

enerLAC

Revista de
Energía de
Latinoamérica
y el Caribe

Cambio climático
en la eficiencia
de centrales
termoeléctricas

*International
Tendencies on
Energy Security:
National Policies*

*Análisis de la
Primera
Generación Eólica
Argentina*

Potencial Energético
de corrientes de las
mareas en el litoral
argentino

Mercado de Gas Natural
en Sudamérica y la nueva
posición Competitiva
de Bolivia



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)

COORDINADORES DE LA EDICIÓN

DIRECTOR GENERAL
Alfonso Blanco

DIRECTORES EJECUTIVOS
Pablo Garcés
Marcelo Vega

COORDINADORA DE PRODUCCIÓN
Blanca Guanocunga. Bibliotecaria OLADE.

COLABORADORES

Raquel Atiaja. *Técnica de Área Informática OLADE*

Ana María Arroyo. *Diseño y diagramación*

REVISORES

Rubén D Piacentini. *Universidad Nacional del Rosario
(UNR). Argentina*

Byron Chiliquinga. *Consultor independiente. Ecuador*

Walter Gustavo Morales. *Universidad Tecnológica Nacional
(UTN). Argentina*

José Medardo Cadena. *Organización Latinoamericana de
Energía (OLADE). Ecuador*

Héctor Chávez. *Universidad Santiago de Chile (USACH). Chile*

Andrés Schuschny. *Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE). Ecuador*

Alejandro Gutiérrez Arce. *Universidad de la República
(UDELAR). Uruguay*

Ramiro Rodríguez. *Universidad Nacional de Córdoba
(UNC). Argentina*

Guillermo Garrido. *Instituto Nacional de Tecnología Industrial
(INTI). Argentina*

Mauricio Medinaceli Monrroy. *Consultor independiente.
Bolivia*

Christian Hernández Martínez. *Instituto Mexicano del
Petróleo (IMP). México.*

© Copyright Organización Latinoamericana de Energía
(OLADE) 2019. Todos los derechos reservados.

ISSN: 2602-8042 (Impresa)
ISSN: 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

Fotografías de la portada y contraportada licenciada por
Ingram Image.

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

EL PRAGMATISMO NECESARIO PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

“ Actuar en la mejora de eficiencia y reducción de emisiones en la generación de electricidad es una medida costo efectiva y de alto impacto en un plazo temporal que resulta manejable y que no representa un factor de estrés a nuestras economías. ”

Las transiciones energéticas y la necesidad de tener una visión orientada a descarbonizar nuestras economías reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) son temas que a esta altura poco podemos cuestionar, más allá de las posiciones desinformadas de aquellos que desconocen o desestiman la crítica situación que atraviesa el planeta en términos ambientales.

Pero también debemos abordar el tema con pragmatismo a nivel de las soluciones posibles al problema. Los combustibles fósiles estarán presentes en nuestra matriz de energía por un largo tiempo, porque la sustitución de fuentes no resulta inmediata, porque las inversiones en infraestructura energética en base a combustibles fósiles aún no se han amortizado, porque el estrés financiero que involucraría a nuestras economías una total descarbonización no podría

ser absorbido por muchas de nuestras naciones, porque el sobre costo que muchas de nuestras economías observarían una alteración en la formación de precios de sus bienes exportables y por el desequilibrio que las economías exportadoras de petróleo podrían tener ante una alteración abrupta del escenario de demanda. Es decir, el estrés que una transformación abrupta de la matriz energética generaría en la economía global difícilmente pudiera ser soportado.

En ese contexto surge la idea de pensar en un combustible que trabaje acompañando estas transiciones. El concepto de fondo es que mientras la transformación de la matriz global a fuentes renovables y mejoras en eficiencia energética se va produciendo de forma gradual impulsado por las mejoras tecnológicas, el abatimiento de costos y la readecuación normativa y regulatoria que sustenta esta transformación, se trabaje en forma paralela en la descarbonización de la economía con combustibles de menor impacto en materia de emisiones de GEI y otros contaminantes. Esto no es alterar la visión de largo plazo de un planeta verde y con 100% de renovabilidad, sino que le da una visión pragmática a la solución del problema ambiental inmediato.

En tal sentido en OLADE hemos realizado algunos cálculos que permiten dimensionar lo antes expuesto.

La generación de electricidad total a partir de carbón mineral y combustibles líquidos derivados del petróleo en 2017 fue de 236 TWh, lo cual corresponde a una capacidad instalada total de 91 GW en toda Latinoamérica y el Caribe. La generación térmica a partir de carbón mineral y combustibles líquidos es aproximadamente el 15% de la generación de electricidad total en LAC en términos de energía. Esa generación a partir de carbón mineral y combustibles líquidos tiene una emisión total de 162.3 millones de tonCO₂.

“ El reemplazo de la generación térmica implica un impacto a nivel de emisiones (dimensión ambiental) y una dimensión económica y financiera que no se puede desestimar. ”

Si reemplazáramos esa generación térmica por centrales que operen a Gas Natural, se requeriría instalar unos 91 GW de generación aproximadamente que representarían una emisión total de 42 millones de tonCO₂. Este reemplazo significa una reducción de 118 millones de tonCO₂ anuales para toda Latinoamérica y el Caribe. Para dar una dimensión real de este ahorro en emisiones. Las emisiones totales de todo el parque automotor de LAC ascienden a 625 millones de tonCO₂ con un parque automotor aproximado de 120 millones de vehículos en toda nuestra región. El impacto de sustituir toda la generación en base a carbón mineral y combustibles líquidos por Gas natural en nuestra región significaría sacar de circulación 20 millones de vehículos, un 17% del parque automotor real.

Para la región la medida representaría una reducción de emisiones de CO₂ en el sector eléctrico cercana al 74% de las emisiones actuales de la generación a partir de combustibles líquidos y carbón mineral, acción que brindaría un importante aporte al cumplimiento de los compromisos climáticos asumidos por LAC.

La necesidad de financiamiento del reemplazo de centrales que operan con combustibles líquidos y carbón mineral por centrales de ciclo combinado a gas natural en términos de inversión asciende a cerca de 92 mil millones de dólares.

Por esto hablo de pragmatismo, porque el análisis del problema debe considerar una evaluación del costo - beneficio y la dimensión de los impactos en el tiempo. Actuar en la mejora de eficiencia y reducción de emisiones en la generación de electricidad es una medida costo efectiva y de alto impacto en un plazo temporal que resulta manejable y que no representa un factor de estrés a nuestras economías. El gas natural es competitivo en costos respecto a otros combustibles, la disponibilidad tecnológica y costos de la infraestructura es comparativamente reducida respecto a otras fuentes y el impacto a nivel de reducción de emisiones es sustancial y es complementario a la incorporación de fuentes de energía renovable brindando el respaldo necesario para la incorporación gradual de fuentes intermitentes.

Más allá del impacto a nivel de emisiones que el reemplazo de generación térmica implica, existe una dimensión económica y financiera del tema que no se debe subestimar. La sustitución de la generación térmica fósil existente por fuentes renovables representaría la necesidad de incorporar aproximadamente 180 GW (en un mix eólico y solar por ejemplo) en todo LAC, únicamente para cubrir la generación en términos de aportes de energía, sin considerar la necesidad de potencia de respaldo. Esto en términos medios representaría una necesidad de inversión de 370 mil millones de dólares y sin considerar los aspectos de necesidad de respaldo en potencia o de almacenamiento que requerirían las fuentes intermitentes.

En costos nivelados de energía las energías renovables hoy compiten de forma directa en precio por unidad de energía con la generación a

gas natural en la mayoría de los países de nuestra región, sin embargo, a nivel de costo nivelado de energía de las renovables el costo promedio ponderado del capital, que involucra directamente el costo de los fondos propios y de financiamiento son las variables de mayor incidencia en la formación de estos precios. ¿Qué quiero decir explícitamente con esto? En escenarios de estrés a nivel de una alta incorporación de renovables por encima de las capacidades de los factores de producción de cada país, fundamentalmente capital y trabajo, la competitividad en precios de las fuentes renovables se reduce porque se produce un aumento en la tasa de descuento que es aplicada a los flujos futuros.

Cerrando el tema, incorporar el concepto de un combustible de transición tiene un muy alto impacto en términos de reducción de emisiones GEI para el cumplimiento de los compromisos medioambientales de la región. Un combustible de transición permite este cambio gradual, asegurando un escenario de competitividad para las renovables y aportando el respaldo que la intermitencia de un portafolio de generación con una alta renovabilidad presenta. ■

Alfonso Blanco
Secretario Ejecutivo

Pablo Garcés
Asesor Técnico

GENERACIÓN ELÉCTRICA EN LAC



DOS ESCENARIOS DE DESCARBONIZACIÓN



\$ 92 MIL MILLONES DE DÓLARES

75% MENOS

\$ 370 MIL MILLONES DE DÓLARES

INDICE



p.10

**EFFECTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN
LA EFICIENCIA DE LAS CENTRALES
TERMOELÉCTRICAS,**
Fabio García.

p. 22

**INTERNATIONAL TENDENCIES ON
ENERGY SECURITY: A REVIEW
ON NATIONAL ENERGY POLICIES
IN THE ELECTRICAL SECTOR,**
Sergio Fuentes Ruiz, Roberto Villafáfila
Robles, Pol Olivella Rosell.



p. 44

**TRIBULACIONES DE LA PRIMERA
GENERACIÓN EÓLICA ARGENTINA:
UN ANÁLISIS A PARTIR DE LOS PARQUES
MAYOR BURATOVICH Y CENTENARIO EN
EL SUR BONAERENSE,**
Luciana Vanesa Clementi.



p. 78

**EL MERCADO DE GAS NATURAL
EN SUDAMÉRICA Y LA NUEVA
POSICIÓN COMPETITIVA DE
BOLIVIA,**
Daniel Canedo.



p. 60

**ALGUNAS CONSIDERACIONES SOBRE EL
POTENCIAL ENERGÉTICO DE CORRIENTES
DE MAREAS EN EL LITORAL DE LA
PROVINCIA DE CHUBUT, ARGENTINA,**
Ana Julia Lifschitz, Norma Beatriz de Cristòfaro,
Doménico P. Coiro.



EFECTO DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN LA EFICIENCIA DE LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS

Fabio García ¹

Recibido: 14/05/2018 y Aceptado: 04/02/2019
ENERLAC. Volumen III. Número 1. Septiembre, 2019 (10-20).



¹ Ingeniero Mecánico. Especialista en planificación energética de OLADE, con más de 25 años de experiencia laboral en esta Organización. fabio.garcia@olade.org

Resumen

En varios países de América Latina y el Caribe (ALC), ha tomado gran relevancia el tema de los efectos del Cambio Climático sobre la generación hidroeléctrica, principalmente en aquellos cuya matriz eléctrica tiene alta dependencia de los recursos hídricos. Sin embargo, poco se habla de los efectos de este fenómeno climático sobre la generación térmica, que es el soporte energético del sector eléctrico de la mayoría de países de la región. En el presente artículo, se pretende llamar la atención sobre el efecto que un incremento en la temperatura ambiental debido al cambio climático, tendría sobre la eficiencia de las máquinas térmicas y específicamente de las centrales termoeléctricas. Con este objetivo se presenta el fundamento teórico de la influencia de la temperatura ambiente sobre el ciclo ideal de Carnot y como ejemplo práctico, sobre el ciclo Rankine, principio termodinámico de las centrales turbo vapor; y adicionalmente se analizan los resultados de un estudio específico realizado sobre este tema por algunos expertos internacionales.

Palabras Clave: Cambio Climático, Ciclo Carnot, Ciclo Rankine, Generación Térmica, Máquina térmica, América Latina.

Abstract

In several countries of Latin America and the Caribbean (LAC), the issues related to the impact of Climate Change on the hydroelectric generation are of high relevance, particularly on those countries whose energy grid depends mostly of hydric resources. However, the impact of the climate adversity in thermal generation has not been widely analyzed. Since such technology represents a major support to the electricity subsector of many countries across the region, the present article focuses on the effects of climate change on the ambient temperature and subsequent impact on the efficiency of thermal machines and specifically on thermal power plants. With this objective, we present the theoretical basis of the influence of the ambient temperature on the ideal Carnot cycle and as a practical example, on the Rankine cycle, thermodynamic principle of turbo steam power plants; in addition, the results of a specific study conducted on this topic by some international experts are analyzed.

Keywords: Climate Change, Carnot Cycle, Rankine Cycle, Thermal Generation, Thermal Machine, Latin America.

INTRODUCCIÓN

Cerca del 50% de la matriz de generación eléctrica de la región de América Latina y El Caribe (ALC), depende de la hidroenergía, motivo por el cual, ha cobrado gran relevancia el análisis de cómo el Cambio Climático puede afectar dicho recurso. Es así que, OLADE con apoyo financiero multilateral, principalmente del BID, desarrolló un estudio de vulnerabilidad de los sistemas de producción hidroeléctrica ante el cambio climático para los países de América Central; y se encuentra desarrollando un estudio similar para los países del Área Andina. Del estudio de América Central se obtuvieron resultados preocupantes respecto a los niveles de reducción que, al mediano y largo plazo, podría sufrir la producción de hidroelectricidad, debido al incremento de la temperatura ambiental, por lo que, en dicho estudio, se propusieron posibles medidas de adaptación. Sin embargo, algunos expertos advierten que no solamente las centrales hidroeléctricas pueden verse afectadas por el incremento de la temperatura ambiental, debido al cambio climático, sino también las centrales termoeléctricas de las cuales, la región de ALC depende en más del 50%.

Grandes países de la región como México y Argentina, sustentan su producción de electricidad principalmente en termoeléctricas convencionales, donde la participación de este tipo de tecnología se aproxima al 90% y 70% respectivamente. Para países de la subregión de El Caribe como Barbados, Grenada, Guyana y Trinidad y Tobago, las termoeléctricas representan prácticamente el 100% de su parque generador (OLADE, 2017).

En el presente artículo se pretende realizar un llamado de atención sobre los efectos que la variación de temperatura ambiental, así como una eventual disminución en la disponibilidad del recurso hídrico en los ríos, pueden tener sobre la eficiencia de las centrales termoeléctricas. Se

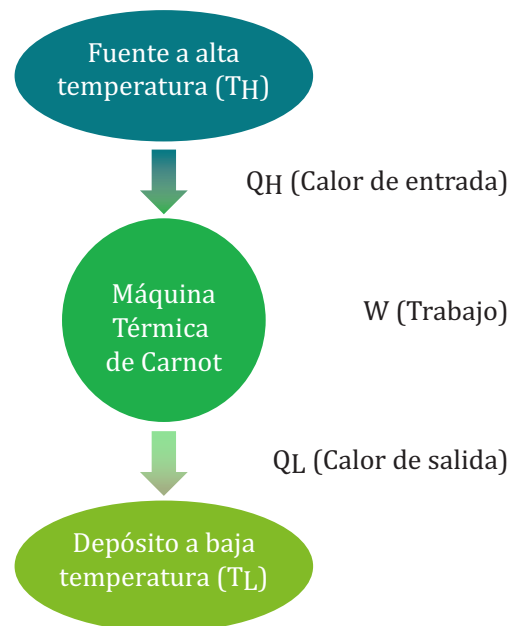
ha tomado como ejemplo, y para efecto del análisis teórico, las centrales turbo vapor, ciclo Rankine las cuales tienen una participación importante en los parques generadores nacionales de un gran número de países de la región. Esta tecnología, con un total de 62.000 MW instalados, representa el 18% del total de la capacidad instalada total de ALC. Esto, sin tomar en cuenta que este ciclo térmico forma parte también de las centrales turbo gas de ciclo combinado, de las centrales termonucleares y de las centrales geotérmicas.

FUNDAMENTO TEÓRICO

El Ciclo de Carnot

Toda máquina térmica, funciona bajo el principio de la máquina ideal de Carnot, donde un fluido de trabajo circula en un ciclo reversible cerrado, absorbiendo calor de una fuente a alta temperatura (T_H), cediendo calor a un sumidero o depósito a baja temperatura (T_L) y generando una cantidad de trabajo en el proceso.

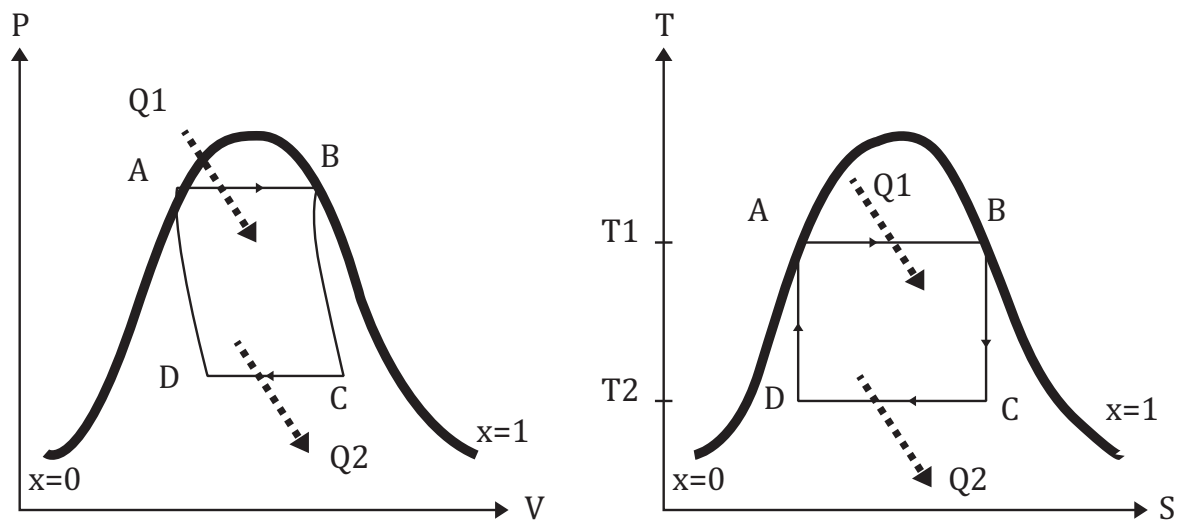
Figura 1. Esquema de la máquina térmica de Carnot.



Fuente: Elaboración del autor.

Un ciclo de Carnot dentro de la curva de saturación del fluido de trabajo, puede representarse en diagramas termodinámicos Presión – Volumen (P-V) y Temperatura – Entropía (T-S), como se muestra en la Figura 2 (Fernández, 2017).

Figura 2. Diagramas termodinámicos de un ciclo de Carnot.



Fuente: www.textoscientificos.com/fisica/termodinamica/maquinas-vapor

En el ciclo de Carnot, se pueden distinguir claramente 4 procesos termodinámicos:

a. Expansión isotérmica (proceso A-B).

Corresponde a la transferencia de calor (Q_1) desde una fuente externa al fluido a temperatura constante, incrementando su volumen específico y su entropía.

b. Expansión adiabática (proceso B-C).

Corresponde a una expansión sin transferencia de calor e isentrópica (entropía constante), donde el fluido pierde presión y temperatura.

c. Compresión isotérmica (proceso C-D).

el fluido se comprime a temperatura constante, cediendo calor (Q_2) a un sumidero térmico externo.

d. Compresión adiabática (proceso D-A).

El fluido se comprime isentrópicamente sin transferencia de calor, incrementándose su presión y temperatura.

Dado que el ciclo de Carnot es reversible, teóricamente la fuente caliente externa y el fluido en la expansión isotérmica (A-B), están a la misma temperatura T_1 , mientras que el sumidero térmico y el fluido en el proceso de compresión isotérmica (C-D) están a la misma temperatura T_2 .

La eficiencia del ciclo termodinámico de Carnot (η), estará dado por la relación entre el trabajo realizado por la máquina (W) y el calor absorbido de la fuente caliente (Q_1).

$$\eta = \frac{W}{Q_1} \quad (1)$$

Del balance de energía, en un proceso reversible, se obtiene que el calor absorbido por la máquina (Q_1) deberá ser igual al trabajo realizado por la misma (W), más el calor cedido al sumidero térmico (Q_2). Por lo tanto, al despejar la variable trabajo, se obtendrá la expresión indicada en la ecuación 2.

$$W = Q_1 - Q_2 \quad (2)$$

De acuerdo a las leyes de los gases ideales en los procesos isotérmicos (A-B) y (C-D), el calor absorbido y cedido respectivamente, se calculan en función de las temperaturas y los volúmenes tal como se muestra en las ecuaciones (3) y (4).

$$Q_1 = n \cdot R \cdot T_1 \cdot \ln (V_B / V_A) \quad (3)$$

$$Q_2 = n \cdot R \cdot T_2 \cdot \ln (V_C / V_D) \quad (4)$$

Donde:

Q_1 = calor absorbido por la máquina del foco caliente

Q_2 = calor cedido por la máquina al foco frío

n = número de moles del fluido de trabajo (gas ideal)

R = constante universal de los gases ideales

T_1 = Temperatura del foco caliente y del gas en el proceso (A-B)

T_2 = Temperatura del sumidero térmico y del gas en el proceso (B-C)

V_A = Volumen del gas en el estado A

V_B = Volumen del gas en el estado B

V_C = Volumen del gas en el estado C

V_D = Volumen del gas en el estado D

En los procesos adiabáticos B-C y D-A, se cumple la siguiente relación entre las temperaturas y los volúmenes de los estados inicial y final de cada proceso:

$$\text{Proceso B-C} \quad \frac{T_1}{T_2} = \left(\frac{V_C}{V_B} \right)^{\gamma-1} \quad (5)$$

$$\text{Proceso D-A} \quad \frac{T_1}{T_2} = \left(\frac{V_D}{V_A} \right)^{\gamma-1} \quad (6)$$

Donde γ = constante adiabática del gas ideal. De las ecuaciones (5) y (6) se concluye que:

$$\frac{V_C}{V_B} = \frac{V_D}{V_A} \quad (7)$$

$$\frac{V_C}{V_D} = \frac{V_B}{V_A} \quad (8)$$

Por lo tanto al ser la relación entre los volúmenes constante, al igual que los parámetros n y R , la expresión matemática del trabajo queda como se indica en la ecuación (9).

$$W = n \cdot R \cdot \ln \left(\frac{V_B}{V_A} \right) \cdot (T_1 - T_2) \quad (9)$$

Combinando las ecuaciones (9) y (3), la eficiencia de una máquina térmica ideal de Carnot se puede expresar como se observa en la ecuación (10):

$$\eta = \frac{n \cdot R \cdot \ln \left(\frac{V_B}{V_A} \right) \cdot (T_1 - T_2)}{n \cdot R \cdot \ln \left(\frac{V_B}{V_A} \right) \cdot T_1} \quad (10)$$

Finalmente simplificando los factores comunes del numerador y el denominador la eficiencia termodinámica de la máquina de Carnot, queda como una función de las temperaturas de los procesos isotérmicos como se observa en la ecuación (11).

$$\eta = 1 - \frac{T_2}{T_1} \quad (11)$$

Cabe resaltar que en una máquina térmica real, para que pueda existir transferencia de calor en la expansión isotérmica A-B, la temperatura T_1 deberá ser necesariamente menor que la temperatura del foco caliente y de igual manera la temperatura de la compresión isotérmica C-D, T_2 , deberá ser mayor que la del sumidero térmico, por lo que se concluye que no puede existir una máquina térmica real que supere en eficiencia a la máquina ideal de Carnot.

Por otra parte, en una máquina térmica real, la temperatura del foco caliente (T_1) dependerá del calor que genere la combustión o la fuente térmica, del cual una parte será transferida al fluido de trabajo, mientras que la temperatura T_2 podrá ser tan baja como lo permita el sumidero térmico o depósito frío. Por lo tanto, entre menor sea la temperatura T_2 y mayor sea la temperatura T_1 , la eficiencia térmica de la máquina se incrementará y podrá producir mayor cantidad de trabajo mecánico y de energía eléctrica si se trata de un generador termoeléctrico.

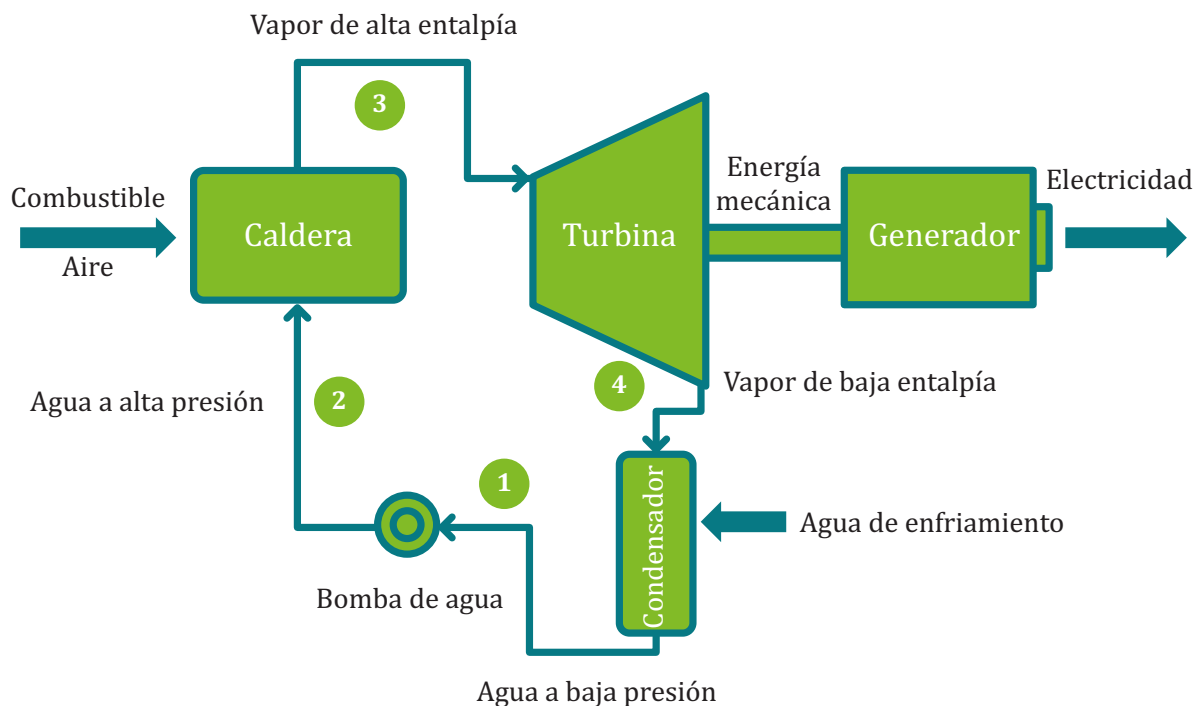
También es necesario observar que, al haber una transferencia de calor desde el proceso de

compresión isotérmica hacia el sumidero térmico, este tenderá a subir su temperatura reduciendo la eficiencia de la máquina, por lo que es necesario la intervención de un medio de refrigeración externo para mantener su temperatura baja, haciéndose importante también, la cantidad disponible de este medio refrigerante y su temperatura en condiciones ambientales.

La máquina térmica ciclo Rankine

La máquina térmica ciclo Rankine, constituye el modelo ideal para los sistemas de potencia turbo vapor.

Figura 3. Esquema de una central eléctrica ciclo Rankine.



Fuente: OLADE (2017), Manual de Estadísticas Energéticas.

Como se observa en la figura 3, una central termoeléctrica turbo vapor con ciclo Rankine, incluye en su configuración básica 5 elementos o dispositivos principales:

a. La Caldera.- donde se transfiere el calor de la combustión al fluido de trabajo, que en este caso es agua. Mediante esta transferencia de calor, el agua, que originalmente se encuentra en estado

líquido, se convertirse en vapor sobrecalentado¹.

b. La Turbina.- dispositivo que convierte parte de la energía térmica del fluido de trabajo en energía mecánica, en forma de movimiento rotatorio.

c. El Generador.- gracias a su acoplamiento a la turbina, convierte el trabajo mecánico en energía eléctrica.

d. El Condensador.- es un intercambiador de calor que se encarga de mantener la presión y temperatura del fluido de trabajo en valores bajos, extrayéndole energía hasta convertirlo completamente a fase líquida. Para cumplir su función, el condensador requiere de la intervención de un fluido refrigerante, que generalmente es agua tomada de un río o vertiente natural cercana a la central.

e. La bomba de agua.- eleva la presión del fluido de trabajo que sale del condensador en estado líquido, para reinyectarlo a la caldera y cerrar de esta forma el ciclo termodinámico.

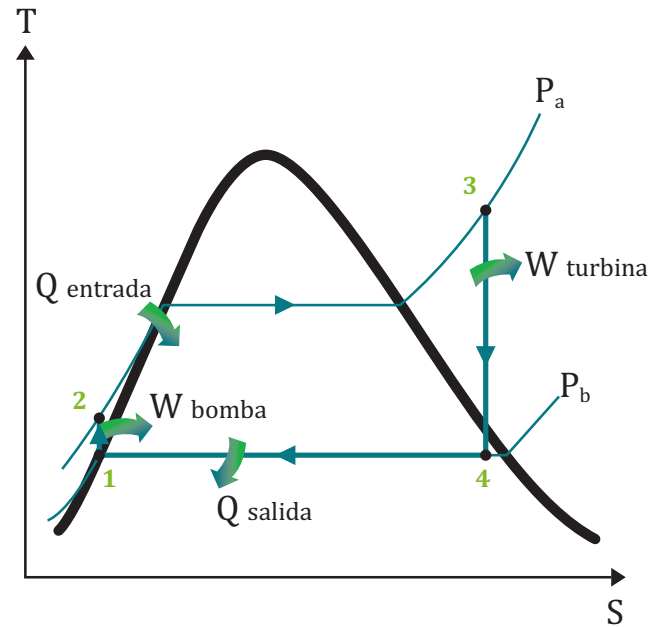
Cabe resaltar que las centrales eléctricas turbo vapor en su configuración real, suelen incluir otros dispositivos con el fin de incrementar su eficiencia, como regeneradores de calor, turbinas de baja presión, bombas de agua multietapa, etc.

Las centrales termoeléctricas se ven afectadas en su eficiencia, al incrementarse la temperatura ambiental.

¹ Vapor sobrecalentado, es vapor seco (calidad 100%), que ha incrementado su temperatura a presión constante más allá de su punto de saturación.

El ciclo Rankine ideal de una máquina turbo vapor, observado en un diagrama termodinámico Temperatura- Entropía (T-S), se muestra en la figura 4 (Cengel/Boles, 2012).

Figura 4. Diagrama termodinámico T-S ciclo Rankine.



Fuente: Yunes Cengel, Michael Boles, Termodinámica, séptima edición.

El diagrama termodinámico de la Figura 4, corresponde a una máquina turbo vapor ideal, es decir que no se consideran irreversibilidades ni en el proceso de compresión en la bomba de agua ni en el de expansión del vapor en la turbina. Al igual que en el ciclo de Carnot, el trabajo está representado por el área encerrada entre las curvas de los 4 procesos termodinámicos, que se identifican a continuación:

- a. Compresión isentrópica del agua en estado líquido en la bomba (1-2)
- b. Calentamiento isobárico (presión constante) del agua en la caldera hasta convertirla en vapor sobrecalentado (2-3)

c. Expansión isentrópica en la turbina generando trabajo mecánico y bajando la presión y temperatura del vapor de agua (3-4)

d. Condensación a presión constante (isobárica) en el condensador hasta convertir el agua en líquido saturado (4-1)

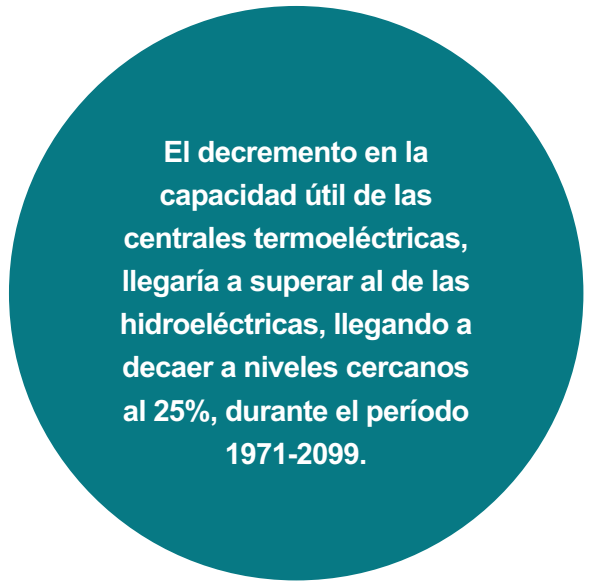
Como se puede observar en la figura 4, entre mayor sea el gradiente de temperatura en el proceso de expansión isentrópica (3-4), mayor será la cantidad de trabajo entregado por la máquina y por lo tanto para una determinada cantidad de calor suministrado ($Q_{entrada}$), la eficiencia térmica también será mayor. Por lo tanto, se concluye, que al igual que en la máquina ideal de Carnot, en cuanto menor sea la temperatura de la condensación isobárica (4-1), en la máquina Rankine, mayor será su eficiencia.

Luego del proceso de condensación en la máquina Rankine, es necesario disipar calor del fluido refrigerante, para regresarlo a su temperatura natural, lo cual se suele hacer mediante el uso de torres de enfriamiento, donde el refrigerante cede calor al aire. Un incremento en la temperatura del aire, alterará también los valores de humedad relativa del mismo y por lo tanto su capacidad para extraer calor del refrigerante, lo que significa que, si el refrigerante actúa en un ciclo cerrado, perderá también capacidad para mantener el condensador del sistema turbo vapor a baja temperatura y presión (Luis M. Romeo, 2017). Es obvio que un efecto de pérdida de capacidad de refrigeración se dará también, si disminuye el flujo másico del refrigerante en el sistema, debido a una menor disponibilidad de caudal en el río o afluente que suministra dicho fluido.

Por todo lo anteriormente expuesto, se puede reiterar que un incremento en la temperatura ambiental debido al cambio climático, puede traer consecuencias negativas para la operación de las centrales termoeléctricas en general, y particularmente para los sistemas de potencia turbo vapor, afectando su eficiencia térmica.

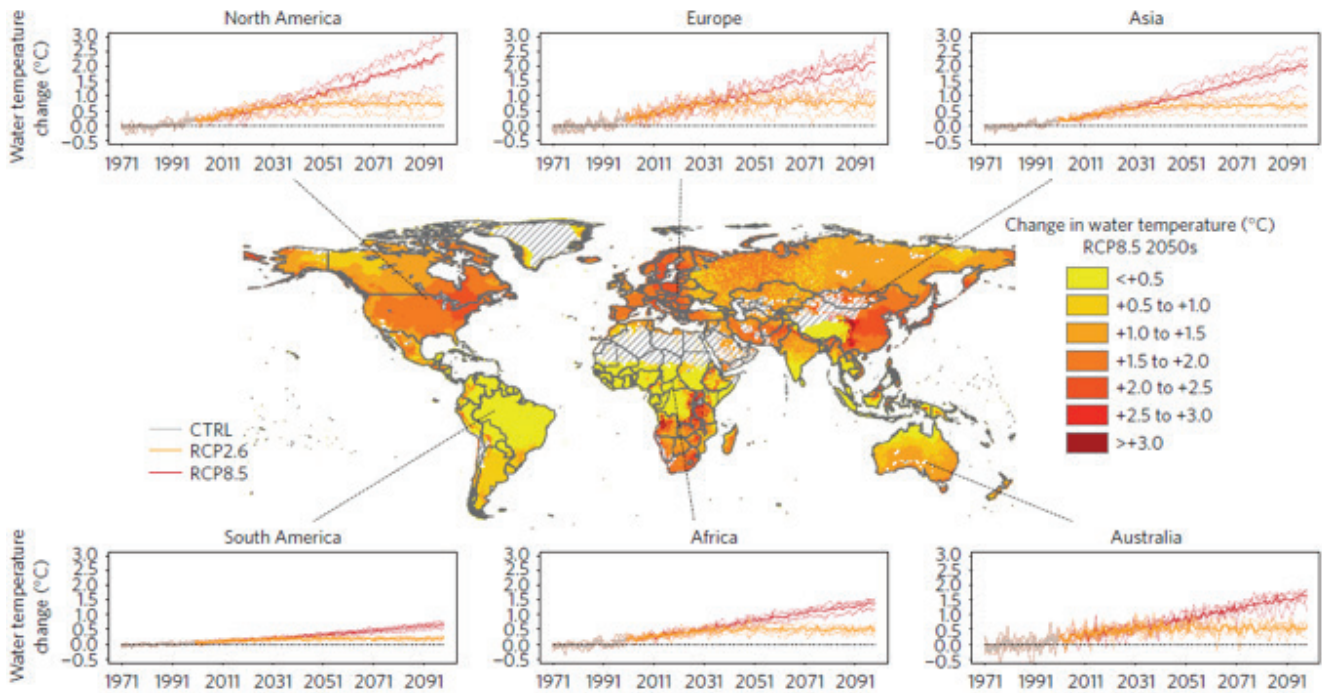
ESTUDIO SOBRE LOS EFECTOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN LA GENERACIÓN TÉRMOELÉCTRICA

Algunos estudios, han estimado como el incremento de temperatura ambiental podría afectar la generación térmica, en las diferentes zonas geográficas del Planeta. Uno de estos estudios, cuyos resultados se publicaron en el artículo técnico "*Power-generation system vulnerability and adaptation to changes in climate and water resources*" (Michelle T.H. Van Vliet, 2016), muestra para diferentes escenarios climáticos, formulados por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés), denominados "Trayectorias de Concentración Representativas" (RCPs por sus siglas en inglés), se estiman variaciones en la temperatura superficial del agua, para el período 1971-2099 que van desde los 0.6°C (escenario RCP 2.6) hasta cerca los 2.5°C (escenario RCP8.5), dependiendo de la zona geográfica, como se puede observar en la Figura 5. En esta figura se advierte de manera muy clara que la mayor variación se daría en regiones como Norteamérica y Europa, mientras que, para Suramérica el incremento de la temperatura del agua se mantendría por debajo de 1°C, incluso para el escenario climático más drástico como es el RCP8.5.



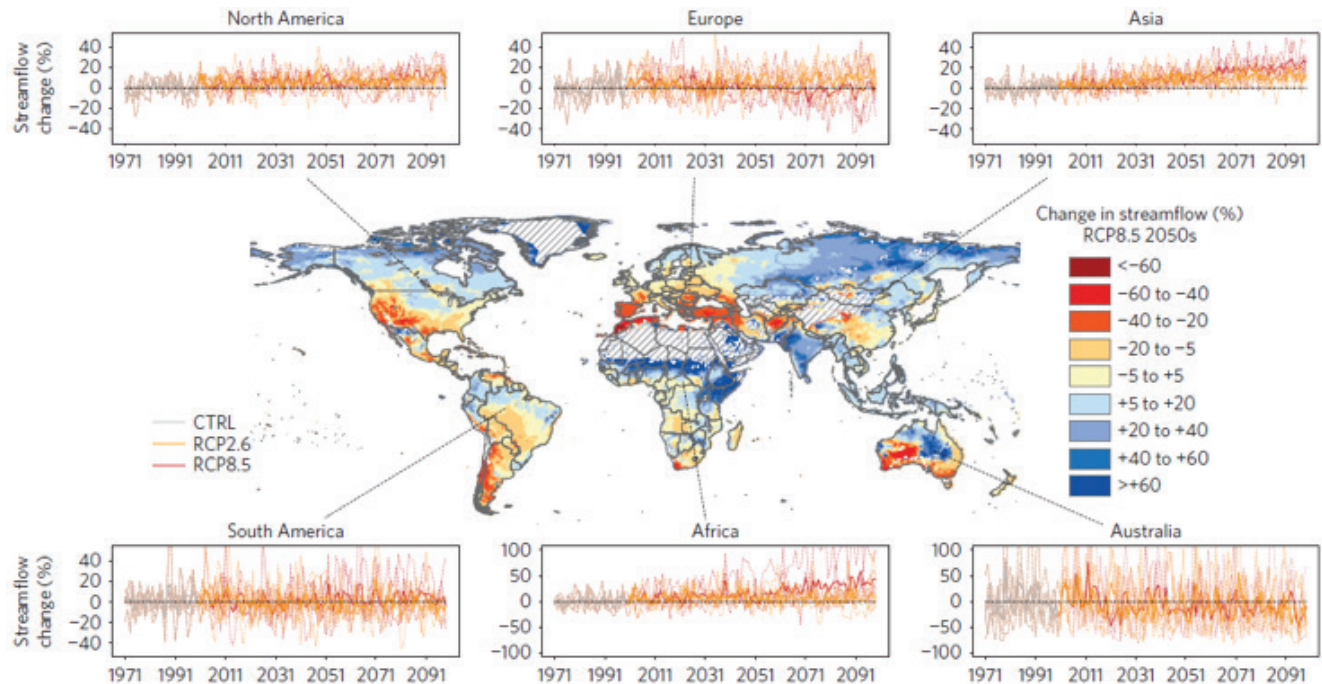
El decremento en la capacidad útil de las centrales termoeléctricas, llegaría a superar al de las hidroeléctricas, llegando a decaer a niveles cercanos al 25%, durante el período 1971-2099.

Figura 5. Variación de la temperatura del agua por efecto del cambio climático en el período 2071-2099.



Fuente: (Michelle T.H. Van Vliet, 2016)

Figura 6. Variación de las escorrentías por efecto del cambio climático en el período 2071-2099.

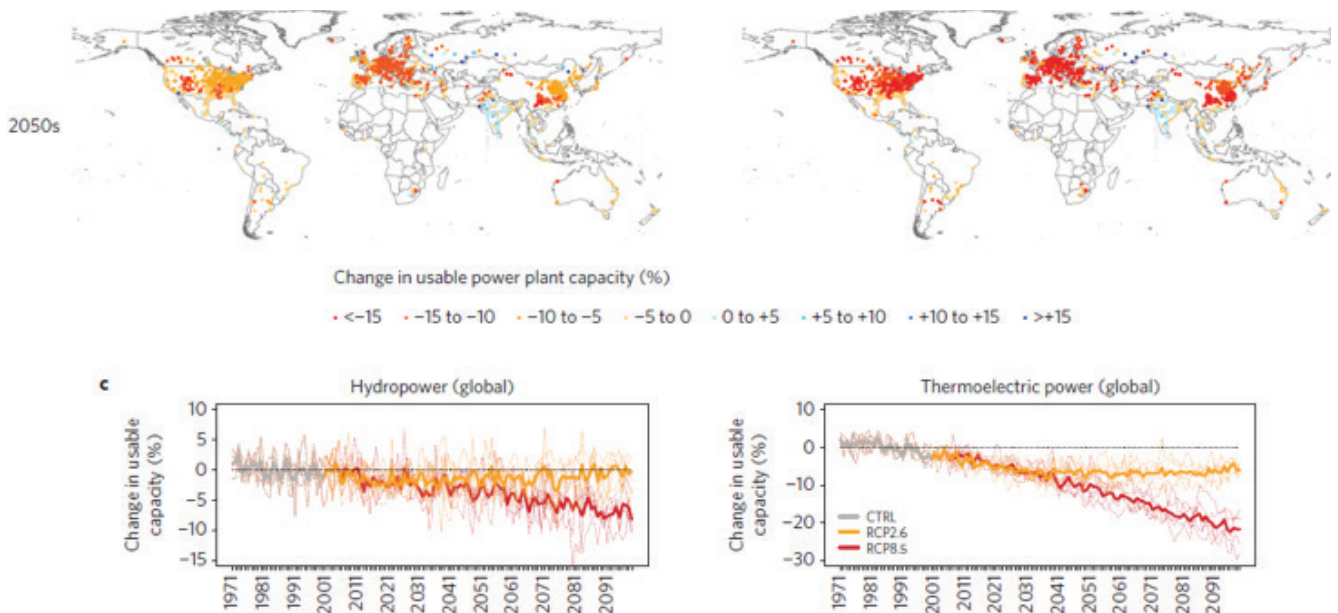


Fuente: (Michelle T.H. Van Vliet, 2016)

En cuanto a la variación en las escorrentías (flujos hidráulicos superficiales), las variaciones en el período de análisis (1971-2099), pueden ser positivas en algunas regiones geográficas y negativas en otras, como se puede observar en la Figura 6., las zonas con mayores variaciones negativas, para el año 2050 y el escenario RCP8.5 se localizan en el continente europeo, Norteamérica y el cono sur del continente americano, mientras que para zonas aledañas a la cuenca del Amazonas, las variaciones serían positivas con incrementos entre 5 y 20%.

Con la combinación de estos parámetros de influencia (temperatura del agua y escorrentías), la variación en la capacidad útil de generación hidroeléctrica y termoeléctrica se puede apreciar en la Figura 7. Como allí se observa, el decremento en la capacidad útil de las centrales termoeléctricas, llegaría a superar al de las hidroeléctricas, llegando a decaer a niveles cercanos al 25%, durante el período 1971-2099.

Figura 7. Variación de la capacidad útil hidroeléctrica y termoeléctrica por efecto del cambio climático en el período 2071-2099.



Fuente: (Michelle T.H. Van Vliet, 2016)

CONCLUSIONES

El fundamento teórico revisado, muestra que siendo el Ciclo de Carnot, el principio fundamental de operación de todas las máquinas térmicas y habiendo deducido, que su eficiencia depende de la temperatura del sumidero térmico, que de manera general lo constituye el ambiente, se puede concluir que la eficiencia de todos los tipos de centrales termoeléctricas, se verá

afectada por un incremento en la temperatura ambiental debido al calentamiento global.

Una disminución en la eficiencia de las centrales termoeléctricas, específicamente en aquellas que utilizan combustibles fósiles, repercutirá en el mayor gasto de combustible para producir la misma cantidad de energía eléctrica, lo que

a su vez incrementará la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera, contribuyendo al cambio climático y constituyéndose de esa manera en un círculo vicioso.

Dado que a nivel mundial el carbón mineral es la segunda fuente en importancia en su uso, principalmente concentrado en la generación eléctrica, con tecnología turbo vapor, una pérdida de eficiencia en este tipo de centrales podría tener un efecto drástico en el incremento de emisión de dióxido de carbono a la atmosfera.

Es posible que, ante los resultados obtenidos de estudios de vulnerabilidad de la generación hidroeléctrica al cambio climático, se pueda pensar que un respaldo térmico convencional sea una buena alternativa de medida de adaptación para suplir una eventual disminución en el recurso hídrico, por lo que es muy importante tener conciencia que las centrales

termoeléctricas, también se verán afectadas por ese fenómeno.

De manera similar como se ha hecho para el caso de la generación hidroeléctrica, se debería emprender en estudios sobre los efectos del cambio climático en la generación térmica, analizando casos específicos, principalmente en aquellos países con alta dependencia de este tipo de generación y con mayor orientación a los que consumen carbón mineral y productos petrolíferos.

Si bien el mayor efecto de disminución de la capacidad útil de las centrales termoeléctricas debido al cambio climático, se presentaría en la zona norte del continente americano, según el artículo técnico consultado (Michelle T.H. Van Vliet, 2016), también en el extremo sur de este continente (Cono Sur), se muestran zonas sensibles a este fenómeno climático.

REFERENCIAS

Cengel/Boles. (2012). Termodinámica (7 ed., Vol. 1). México DF, México: McGRAW-HILL/INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V. Recuperado el 2017

Fernández, T. M. (2017). Ciclo de Carnot. Artículo de internet, Universidad Politécnica de Madrid, Madrid. Obtenido de <http://acer.forestales.upm.es/basicas/udfisica/asignaturas/fisica/termo2p/carnot.html>

Luis M. Romeo, R. G. (2017). El coste de las condiciones ambientales en los ciclos combinados. Zaragoza. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/267770344_El_coste_de_las_condiciones_ambientales_en_los_ciclos_combinados

Michelle T.H. Van Vliet, D. W. (2016). Power-generation system vulnerability and adaptation to changes in climate and water resources. *Nature climate change*, 375-380.

OLADE. (2017). SiseLAC. Quito. Obtenido de sier.olade.org



IV SEMANA DE LA
ENERGIA



**SUN
WORLD
2019 | PERU**



PERÚ Ministerio
de Energía y Minas



SAVE THE DATE

11 - 14 DE NOVIEMBRE 2019
LIMA - PERÚ

INTERNATIONAL TENDENCIES ON ENERGY SECURITY: A REVIEW ON NATIONAL ENERGY POLICIES IN THE ELECTRICAL SECTOR

Sergio Fuentes Ruiz¹, Roberto Villafáfila Robles², Pol Olivella Rosell³

Recibido: 14/09/2018 y Aceptado: 03/05/2019
ENERLAC. Volumen III. Número 1. Septiembre, 2019. (22-43).





1 Mechatronics Engineer by the Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey. Master in Energy Engineering with specialization in Electrical Engineering from the Polytechnic University of Catalonia of Spain. Currently, a doctoral candidate in Electrical Engineering from the UPC. sergio.fuentes@upc.edu

2 Industrial Engineer from the School of Industrial Engineering of Barcelona (ETSEIB), Polytechnic University of Catalonia (UPC). Doctor in Electrical Engineering from the UPC. Since 2003, he has been part of the Center for Technological Innovation in Static Converters and Drives (CITCEA) of the UPC, where he develops R & D & I activities and consultancy with the industry and the administration at a local and international level in the field of electrical engineering. He is currently an associate professor in the Department of Electrical Engineering from the UPC. His areas of work include the integration of renewable energy - storage - electric vehicles in energy systems, electricity markets, and the binomial energy and territory. Associate professor of the Electrical Engineering Department of the Polytechnic University of Catalonia (UPC). Member of the management team of the Center for Technological Innovation in Static Converters and Drives (CITCEA) of the UPC. roberto.villafafila@upc.edu

3 Industrial Engineer and Master in Energy Engineering from the Polytechnic University of Catalonia, Spain. Senior engineer and PhD student at CITCEA-UPC. His research areas include local electrical markets, smart grids, electric vehicles, renewable energies and batteries. He has participated in both national and international projects. pol.olivella@upc.edu

ABSTRACT

Energy security constitutes a priority within national energy policies. The international trend of energy transitions has fostered electrification of the energy systems, so it results imperative to study how the concept of energy security is implemented by means of power system strategies.

This article presents a review on seven different national security strategies focused in the power system, thus different approaches in the matter are contrasted and discussed. An outlook of the current situation in the selected nations is also presented, through the review of their power system structures and electricity generation data. Common paths among the national covered strategies are identifiable as a result of the study, including the deployment of renewable energies installations, efficiency improvement and, more geographically restricted, the shale revolution.

A frame able to qualify the strategies in a wide context would help policy makers to develop more country-specific strategies and to evaluate their effectiveness on procuring energy security.

Keywords: Energy Policy, Energy Security, Energy Transitions, Power System, Sustainability.

RESUMEN

La seguridad energética constituye una prioridad dentro de las políticas energéticas nacionales. Las transiciones energéticas como tendencia internacional han promovido la electrificación de los sistemas energéticos, por lo que resulta imprescindible estudiar cómo el concepto de seguridad energética se implementa a través de estrategias en el sector eléctrico.

Este artículo presenta una revisión de siete diferentes estrategias nacionales enfocadas al sistema eléctrico, para así poder contrastar

y discutir distintos enfoques en la materia. Se presenta, además, una perspectiva de la situación actual de los países elegidos a través de la revisión de sus estructuras eléctricas y de sus datos de generación eléctrica. Se pueden identificar patrones comunes entre las estrategias estudiadas, los que incluyen el despliegue de instalaciones de energías renovables, el mejoramiento en la eficiencia y, de modo más restringido geográficamente, la shale revolution.

Un marco para calificar las estrategias en un contexto amplio ayudaría a los responsables políticos a desarrollar estrategias específicas para cada país, así como a evaluar su efectividad para procurar la seguridad energética.

Palabras Clave: Política Energética, Seguridad Energética, Sustentabilidad, Sector Eléctrico, Transiciones Energéticas.



INTRODUCTION

A trend has been heading the international energy agenda during the last decade: the transition to sustainable energy systems. Nevertheless, there does not exist only one energy transition, but every country has its own path for transforming its energy system depending on its own circumstances. This fact takes governments to approach their transitions from different perspectives, and to issue and implement strategies that might diverge notably among them.

This series of energy transitions have taken the power system to occupy a central role for policy makers, since electrical systems, as the linking network among other public facilities, have become the center of modern infrastructures (Fischer, Hake, Kuckshinrichs, Schröder, & Venghaus, 2016). Moreover, the electrical system is crucial for the integration of renewable energies at a large scale, a key measure for fight against climate change.

The power system, occupying such a prominent role in the energy system today, makes of assuring its energy security¹ a priority for governments. Procuring an appropriate, integrated and reliable network is, besides an energy policy objective, a part of a national economic strategy (Yusta, Correa, & Lacal-Aránategui, 2011).

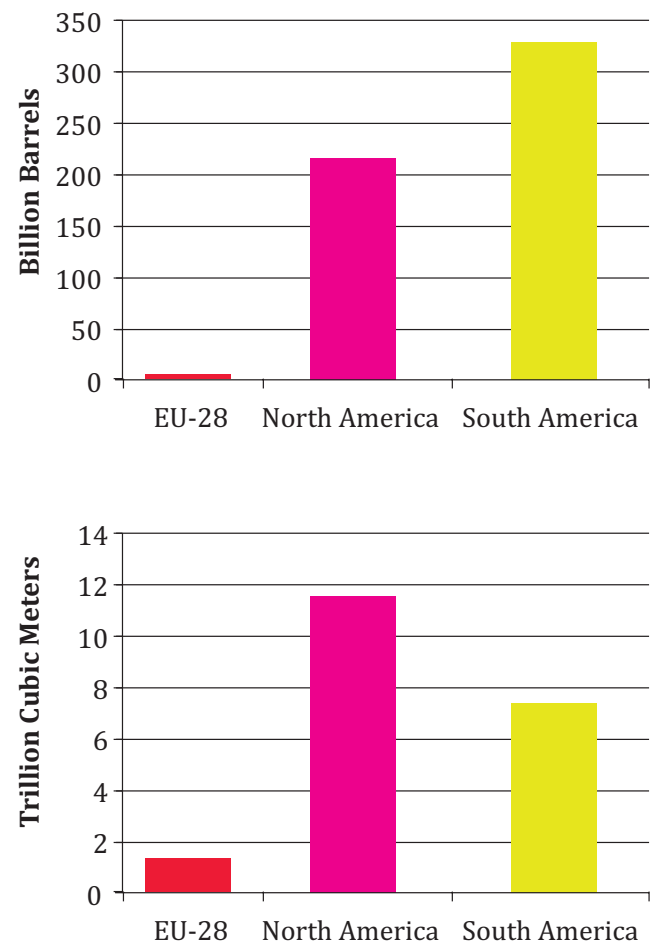
The present article has the aim of, within the frame of global energy transitions, contrasting strategies of three different regions towards improving energy security in their power systems. The regions to be covered are Europe, North and South America. Through the analysis of strategies of countries located in those regions, general trends are to be identified and discussed.

1 Defined as “the uninterrupted availability of energy sources at an affordable price” (International Energy Agency, 2017).

ENERGY POLICY TRENDS IN ENERGY SYSTEMS

Different regions around the world tend to use indigenous resources to satisfy their energy needs. In the frame of the current international electrification trend, governments are shaping their energy systems with the prominence of the electrical system and, to the extent of possible, draw upon fuels within their borders for satisfying their energy needs.

Figure 1: Crude oil (top) and natural gas (bottom) proved reserves in the European Union & Eurasia, North and South America.



Source: Elaboration of authors with data from (U.S. Energy Information Administration, 2018a, 2018c)

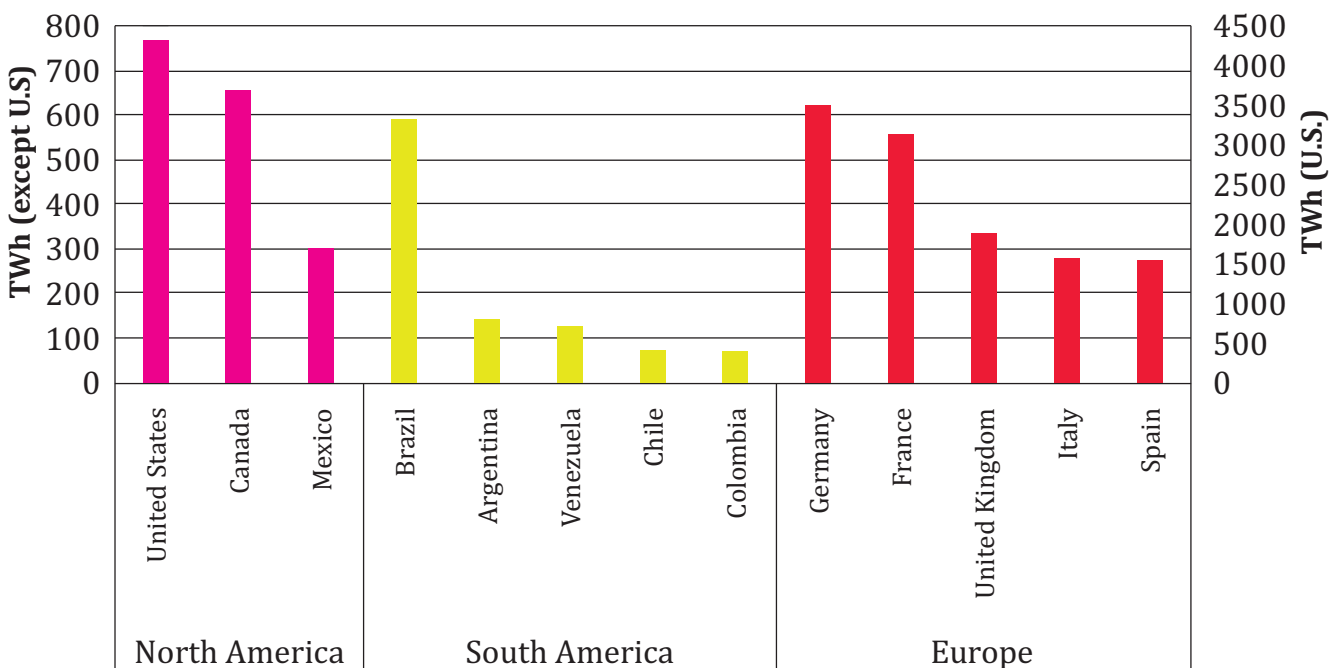
The European Union, one of the regions with less conventional resources in the world, as it can be observed in Figure 1, has decided to address this lack of sources through the promotion of renewable energies, diversification of both energy suppliers and technologies, efficiency measures and interconnections among the member states of the union (European Commission, 2014).

North and South America have very distinct approaches to those of Europe, since these regions possess some of the largest oil and gas reserves in the world, as well as a very high potential of renewable energies. North America, the top performer energy security region in the world (Wang & Zhou, 2017), has reserves enough to be self-sufficient energetically. Nevertheless, this region has been also promoting the deployment of clean energy technologies, particularly in the power system.

By its part, South America, due to its vast reserves of fossil fuels as well as its large use of hydropower, is not only an energy-secure region, but also a leader in environmental sustainability.

For the present article, the most relevant countries in terms of electricity production of the mentioned regions will be covered. Their electricity generation data is shown in Figure 2. The larger electricity producers of North America are the United States and Canada. Brazil is by far the largest generator of South America, followed by Argentina. By its part, Mexico, located in northern part of the continent but historically and culturally closest to the southern part of the continent -where it would occupy the second place as energy producer- has also been included for its analysis. Germany and France take the lead in Europe in the first and second place, respectively.

Figure 2: Total electricity generation in 2014.



Source: Elaboration of authors with data from (International Energy Agency, 2016)

United States

The United States has, among its energy objectives, the aim of becoming energy independent as its core mission for assuring its energy security (Congress of the United States of America, 2007). The strategy for achieving that independence consists of fuels, sources and routes diversification jointly with the boost of domestic resources exploitation (The White House, 2015).

The country reaches 447 GW of natural gas power plants, the largest fuel present in the power mix, which produced 34% of the 4,078 TWh generated in the country in 2016, followed by coal power plants, which sum 270 GW of installed power and contributed with 30% of the electricity production (U.S. Energy Information Administration, 2017b).

Towards 2040, it is expected that the energy intensity of the country continues decreasing as it has been doing since the last four decays (Institute for 21st Century Energy, 2016). This tendency will make that, through new efficiency standards and, in general, a less-energy-intense economy, the electricity demand in the country will continue growing, yet at a much slower rate (U.S. Energy Information Administration, 2017a).

Coal and natural gas will still remain the main sources of electricity generation in the U.S. in the mid-term, in spite of the efforts of the last federal administration and those of the federal states to promote renewable energies (Tsai & Gülen, 2017). Among renewable technologies, hydropower is to be overpassed by wind and solar power. Unlike other nations and because of its federal system, which provides strong capabilities to the states, are these ones those in charge of establishing their own targets on deployment of renewable energies, GHG emissions and other environmental concerns.

The current federal administration, through its executive order on “Promoting Energy

Independence and Economic Growth” has derogated regulations considered unnecessarily restrictive and an obstacle for economic growth, all with the aim of ensuring geopolitical security of the U.S. (Trump, 2017). This order has the objective of promoting the exploration and production of local energy resources, including both conventional and renewable ones.

The U.S. is one of the current promoters and beneficiaries of the “shale gas revolution”, which consists basically of technology development for the extraction of shale gas and its further implementation. This revolution has taken the U.S. to be the largest natural gas producer in the planet and the acceleration of its economy due to this energy boost (Arezki, Fetzer, & Pisch, 2017). Shale gas is a tool for the country to reduce its dependence on foreign energy sources and, by those means, improve its national energy security.

The U.S. is involved in a deep transformation, not only energetically but socially and politically. As a consequence, the energy trends that the country had experimented until the last administration, such as the promotion of renewable energies and regulation on GHG emissions, are currently under revision. The federal administration is today aimed to boost the use of local resources as the way to achieve energy independence and to improve the national energy security of the U.S., even if that view goes against the global trend of transforming energy systems to less-carbon-intense ones. It remains to be seen that if the competitiveness and leadership of the country do not result negatively affected in the long-term.

Canada

Canada, a mature post-industrial economy, has large natural endowments of oil, natural gas, coal and hydropower potential. With its current power system structure, Canada is energy secure (Best et al., 2010). This condition

is reached thanks to the vast resources the country possesses, its diversified energy mix, robust infrastructure, adequate market regulations supporting private investments and political stability (Langlois-Bertrand, 2010).

Due to the large extension of the country and propitious geological conditions, hydropower has a very strong presence in the Canada's energy mix with 77 GW of installed capacity, followed by natural gas, which accounts 21 GW (National Energy Board, 2016a). Thanks to this hydropower prominence, Canada is the second largest electricity producer from this source in the world; in 2015 hydropower supplied 59.3% of the 631.7 TWh of consumed electricity in the country (Statistics Canada, 2016).

There are several reasons for Canada to rely so heavily on hydropower, such as its flexibility, relative affordability, lack of CO₂ emissions and cost stability (National Energy Board, 2016a). By its part, the second major resource for the Canadian power system, natural gas, has the advantage of having low source prices, lower GHG emissions than other fossil fuel power plants as well as shorter construction times.

The total energy use of the country is expected to grow as well as the electricity use (North American Cooperation on Energy Information, 2015), a tendency extended to GHG emissions, while the energy intensity of the Canadian economy will follow a declining trend in the upcoming years (National Energy Board, 2016a). New installations in the country will be mainly natural gas-, wind- and hydropower-based technologies, while solar jointly with other renewable technologies will have a relatively minor participation increase in the energy mix; at the same time the system will suffer reductions of coal, nuclear and oil-fired power plants.


The Canadian Energy Strategy has focused its priorities on energy efficiency, energy access, climate change, a lower-carbon economy, tech-

nology and innovation (International Energy Agency, 2015). The Canadian Government, through the Energy Safety and Security Act (Parliament of Canada, 2015), has established a frame for assessing environment protection measures for oil and gas operations. National targets include reducing its GHG emissions by 30% compared to year 2005 by 2030 (Office of the Parliamentary Budget Officer, 2016), focusing this strategy on buildings and transport improvements.

Due to the federal administration of Canada, are the provinces and territories those in charge of primary overseen electric reliability (Natural Resources Canada, 2016), reason why there does not exist a national common target on renewable energies deployment, but are the provinces and territories themselves those who establish environmental objectives (International Renewable Energy Agency, 2015).

Because of its geographical location, the Canadian power system has interconnections only with its southern neighbor, to which it exported a net amount of 59.5 TWh in 2015 (National Energy Board, 2016b), exports that are highly dependent on weather conditions and electricity markets of the U.S. (National Energy Board, 2016a).

Summarizing, Canada has resources enough not only to energetically satisfy itself but also to export them. Besides the energy policies of the United States, the Canadian power system behavior in the upcoming years will be highly dependent on technology, particularly the proper integration of RE into the grid as well as sufficient storage. Currently, the country produces three quarters of its electricity from non-GHG-emitting sources and, due to its diversified, competitive secure and reliable energy supplies, Canada makes a contribution to global ES (International Energy Agency, 2015), an example of success in energy matters for the region and the whole continent.



**Electrification has taken
the power system to
become a critical
infrastructure
for the functioning of
modern nations.**

Mexico

The Mexican energy sector is one of the most important industries in the country in terms of its contribution to the national social development and economy (Alpizar, Castro, Rodríguez, & Monroy, 2016). In 2013 Mexico faced a very significant change in its recent history: The Energy Reform. These series of amendments to the Constitution have been a breakthrough for the energy industry and all the related value chain, added to the fact that the energy sector has been considered a symbol of national sovereignty. The purpose of this new scope in the energy sector of Mexico is to improve energy access, with the objective of guaranteeing ES in the country and to boost the national economic development (*Gobierno de la República*, 2014).

The structure of the power system relies very heavily on fossil fuels, particularly natural gas in combined cycle power plants with 23.56 GW of installed power (*Comisión Federal de Electricidad*, 2017a), that in year 2016 produced 142.02 TWh, 54% of the electricity in Mexico (*Comisión Federal de Electricidad*, 2017b).

Towards 2040 and due to the exporting nature of its economy, Mexico is expected to be one of the fastest GDP expanding countries among the OECD members as well as one with the highest commercial energy consumption (U.S. Energy Information Administration, 2018b). Mexico is in the top five of the Americas' countries by both oil and natural gas reserves (Central Intelligence Agency, 2016a, 2016b), besides having a high potential of renewable energies, including solar, wind, biomass, hydropower and geothermal (Alemán-Nava et al., 2014). Due to the energy reform, there is expected to be a 1.4% to 3.6% increase in manufacturing output and a 0.2% to 0.6% increase of the gross domestic product (Alvarez & Valencia, 2016). All these factors are translated into an increase in the maximum power demand and electricity consumption (Mendoza-Vizcaino, Sumper, Sudria-Andreu, & Ramirez, 2016).

The electric power generation sector is the main one consuming natural gas and it is expected to account for 75% of consumption growth until 2027, a 57% of the national demand (Feijoo, Huppmann, Sakiyama, & Siddiqui, 2016). The Reform should, through competition introduction, allow new technology to expand gas basins exploration and to boost its national use in new power plants for injecting it into the market (Alpizar et al., 2016). In a 2029 scenario, the natural gas production in Mexico is expected to grow but the demand would do it at a faster rate, a difference compensated by imports, mostly from its northern neighbor (The National Energy Board Canada, *Secretaría de Energía de México*, & U.S. Energy Information Administration, 2015). The current north-to-south natural gas flow in North America will prevail unless Mexico decides to revert this pattern through self-sufficiency measures (Feijoo et al., 2016).

Mexico is a world climate change mitigation leader country with a Climate Change Law that enabled to establish an institutional framework to set goals and to foster plans and programs as

mechanisms for adapting the country to climate change (Grande-Acosta & Islas-Samperio, 2017). For 2030 the installed capacity of the country is expected to be 61% larger than the one installed today, being dominated by combined cycle power plants. By its part, in the produced electricity there will be a participation of 59% of conventional sources and 41% of clean energies (*Secretaría de Energía*, 2016b). The Energy Transition Law fixes a minimal participation –up to 50% by 2050– of clean energies in the total electricity generation (*Congreso General de los Estados Unidos Mexicanos*, 2015). Moreover, this law stipulates GHG emissions abatement and energy intensity depletion targets towards year 2050 (*Secretaría de Energía*, 2016a), summarized in Table 1.

Despite its high solar potential (Alemán-Nava et al., 2014), the planning of the government does not include an important scheme to explore it, since the participation of solar technologies, both photovoltaic and thermal, are expected to contribute only to a 6% of the total electricity production in a 2030 horizon (*Secretaría de Energía*, 2016b).

There exists also the need for a deeper integration in the electrical grid since the energy reform makes a clear statement to move Mexico's system toward north-neighboring systems (Ibarra-Yunez, 2015), supported by the fact that US electricity systems are mature and grids are rather deep and widespread (Ibarra-Yunez, 2015). Between Mexico and the United States exist 11 international electrical interconnections, while Mexico has two with Central America (*Secretaría de Energía*, 2016b).

The large energy consumption zones of Mexico, the northern region particularly (Rosas-Flores, 2017), are not connected to the centers of high RE potential (*Gobierno de la República*, 2014). Thus, it is imperative for the Mexican government to enhance national interconnections in the country, so an energy union could be achieved inside the

borders, prioritizing inner demand coverage with local resources before importing energy.

The Energy Reform in Mexico represents a watershed in for the country in several ways, since a critical economy sector for the country has been modified deeply. The opening to private investors to participate in energy resources exploitation in favorable conditions (Merchand, 2015) should relief the Mexican economy and create new opportunities for both, companies and the people. Competition promotes improved performance in terms of greater electricity generation, generating capacity and improved labor productivity and capital utilization (Zhang, Parker, & Kirkpatrick, 2008), and all these, if managed appropriate, should improve the Mexico's ES.

Brazil

The Brazilian economy is, in terms of gross domestic product, the most important of South America (The World Bank, 2015). The country has, after Venezuela, the second largest oil and natural gas reserves in the region (Abdul-Hamid et al., 2016). Brazil is also by far the largest electricity producer of South America, with 50.2% of the total amount (*Ministério de Minas e Energia*, 2016a). Jointly with the largest population and territory (*Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística*, n.d.), it is clear the importance of this country in the continent and so are the energy policies that its government implements for the development of the region.

The Brazilian economy, despite being the largest one in Latin America, has suffered an important crisis recently; in 2015 the GDP contracted 3.8% and energy consumption in the country decreased 2.1% (*Ministério de Minas e Energia*, 2016c). The growing projections have been shrunk in both fields between 2014 and 2024; the GDP yearly expansion went from 4.3%

to 3.2% and energy consumption from 3.7% to 2.7%. Nevertheless, the electricity consumption will increase in a 4.2% rate per year (*Ministério de Minas e Energia*, 2016b).

The Brazilian electrical model is supported by the government seeks, among other objectives, to guarantee electrical energy supply at an affordable cost as well as to promote social access to the electric system (*Ministério de Minas e Energia*, n.d.). The installed capacity of the country is abruptly dominated by hydropower with 91.65 GW, being 140.89 GW the total amount in the country (*Ministério de Minas e Energia*, 2016c). This source of energy contributed to 62% of the produced electricity of the country in 2015 followed by natural gas with almost 14% (*Ministério de Minas e Energia*, 2016c). It is remarkable the increase of wind production of electricity, which passed from 12.21 TWh in 2014 to 21.63 TWh, an increase of 77.1%. The total participation of renewable technologies in the energy matrix was 75.5% (*Ministério de Minas e Energia*, 2016c). Electricity imports of the country are very relevant, in 2015 they were 34.42 TWh, almost 6% of the total electricity consumption. Proportionally, the electricity produced in Brazil in hydropower plants is much higher than the installed capacity since this technology is used to cover the baseload demand while fossil-fueled power plants are run on to cover peak-load demand (Corrêa da Silva, de Marchi Neto, & Silva Seifert, 2016).

The droughts that the country has suffered in the middle of the 2010 decade have highlighted the risks of the heavy dependency of Brazil on hydropower (Corrêa da Silva et al., 2016) and its exposure to hydrological conditions, a situation that may become even worse with the current climate change provisions, increasing the energy vulnerability of the nation (Ruffato-Ferreira et al., 2017). It is noticeable that the participation of other renewable technologies has not been developed enough in a country as vast as Brazil with

an enormous potential for wind and solar technologies development (M. G. Pereira et al., 2012). This condition opens a wide area of opportunity for further investments, in which some technologies like hydro, biomass and onshore wind are already competitive and some others, for instance solar and offshore wind, still require government incentives (A. O. Pereira, Cunha da Costa, Costa, Marreco, & La Rovere, 2013).

The Brazilian government is seeking to reduce its GHG emissions 37% and 43% by years 2025 and 2030, respectively, compared to 2005 (Portal Brasil, 2015). The electricity consumption in the country is expected to grow 50.7% and achieve 940.8 TWh by 2024. By its part, electricity imports should be reduced at an annual rate of 6.5% towards 2024 (*Ministério de Minas e Energia*, 2016b).

The participation of RE in the total primary energy consumed in the country is expected to achieve 45.2% by 2024, while the aim of their participation in electricity generation is to achieve 86% by 2024, dominated by hydropower, with a contribution of 65.8%. Other RE technologies are going to pass from a contribution of 9.4% today to a 20.4% by 2024 (*Ministério de Minas e Energia*, 2016b).

The Brazilian electricity system is highly integrated with its neighbors, possessing not only international transmission lines but also binational hydropower plants, like the Itaipu power plant with a capacity of 14 GW (*Ministério de Minas e Energia*, 2016a). Interconnections have helped Brazil to fulfill its energy needs and will continue to do so in an integrated South American energy market.

Regarding energy efficiency in the electrical system, Brazil has launched since 1985 the National Electricity Conservation Program, a Federal government program coordinated by the Ministry of Mines and Energy and implemented by Eletrobras, which promotes the efficient use

of electrical energy. This program covers areas of education, information, and promotion in both the private and public sectors. In 2015, this program allowed the country to save 11,680 TWh and avoided the emission of 1,453 billion tons of CO₂ equivalent (Eletrobras, 2016).

Within the Brazilian economy, a 1% increase of electricity consumption coming from RE sources would increase the GDP by 0.20% (Corrêa da Silva et al., 2016; Pao & Fu, 2013). So an expansion of RE would not only help to maintain low GHG emissions and boost economic growth, but also help the country's competitiveness and enhance its national ES. It is imperative for the country to focus on investments and efforts on energy efficiency, technological improvements and renewable sources (Almeida Prado et al., 2016), so the government may dimension properly the country's energy needs considering the cultural and wealth differences among its population (Zurn, Tenfen, Rolim, Richter, & Hauer, 2017), and fulfill them in a more efficient way, avoiding being jeopardized by environmental factors. At the end, a vast and natural-resources rich country such as Brazil should not have difficulties when it comes to energy matters.

Argentina

Argentina is the most important nation economically and demographically in the River Plate basin and it is also the barycenter of the regional electrical market (Wieggers, Institute for Latin American Integration, & Inter-American Development Bank., 1996). The country is hydrocarbons dependent and due to the current reduction in oil and natural gas reserves, it has seen its energy supply threatened (Recalde & Ramos-Martin, 2012), so the current national government established the promotion of renewable generation as a strategic objective for improving ES and mitigate climate change. As a country that , it is expected that energy consumption in the country increases in such a way that annual electrical energy demand will go from 135 TWh to 170 TWh in the mid-term (*Ministerio de Energía y Minas*, 2016).

Combined cycle plants together with gas turbines are the dominant technologies in the Argentinean power system summing 14.48 GW of installed power, followed by hydropower with 11.11 GW (*Comisión Nacional de Energía Atómica*, 2016). By its part, electricity generation in the country follows the same pattern as the installed capacity, being the preponderant sources of energy natural gas with a participation



of 47% of the total production, and hydro-power with 31% of the 135.46 TWh produced in 2016 (*Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.*, 2016).

Natural gas is a fundamental fuel for the energy mix, so the country is intended to expand its gas ducts both nationally and internationally in order to increase the gas trade. Additionally, the federal government jointly with the provincial ones plan to develop unconventional gas field projects, which shall increase importantly the country's gas availability (*Ministerio de Energía y Minas*, 2017).

Hydropower is the most important renewable source of energy in the Argentinean mix, representing the 70% of the renewable sources electricity production. Despite the fact that Argentina has one of the largest potentials for the development of wind and solar technologies in the region (Garcia-Heller, On Espinasa, & Paredes, 2016), those technologies achieved only a 0.4% participation of the total electricity production in the country in 2015 (*Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.*, 2016).

A reduction of 15% of GHG emissions in a business as usual scenario towards 2030 is the current national objective and that reduction may be augmented to a 30% if necessary foreign aid is provided to the country (*República Argentina*, 2015). Argentina has the short-term objective of reaching 8% of contribution of renewable sources of the electrical energy consumption by the end of 2017 and a mid-term objective of 20% by 2025 (*Congreso de la Nación Argentina*, 2015).

The southern nation has electrical interconnections with most of its neighbor countries. In 2015 the country exported 55 GWh, all of them to Brazil, while 1655 GWh were imported, mainly from Uruguay (*Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.*, 2016). The Argentinean electrical system, according

to the Mercosur energy integration agreements, may dispose its lines for energy exchanges between Brazil and Uruguay.

In order to promote energy efficiency, the Argentinean government through the Ministry of Energy and Mining, has created a series of programs with which it is expected that the country reduces by 5.9% of its final energy consumption by 2025 compared to the current tendency (*Ministerio de Energía y Minería*, 2017) and move from 170 TWh to 158 TWh of electricity demand through efficiency measures (*Ministerio de Energía y Minas*, 2017).

It may be seen that the current federal administration of Argentina has the aim of transforming the country's energy mix towards greener alternatives as well as developing new interconnections and boost the use of local resources for fulfilling its energy needs. Despite the fact that the objectives of the country regarding energy efficiency and RE sources penetration are not as aggressive as other countries in Latin America, the current series of strategies in the country, if implemented adequately, may place Argentina as a new more investment-attractive economy with a stronger security of energy supply.

Germany

Germany has the most ambitious plan for transforming its energy system and it has called it the *Energiewende*. Considering that it is the largest economy and energy producer and consumer in the continent, we are talking about a very significant breakthrough, not only in the continent but in the world.

Fossil fuels are still the main source of the German electricity production, mainly coal with 49.8 GW of installed power, constituting 50% of the national production in 2016

(*Franhofer-Institut für Solare Energiesysteme*, 2016). Despite the fact of the important installations of renewable energy technologies, particularly wind and solar power, which are 49.6 GW and 40.85 GW, respectively, summed only 27% of the total national production of electricity.

The German *Energiewende* (energy transition) has two pillars: efficiency and renewable energies. Through efficiency, both in the producer and consumer sides, it is expected that energy consumption in the country decreases constantly in the incoming years, while the economic growth will continue to expand. This will lead the country to improve importantly its energy intensity at the time that electricity becomes the most important energy source in the country (*Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*, 2016).

Renewable energies, as a result of the Renewable Energies Act (EEG), have been expanded in the country thanks to mechanisms that originally attracted investors to the sector mainly by guaranteeing their return rates in the sector. Today, it is considered that since the technologies have achieved a mature stage, they are able to compete on equal conditions with conventional energies (*Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*, 2017). Moreover, the act establishes specific targets to be achieved, specifically for the electrical sector, it should be between 40% and 45% for year 2030 and between 55% and 60% for 2040.

An important penetration of renewable energies in the power sector, such as the one Germany is suffering, requires, due to the internment nature of these energies, the deployment of storage facilities, as well as a better integration of the system, not only within its borders, but also with its neighbors. Particularly for the German case, the objective of phasing out completely its nuclear power plants by 2022 will represent new challenges for the electrical system, such as a larger

dependence on external energy sources, which would prejudice the country's energy security.

Germany is now the global spearhead on energy transitions, since, despite its economic size, has decided to abruptly transform its energy system from a carbon-based one to a renewable one in a relatively short period of time. With such a changeover, new challenges arise, so the country will have to overcome them in order to maintain the leading position of the country in the region.



France

France is the country with the largest participation of nuclear power in its electricity production and, according to the objectives of the government, this situation will continue this tendency in the mid- and long-terms. 63.13 GW is the installed capacity of nuclear power, followed by hydropower with 25.48 GW (*Réseau de transport d'électricité*, 2016).

The most relevant law enacted in the country is the "Law Relative to the Energy Transition for the Green Growth" (LTECV) in 2015. It contemplates objectives for the mitigation of climate change and the reinforcement of

the national energy independence (*Ministère de l'Environnement*, 2016). Thanks to its implementation, this law has caused the expansion of renewable energies deployment. Probably one of the most important introduction of this law is the established limit of the nuclear participation of nuclear power in the electrical energy mix to 50%.

France is today one of the countries that exports electrical energy the most in the continent, with 39.1 TWh in 2016. Several of its neighbors rely heavily on the imports from France, so an abrupt transition to an energy mix based on renewables will require not only the adaptation of France itself, but also the neighboring economies must be prepared for this new paradigm.

Changing the energy matrix of a country so dependent on one energy source requires great efforts in order to transit to a more environmentally-friendly scenario. The case of France shows that, regardless of the fact of not renouncing its nuclear energy, the country commits itself to promote other forms of energy and to reduce its energy use. Some authors like (Morris & Pehnt, 2016; Quaschnig, 2010) support the idea that nuclear energy is incompatible with a high penetration of renewable energies, so proving them wrong is a task that the French policy makers must contemplate for the future of their power system.

DISCUSSION

Different countries around the world take distinct approaches to enhance energy security in their territories, depending on their own current situations and the path they decide to follow according to their interests and possibilities. Notwithstanding, from the studied national policies, summarized in Table 1 (on the next page), several prevailing tendencies arise. Concerning the electrical energy system, three major international regimes

are identifiable in the covered regions, which are the transition to renewable energies, the shale revolution and improvements on energy efficiency.

Every one of the covered countries places the deployment of renewable energy technologies as a priority for their energy policies in the long-term, as shown in Table 1. From these countries, Brazil is the nation with the highest objective on participation of renewables, with 86% of gross electricity consumption by 2024.

The European countries, which virtually lack of conventional energy sources, have more ambitious objectives for renewable energies deployment compared to those of America. Moreover, the French and German strategies place diversification and flexibility as priorities for procuring energy security. Improvements on flexibility are conducted through national and international electrical interconnections, in order to create an integrated system at a continental level.

But despite a relevant future penetration of renewable technologies, countries like the United States, Mexico and Argentina will still rely importantly on fossil fuels, particularly natural gas under the frame of the shale revolution. This trend is currently taking place in the American countries, since they are those possessing important amounts of shale fossil fuels, and are keen to draw upon these sources to enhance their energy security in the mid- and long-terms. Nevertheless, these countries have also taken an all-of-the-above strategy for an expansion of their power system, which would lead to a more competitive system supported by both fossil and renewable energy sources.

Among the covered strategies, efficiency also occupies a primary role. Two cases are identifiable, the first one is that of countries with mature economies, represented by Germany and France, and those with expanding economies, formed

by the countries in the American continent. For the case of European countries, they plan to reduce their primary energy consumption in the mid- and long-terms and to transfer a considerable amount of this energy to the

power system. France in particular, plans to limit the presence of its nuclear energy in in energy mix, a very important paradigm considering the dependence of this country on this kind of energy.

Table 1: Summary of national energy objectives and year of accomplishment

		United States		Canada		Mexico		Brazil		Argentina		Germany		France	
		Target	Year	Target	Year	Target	Year	Target	Year	Target	Year	Target	Year	Target	Year
GHG reduction		17%	2020 ³	30%	2030 ³	30%	2020 ²	37%	2025 ³	15% *	2030	40%	2020 ¹	40%	2030 ¹
						50%	2050 ²	43%	2030 ³			55%	2030 ¹		
			28%	2025 ³									70%	2040 ¹	75%
Final energy consumption reduction		ND		ND		ND		ND		ND		20%	2020 ⁴	20%	2030 ⁶
												50%	2050 ⁴	50%	2050 ⁶
Energy productivity increase		Double (2014)	2030	ND	1.9%/year	2016-2030	ND	ND	ND	ND	2.1%/year	2008-2050	ND		
Gross electricity consumption reduction		ND		ND		ND		ND		ND		10%	2020 ⁴	ND	
												25%	2050 ⁴		
Renewable energies penetration	In primary energy consumption	50%		2025		45.2%	2024	ND	ND	18%	2020	23%	2020		
										30%	2030				
										45%	2040	32%	2030		
	60%	2050													
	In gross electricity consumption	State objectives		Provincial/territorial objectives		25%	2018	86%	2024	8%	2018	>35%	2020	40%	2030
30%						2021	>50%					2030			
35%						2024	20%			2025	>65%	2040			
37.7%						2030					>80%	2050			
50%	2050														
Nuclear participation in total electricity production		ND		ND		ND		ND		ND		0%	2022	50%	2025

¹ 1990 base

² 2000 base

³ 2005 base

⁴ 2008 base

⁵ 2011 base

⁶ 2012 base

* Business as usual scenario

ND: Not determined

Source: Elaboration of authors

The American countries by their part, whose economies are expected to continue expanding in the long-term, plan to control their energy consumption growth through efficiency measures, which cover production, transmission and consumption. Particularly for the cases of Germany, Mexico and the United States, their strategies contemplate an enhancement of energy productivity through a series of measures that shall both improve economic growth and enhance their national security. This measure is particularly important since it helps determining the success or failure of implemented energy policies (Parker & Liddle, 2017).

From the studied countries, Germany is the one with the most ambitious and most methodologically-developed strategy in order to enhance its energy system; its plan is stated towards 2050 and covers from GHG emissions and renewable energies deployment to efficiency and consumption, not only in primary energy and electricity consumption but also in final energy productivity. The German *Energiewende* has served as a model for distinct economies in Europe and around the globe to re-shape their whole energy systems to new ones based on renewable energies and high-efficiency along the whole energy chain, being these two precisely the pillars driving the German energy transition.

CONCLUSIONS

There does not exist a single strategy for procuring a nation's energy security, but every country establishes its own approach in the matter according to its own possibilities, needs and interests. Nevertheless, international regimes, such as the fight against global warming, tend to shape energy policies globally.

Energy transitions have taken electricity to become the pillar of current energy systems, and

it will acquire even more importance in the long-term, so guaranteeing a secure power system is crucial for achieving sustainable development. Hence, energy security in the power system constitutes an utmost importance element within energy policy.

The transition to renewable energy sources is an extensive trend to be conducted through the deployment of new installations. However, how these technologies will be deployed and to which extent are highly dependent on geological and geopolitical circumstances.

Apart from the installation of renewable energy power plants, for a successful energy transition it is necessary to improve flexibility and efficiency of the power system. Flexibility is fundamental for the integration of renewable energy technologies, since it helps counteracting their intermittency and heterogeneity, while efficiency contributes to the correct dimension of power plants and reduces the waste of energy along the whole chain.

Among the covered countries, there can be identified two different major approaches for procuring energy security, the first one followed by European countries and the second one by the American ones.

Countries in Europe promote importantly the use of renewable energies, a totally understandable aim since fossil fuels are practically absent in the region. This fact has taken the countries in the continent to launch important energy transition paths that, besides renewables deployment, cover improvement measures of efficiency and flexibility. Moreover, shifts on their energy mix are also covered in their respective strategies; France, a today's heavily dependent nation on nuclear energy, plans to limit the presence of nuclear power in its electricity mix, while Germany intends to shift its heavy dependence on coal to renewables, particularly wind and solar, while totally phasing out its nuclear plants by 2022. Nonetheless

and despite the fact that these are very important steps for their respective energy transitions, these countries will still rely heavily on conventional and foreign fuels in the mid- and long-terms, so efficiency, diversification of fuels and sources as well as interconnections are also imperative for guaranteeing their energy security.

America has a very different approach than the one of Europe, since the countries this region can be considered relatively rich on energy resources, due to their size and a more advantageous geographical situation.

The largest economy in the continent, the United States, has developed an all-of-the-above strategy for procuring its energy security, an effective way of becoming energy independent through the exploitation of all its indigenous energy sources to the extent of possible. The country has no priority on shifting to a mostly-renewable energy mix, since the large reservoirs of fossil fuels it possesses, shale in particular, guarantee energy access in the country even in the long-term. Nevertheless, the United States has some of the largest renewable energy installations in the world, and it is a pioneer on technology development for both fossil fuels exploitation and renewable energies use. Additionally, several efficiency measures are taking place in the country, all in order to improve national energy productivity as a key measure for the improvement of energy security within its borders.

Canada and Brazil have similar approaches concerning their energy transitions; since both have currently an important share of renewable energy in their total electricity production thanks to hydroelectric power plants, their strategies consist basically of partially moving this hydropower electricity production to other renewable energy forms, particularly wind and solar power plants, along with improvements on efficiency. By their part, Mexico and Argentina follow similar scopes on their power

systems, both depend mainly on natural gas for producing electricity, both plan to increase the presence of renewable energies, yet Mexico more ambitiously, and both plan as well to exploit their fossil conventional and non-conventional sources as a primary measure for improvement on energy security.

Due to the diversity and complexity of the different analyzed strategies, it results necessary the establishment of a clear frame with defined boundaries in which the concept of energy security is applied to the power system, as well as a series of parameters that could be used for measuring the effectiveness of these strategies for achieving energy security. This frame would lead to a methodological tool for policy makers to develop sustainable stratagems in order to achieve sustainable development.



REFERENCES

- Abdul-Hamid, O. S., Odulaja, A., Hassani, H., Pantelis Christodoulides, Klaus Stöger, Harvir Kalirai, ... Hamamciyan, L.-S. (2016). Annual Statistical Bulletin. Vienna. Retrieved from <http://asb.opec.org/images/pdf/ASB2016.pdf>
- Alemán-Nava, G. S., Casiano-Flores, V. H., Cárdenas-Chávez, D. L., Díaz-Chavez, R., Scarlat, N., Mahlknecht, J., ... Parra, R. (2014). Renewable energy research progress in Mexico: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32, 140–153. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.004>
- Almeida Prado, F., Athayde, S., Mossa, J., Bohlman, S., Leite, F., & Oliver-Smith, A. (2016). How much is enough? An integrated examination of energy security, economic growth and climate change related to hydropower expansion in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 1132–1136. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.050>
- Alpizar, I., Castro, -, Rodríguez, C., & Monroy, -. (2016). Review of Mexico's energy reform in 2013: Background, analysis of the reform and reactions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.291>
- Alvarez, J., & Valencia, F. (2016). Made in Mexico: Energy reform and manufacturing growth. *Energy Economics*. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.01.016>
- Arezki, R., Fetzer, T., & Pisch, F. (2017). On the Comparative Advantage of U.S. Manufacturing: Evidence from the Shale Gas Revolution. *Journal of International Economics*. <https://doi.org/10.1016/j.jinteco.2017.03.002>
- Best, A., Denault, A., Hebabi, M., Liu, X., Samson, J.-P., & Wilson, P. (2010). Canadian Energy Security - What Does Energy Security Mean for Canada? Retrieved from https://www.csis-scrs.gc.ca/pblctns/wrldwtch/2010/Cnd_nrg_Scrt_Rprt-eng.pdf
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2016). Strom 2030 Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre. Berlin. Retrieved from https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/impulspapier-strom-2030.pdf?__blob=publicationFile&v=21
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2017). Erneuerbare Energien. Retrieved February 28, 2017, from <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>
- Central Intelligence Agency. (2016a). Crude oil - proved reserves. Retrieved March 31, 2017, from <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2244rank.html>
- Central Intelligence Agency. (2016b). Natural Gas - Proved Reserves. Retrieved March 31, 2017, from <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2253rank.html>
- Comisión Federal de Electricidad. (2017a). Sector eléctrico - Capacidad efectiva por tecnología. Retrieved April 4, 2017, from <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvecua=IIIA1C04>
- Comisión Federal de Electricidad. (2017b). Sector eléctrico - Generación bruta de energía por tecnología. Retrieved April 4, 2017, from <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>
- Comisión Nacional de Energía Atómica. (2016). Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina. Retrieved from http://www.cnea.gov.ar/sites/default/files/sintesis_MEM_2016-12.pdf
- Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (2016). Informe Mensual 2015. Retrieved April 11, 2017, from <http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>
- Congreso de la Nación Argentina. Régimen de Fomento Nacional - Uso de fuentes renovables de energía - Producción de energía eléctrica, Pub. L. No. Ley 27.191 (2015). Retrieved from http://www.cac.com.ar/data/documentos/19_Ley27191.pdf
- Congreso General de los Estados Unidos Mexicanos. Ley de Transición Energética, DOF-24-12-2015 § (2015). Retrieved from <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LTE.pdf>
- Congress of the United States of America, U. S. C. Energy Independence and Security Act of 2007 (2007).

- Corrêa da Silva, R., de Marchi Neto, I., & Silva Seifert, S. (2016). Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 59, 328–341. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.001>
- Eletrobras. (2016). Resultados Procel 2016. Retrieved from http://www.procelinfo.com.br/resultadosprocel2016/docs/rel_procel2016_web.pdf
- European Commission. (2014). European Energy Security Strategy. European Energy Security Strategy. Retrieved from <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0330&from=EN>
- Feijoo, F., Huppmann, D., Sakiyama, L., & Siddiqui, S. (2016). North American natural gas model: Impact of cross-border trade with Mexico. *Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.133>
- Fischer, W., Hake, J.-F., Kuckshinrichs, W., Schröder, T., & Venghaus, S. (2016). German energy policy and the way to sustainability: Five controversial issues in the debate on the “Energiewende.” *Energy*, 115, 1580–1591. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.069>
- Franhofer-Institut für Solare Energiesysteme. (2016). Energieerzeugung in Deutschland. Retrieved March 1, 2017, from https://www.energy-charts.de/energy_de.htm
- Garcia-Heller, V., On Espinasa, R., & Paredes, S. (2016). Forecast study of the supply curve of solar and wind technologies in Argentina, Brazil, Chile and Mexico. *Renewable Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.02.065>
- Gobierno de la República. (2014). Explicación ampliada de la Reforma Energética. Retrieved from http://reformas.gob.mx/wp-content/uploads/2014/04/Explicacion_ampliada_de_la_Reforma_Energetica1.pdf
- Grande-Acosta, G., & Islas-Samperio, J. (2017). Towards a low-carbon electric power system in Mexico. *Energy for Sustainable Development*. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2017.02.001>
- Ibarra-Yunez, A. (2015). Energy reform in Mexico: Imperfect unbundling in the electricity sector. *Utilities Policy*, 35, 19–27. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2015.06.009>
- Institute for 21st Century Energy. (2016). Index of U.S. Energy Security Risk. Washington DC. Retrieved from <http://www.energyxxi.org/sites/default/themes/bricktheme/pdfs/USEnergyIndex2016.pdf>
- Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. (n.d.). Censo Demográfico 2010. Retrieved April 6, 2017, from <http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/censo2010/>
- International Energy Agency. (2015). Energy Policies of IEA Countries - Canada. Paris. Retrieved from <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EnergyPoliciesofIEACountriesCanada2015Review.pdf>
- International Energy Agency. (2016). Key Electricity Trends - Excerpt from: Electricity Information. Retrieved from <http://www.iea.org/statistics/topics/electricity/>
- International Energy Agency. (2017). Real-world policy packages for sustainable energy transitions - Shaping energy transition policies to fit national objectives and constraints. Retrieved from <https://www.iea.org/publications/insights/insightpublications/Realworldpolicypackagesforsustainableenergytransitions.pdf>
- International Renewable Energy Agency. (2015). Renewable Energy Target Setting. Retrieved from http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Target_Setting_2015.pdf
- Langlois-Bertrand, S. (2010). The Contemporary Concept of Energy Security. Retrieved from http://cradpdf.drdc-rddc.gc.ca/PDFS/unc101/p533868_A1b.pdf
- Mendoza-Vizcaino, J., Sumper, A., Sudria-Andreu, A., & Ramirez, J. M. (2016). Renewable technologies for generation systems in islands and their application to Cozumel Island, Mexico. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.014>
- Merchand, M. A. (2015). Estado y reforma energética en México. *Problemas Del Desarrollo*, 46(46), 117–139. <https://doi.org/10.1016/j.rpd.2015.10.006>
- Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la M. (2016). Loi de transition énergétique pour la croissance verte. Retrieved February 23, 2017, from <http://www.developpement-durable.gouv.fr/loi-transition-energetique-croissance-verte>

- Ministerio de Energía y Minas. (2016). Renewable Energy Argentina. Retrieved from <http://scripts.minem.gob.ar/octopus/archivos.php?file=6943>
- Ministerio de Energía y Minas. (2017). Energy - Year 2017 The beginning of the transformation. Retrieved from <http://scripts.minem.gob.ar/octopus/archivos.php?file=7224>
- Ministerio de Energía y Minería. (2017). Memoria Anual 2016 - Subsecretaría de Ahorro y Eficiencia Energética. Retrieved from <http://scripts.minem.gob.ar/octopus/archivos.php?file=7174>
- Ministério de Minas e Energia. (n.d.). O Setor Elétrico. Retrieved April 5, 2017, from http://www.ons.org.br/institucional/modelo_setorial.aspx
- Ministério de Minas e Energia. (2016a). Energia na América do Sul. Retrieved from <http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/11+-+Energia+na+América+do+Sul+-+ano+ref.+2015+%28PDF%29/2aacbd8-2adc-44e2-b760-22ae794a1971?version=1.1>
- Ministério de Minas e Energia. (2016b). Plano Decenal de Expansão de Energia 2024. Retrieved from <http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/06+-+Boletim+do+Plano+Decenal+de+Expansão+de+Energia+%28PDE+2024%29+%28PDF%29/9d913dac-cdc2-4bcf-95f8-47d8ae41dc60?version=1.4>
- Ministério de Minas e Energia. (2016c). Resenha Energética Brasileira - Exercício de 2015. Retrieved from [http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/02+-+Resenha+Energética+Brasileira+2016+-+Ano+Base+2015+\(PDF\)/66e011ce-f34b-419e-adf1-8a3853c95fd4?version=1.0](http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/02+-+Resenha+Energética+Brasileira+2016+-+Ano+Base+2015+(PDF)/66e011ce-f34b-419e-adf1-8a3853c95fd4?version=1.0)
- Morris, C., & Pehnt, M. (2016). The German Energiewende Book. Berlin. Retrieved from https://book.energytransition.org/sites/default/files/etbook/en/German-Energy-Transition_en.pdf
- National Energy Board. (2016a). Canada's Energy Future 2016: Energy Supply and Demand Projections to 2040. Retrieved from <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ft/2016/2016nrgft-eng.pdf>
- National Energy Board. (2016b). Electricity Exports and Imports Summary. Retrieved March 15, 2017, from <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/lctrct/stt/lctrctysmmr/2016/smmry2016-eng.html>
- Natural Resources Canada. (2016). Canada's Electric Reliability Framework. Retrieved March 24, 2017, from <http://www.nrcan.gc.ca/energy/electricity-infrastructure/18792>
- North American Cooperation on Energy Information. (2015). Trilateral Energy Outlook Project. Retrieved from <https://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/energy/nacei-cnaie/Trilateral-Outlook-NEB.pdf>
- Office of the Parliamentary Budget Officer. (2016). Canada's Greenhouse Gas Emissions: Developments, Prospects and Reductions. Retrieved from http://www.pbo-dpb.gc.ca/web/default/files/Documents/Reports/2016/ClimateChange/PBO_Climate_Change_EN.pdf
- Pao, H.-T., & Fu, H.-C. (2013). Renewable energy, non-renewable energy and economic growth in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 25, 381–392. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.05.004>
- Parker, S., & Liddle, B. (2017). Analysing energy productivity dynamics in the OECD manufacturing sector. *Energy Economics*, 67, 91–97. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.07.016>
- Parliament of Canada. Energy Safety and Security Act, Pub. L. No. S.C. 2015, c. 4 (2015). Retrieved from http://laws-lois.justice.gc.ca/PDF/2015_4.pdf
- Pereira, A. O., Cunha da Costa, R., Costa, C. do V., Marreco, J. de M., & La Rovere, E. L. (2013). Perspectives for the expansion of new renewable energy sources in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 23, 49–59. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.02.020>
- Pereira, M. G., Farias Camacho, C., Aurélio, M., Freitas, V., Fidelis, N., & Silva, D. (2012). The renewable energy market in Brazil: Current status and potential. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16, 3786–3802. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.03.024>

- Portal Brasil. (2015). Brasil anuncia objetivo de reduzir em 43% emissões de gases estufa até 2030. Retrieved April 20, 2017, from <http://www.brasil.gov.br/governo/2015/09/brasil-anuncia-objetivo-de-reduzir-em-43-emissoes-de-gases-estufa-ate-2030>
- Quaschnig, V. (2010). Grundlastkraftwerke: Brücke oder Krücke für das Regenerative Zeitalter? Retrieved March 3, 2017, from <http://www.volker-quaschnig.de/artikel/grundlast/index.php>
- Recalde, M., & Ramos-Martin, J. (2012). Going beyond energy intensity to understand the energy metabolism of nations: The case of Argentina. *Energy*, 37, 122–132. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.07.011>
- República Argentina. (2015). Contribución prevista y determinada a nivel nacional. United Nations Framework Convention on Climate Change. Retrieved from <http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published/Documents/Argentina/1/INDC Argentina.pdf>
- Réseau de transport d'électricité. (2016). Bilan électrique français 2016 - Synthèse presse. Paris. Retrieved from http://www.rte-france.com/sites/default/files/2016_bilan_electrique_synthese.pdf
- Rosas-Flores, J. A. (2017). Elements for the development of public policies in the residential sector of Mexico based in the Energy Reform and the Energy Transition law. *Energy Policy*. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.01.015>
- Ruffato-Ferreira, V., da Costa Barreto, R., Oscar Júnior, A., Silva, W. L., de Berrêdo Viana, D., do Nascimento, J. A. S., & de Freitas, M. A. V. (2017). A foundation for the strategic long-term planning of the renewable energy sector in Brazil: Hydroelectricity and wind energy in the face of climate change scenarios. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72, 1124–1137. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.020>
- Secretaría de Energía. (2016a). Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios. Retrieved from https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/182202/20161110_1300h_Estrategia_CCTE-1.pdf
- Secretaría de Energía. (2016b). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2016-2030. Retrieved from http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/102166/PRODESEN_2016-2030_1.pdf
- Statistics Canada. (2016). Electricity supply and disposition, 2015. Retrieved from <http://www.statcan.gc.ca/daily-quotidien/161107/dq161107c-eng.pdf>
- The National Energy Board Canada, Secretaría de Energía de México, & U.S. Energy Information Administration. (2015). 2015 Trilateral Energy Outlook Project. Retrieved from <http://base.energia.gob.mx/nacei/Archivos/4 Página Prospectivas/2015 Trilateral Energy Outlook.pdf>
- The White House. (2015). National Security Strategy. Washington. Retrieved from <http://nssarchive.us/wp-content/uploads/2015/02/2015.pdf>
- The World Bank. (2015). Gross domestic product 2015. Retrieved from <http://databank.worldbank.org/data/download/GDP.pdf>
- Trump, D. J. Presidential Executive Order on Promoting Energy Independence and Economic Growth (2017). Retrieved from <https://www.whitehouse.gov/the-press-office/2017/03/28/presidential-executive-order-promoting-energy-independence-and-economy-1>
- Tsai, C.-H., & Gülen, G. (2017). Natural gas use in electricity generation in the United States: Outlooks to 2030. *The Electricity Journal*, 30(2), 15–24. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2017.01.012>
- U.S. Energy Information Administration. (2017a). Annual Energy Outlook 2017 with projections to 2050. Retrieved from [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383\(2017\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383(2017).pdf)
- U.S. Energy Information Administration. (2017b). Electric Power Monthly - Electric Generating Summer Capacity Changes. Retrieved March 28, 2017, from https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.cfm?t=epmt_6_01

U.S. Energy Information Administration. (2018a). Crude Oil Proved Reserves. Retrieved March 2, 2017, from https://www.eia.gov/beta/international/data/browser/#/?pa=0000000000000000000008&c=ruvvvvfvtnvv1urvvvvfvvvvvfvvvou20evvvvvvvvnnvvuvo&ct=0&tl_id=5A&vs=INTL.57-6-AFG-BB.A&cy=2015&vo=0&v=H&str=2015

U.S. Energy Information Administration. (2018b). International Energy Outlook 2016. Retrieved from [https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2016).pdf)

U.S. Energy Information Administration. (2018c). Proved Reserves of Natural Gas. Retrieved March 2, 2017, from https://www.eia.gov/beta/international/data/browser/#/?pa=0000000000000000000004&c=ruvvvvfvtnvv1urvvvvfvvvvvfvvvou20evvvvvvvvnnvvuvo&ct=0&tl_id=3002-A&vs=INTL.3-6-AFG-TCFA&cy=2015&vo=0&v=H&start=2015

Wang, Q., & Zhou, K. (2017). A framework for evaluating global national energy security. *Applied Energy*, 188, 19–31. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.11.116>

Wiegers, M. A., Institute for Latin American Integration., & Inter-American Development Bank. (1996). Integración energética en el Cono Sur. Instituto para la Integración de América Latina y el Caribe, BID-INTAL. Retrieved from <https://books.google.es/books?id=npOUfgC8qkMC&pg=PA86&lpg=PA86&dq=interconexión+eléctrica+chile+argentina&source=bl&ots=I1EAXq2WE5&sig=TNiIHB0aXR1JVVtf7HwGs9pMux0&hl=es&sa=X&ved=0ahUKEwi-k8Hv6p7TAhWJ6IMKHURDAjkQ6AEIPTAE#v=onepage&q=interconexiónelectricachileargentina&f=false>

Yusta, J. M., Correa, G. J., & Lacal-Arántegui, R. (2011). Methodologies and applications for critical infrastructure protection: State-of-the-art. *Energy Policy*, 39(10), 6100–6119. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.07.010>

Zhang, Y.-F., Parker, D., & Kirkpatrick, C. (2008). Electricity sector reform in developing countries: an econometric assessment of the effects of privatization, competition and regulation. *J Regul Econ*, 33, 159–178. <https://doi.org/10.1007/s11149-0079039-7>

Zurn, H. H., Tenfen, D., Rolim, J. G., Richter, A., & Hauer, I. (2017). Electrical energy demand efficiency efforts in Brazil, past, lessons learned, present and future: A critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, 1081–1086. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.037>

TRIBULACIONES DE LA PRIMERA GENERACIÓN EÓLICA ARGENTINA: UN ANÁLISIS A PARTIR DE LOS PARQUES MAYOR BURATOVICH Y CENTENARIO EN EL SUR BONAERENSE

Luciana Vanesa Clementi¹

Recibido: 22/01/2019 y Aceptado: 25/04/2019
ENERLAC. Volumen III. Número 1. Septiembre, 2019 (44-59).



1 Profesora y doctora en Geografía. Se desempeña como becaria posdoctoral del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) analizando los cambios en las redes energéticas del siglo XXI, a partir del estudio de proyectos eólicos y las nuevas dinámicas territoriales asociadas en Argentina. Miembro del Centro de Estudios Sociales de América Latina (Facultad de Ciencias Humanas, Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires) desde el año 2012 y docente en las cátedras de Geografía Rural y Geografía Social (FCH-UNCPBA) desde el 2016. Forma parte del Centro de Estudios sobre Territorio, Energía y Ambiente de la Universidad Nacional del Noroeste de la Provincia de Buenos Aires, desde el 2015 donde codirige proyectos académicos colectivos. clementiluc@gmail.com

RESUMEN

Desde fines del siglo XX la valorización del potencial eólico argentino con fines energéticos presenta matices, que oscilan entre impulsos y frenos. Dos generaciones de parques eólicos de media y alta potencia para la producción eléctrica dan cuenta del desarrollo alcanzado. La región Patagónica y el Sur de la Provincia de Buenos Aires reúnen las principales iniciativas, las cuales conviven como proyectos activos, en incubación o paralizados, según cómo han sido afectados por diferentes dificultades. Tras el inicio del siglo XXI, la mayoría de los parques de primera generación quedaron inoperantes. Con el objetivo de comprender las causas que han dejado fuera de servicio estas iniciativas, el trabajo examina las barreras que han afectado su funcionamiento, a partir del análisis de dos casos de estudio en el Sur bonaerense. Las experiencias analizadas reflejan que los inconvenientes técnicos y los obstáculos financieros y regulatorios fruto de las fluctuaciones en la coyuntura político-económica del país, han sido determinantes para el cese de los parques eólicos, a pesar de los esfuerzos de las cooperativas eléctricas por intentar sostenerlos.

Palabras Claves: Energía Eólica; Parques Eólicos; Barreras; Cooperativas eléctricas; Argentina

ABSTRACT

Since the end of the 20th century, the valorization of the Argentine wind potential for energy purposes has nuances that oscillate between impulses and brakes. Two generations of medium and high power wind farms for power generation joined those. The Patagonian region and the south of the province of Buenos Aires gather the main initiatives, which coexist as active, incubation or paralyzed projects, depending on how they have been affected by different difficulties. With the beginning of the 21st century, most of the first generation parks were inoperative. In order to understand the causes that have left these initiatives out of service, the work examines the different barriers that have affected wind farms, based on the analysis of two case studies in the South of the Province of Buenos Aires. The experiences analyzed reflect that the technical drawbacks and the financial and regulatory obstacles resulting from the fluctuations in the political-economic situation of the country have been decisive in the cessation of wind farms despite the efforts of the Electrical cooperatives for trying to hold them.

Keywords: Wind Energy; Wind farms; Barriers; Electric Cooperatives; Argentina

INTRODUCCIÓN

En la historia del desarrollo eólico argentino se pueden identificar diferentes momentos de impulso que reflejan su despegue interrumpido, a la vez que sientan antecedentes e inducen transformaciones territoriales. Estas etapas, coexisten en la actualidad y se manifiestan a través de huellas territoriales. El primer momento está marcado por el empleo masivo de molinos eólicos aislados que transformaban la energía cinética del viento en energía mecánica para el bombeo de agua en los espacios rurales. El segundo, inaugura el aprovechamiento del recurso eólico para generación eléctrica, gracias a las iniciativas de cooperativas a mediados de la década de 1990, que conforman la primera generación¹ de parques eólicos. Un tercer momento surge con el inicio del siglo XXI, a partir del cual se gesta una segunda generación de parques eólicos de mayores dimensiones y vinculados al accionar de nuevos actores, motivados por los estímulos estatales ante la necesidad por alcanzar un suministro energético más diverso y sostenible.

De las 13 instalaciones eólicas que conforman la primera generación de parques eólicos nucleadas en la región Patagónica y en el Sur de la provincia de Buenos Aires, más de la mitad se encuentran fuera de funcionamiento.

Con el objetivo de comprender las causas que han dejado fuera de servicio estas experiencias, el trabajo examina las diferentes barreras que han afectado los proyectos, a partir del análisis puntualizado de dos parques eólicos en el Sur bonaerense. Se entiende por barreras a las contrariedades, dificultades o inconvenientes que intervienen obstaculizando el proceso de cambio

¹ El término de generación remite a cohortes de edad iguales o cercanos, y alude a individuos que además de compartir un conjunto de elementos identitarios, están sujetos a las mismas fuerzas determinantes socio-históricas, que actúan como dificultades u oportunidades.

hacia un suministro energético sustentable. Diversos autores como Lutz (2001), Altamonte et al. (2003) o Yong Chen (2004) coinciden en identificar la existencia de barreras al desarrollo de energías renovables y de sus tecnologías asociadas. Se trata de mecanismos económicos, políticos, conductuales u organizacionales que habilitan o inhabilitan decisiones y comportamientos que obstaculizan el despegue de proyectos de generación renovable o frenan el avance de proyectos ya desarrollados. Estos inconvenientes suelen clasificarse en barreras de tipo técnicas, regulatorias, económicas-financieras, político-institucionales o culturales. Para otros autores como Guzowski y Recalde (2008) y Recalde, Bouille y Girardin (2015), se trata de una combinación de condiciones de entorno o de borde (nacionales e internacionales), es decir, de aspectos del marco institucional, regulatorio y político que condicionan el diseño y el desempeño o la puesta en marcha de las políticas energéticas a favor del desarrollo sustentable.

El trabajo se enmarca en una investigación doctoral que tiene como eje de análisis las transformaciones de las redes de energía en Argentina y sus impactos en el desarrollo territorial del Sur de la Provincia de Buenos Aires desde principios del siglo XXI Clementi, L. (2018). Se opta por un abordaje metodológico cualitativo y un enfoque integral, que permitió dar cuenta de la manera en que se articulan los actores, recursos y dispositivos (técnicos, económicos, políticos). Se empleó información secundaria a partir del análisis de documentación (de prensa/ archivos públicos/ informes), que se complementó con información primaria, obtenida mediante observación directa y entrevistas en jornadas de trabajo de campo durante los años 2014 y 2017. El desarrollo de entrevistas semiestructuradas permitió indagar sobre la génesis, el avance y las barreras que enfrentan los proyectos en su implementación, como así también identificar y caracterizar los discursos, intereses y acciones de los actores involucrados.

Se planteó el estudio de caso como medio de aproximación a la realidad con la capacidad de proveer un soporte empírico de comprensión de los fenómenos y procesos que los trascienden. La selección de los casos no fue realizada al azar, sino que se basó en experiencias de observación y en su potencialidad para proveer una base empírica relevante para la interpretación y comprensión del tema estudiado Marrandi et al., (2007). Se analizaron una decena de casos de estudio. No obstante, para el presente trabajo se optó por el análisis del parque eólico Mayor Buratovich en el partido de Villarino y el parque eólico Centenario en el partido de Coronel Rosales, ambos en el Sur de la Provincia de Buenos Aires.

El artículo se estructura en dos partes. La primera, caracteriza la génesis de la primera generación de parques eólicos en el país, destacando ciertas condiciones de entorno que resultaron claves en su gestación. La segunda identifica y explica las diferentes dificultades financieras, regulatorias y técnicas que se levantaron como barreras obstaculizando el funcionamiento de los parques eólicos a través del análisis puntualizado de dos parques eólicos en el Sur bonaerense.

El aprovechamiento del recurso eólico argentino para producción eléctrica a través de parques de media potencia sentó precedentes con el desarrollo de la primera generación de parques entre 1990 y 2008. No obstante, la mayoría quedaron inoperantes.

EXPERIENCIAS EÓLICAS PIONERAS DE COOPERATIVAS HACIA 1990

El inicio de la década de 1990 abrió una etapa en Argentina de profundas transformaciones. El sector energético no permaneció ajeno a estos cambios, sino que se vio impactado por un proceso de privatización. En lo que respecta a la electricidad, el servicio quedó dividido en tres segmentos: generación, transporte y distribución y se creó un mercado eléctrico mayorista. Como consecuencia, el Estado pasó de su condición de prestador a regulador del servicio (Ley Nº24.065/1992), y las empresas estatales fueron segmentadas vertical y horizontalmente, y por zonas jurisdiccionales (Furlan, 2010).

La privatización de la producción de energía vino acompañada con incrementos tarifarios los cuales estimularon el deseo del sector eléctrico cooperativo de contar con fuentes propias de producción capaces de complementar la energía comprada a las Empresas Distribuidoras. Los resultados de algunas experiencias piloto y las facilidades ofrecidas por empresas europeas proveedoras de tecnología, motivaron a que se comenzara a considerar el viento como un recurso natural gratuito, abundante y no contaminante, capaz de ser aprovechado para la producción eléctrica. Esta puesta en valor del recurso eólico, impulsó a las cooperativas a realizar acuerdos con otras instituciones públicas y con empresas extranjeras para adquirir el conocimiento técnico, los equipamientos y el capital financiero.

La primera experiencia que marcó un hito en la historia de la energía eólica a nivel nacional, es atribuida al parque eólico instalado en 1990 en la localidad de Río Mayo (Provincia de Chubut) con 4 turbinas Aeroman de origen alemán de 30 kW cada una y una potencia total de 120 kW. El mismo fue montado y puesto en operación bajo la asistencia de la Dirección General de Servicios Públicos de la Provincia de Chubut, la supervisión técnica del Centro Regional de Energía Eólica y las negociaciones con el Ministerio Federal Alemán de Investigación y

Tecnología. Progresivamente el desgaste del propio funcionamiento hizo que los aerogeneradores instalados comenzaran a sufrir algunos inconvenientes como la rotura de partes de las turbinas, que hicieron que, en 1995, quedara fuera de actividad y posteriormente fuera desmantelado.

El segundo emprendimiento eólico a nivel nacional también se desarrolló en la provincia de Chubut, pero en la ciudad de Comodoro Rivadavia. El Parque Eólico Antonio Morán², fruto de una sociedad entre la Cooperativa Popular Limitada local, la empresa danesa Micon y el Instituto de Fomento de Industrialización de Dinamarca³. Se concretó a comienzos 1994 con la instalación de dos aerogeneradores de 250 kW cada uno a 400 m sobre el Cerro Arenal. Esta iniciativa permitió vincular a la red de servicios de la cooperativa energía para satisfacer los requerimientos de unas 450 viviendas, a la vez que sometió a prueba los equipos importados en una de las regiones con mayores vientos del país Gallegos, (1997).

Los buenos resultados de este emprendimiento y las expectativas de un mercado creciente hicieron que la empresa Micon, desembarcara en Comodoro Rivadavia con el fin de conquistar el territorio patagónico y convertirse en una de las principales proveedoras de equipos en el territorio nacional.

La producción eléctrica en base al aprovechamiento eólico, despertó el interés del sector cooperativo eléctrico en otras provincias como Neuquén y Buenos Aires, ya que veían la posibilidad de abastecer parte de la demanda de su red local. Así fue que en territorio neuquino

2 Nombre del maestro y político Antonio Moran uno de los gestores del emprendimiento que falleció, antes de que se pudiera llevar a cabo.

3 El IFU proveía fondos para fomentar el desarrollo de emprendimientos eólicos en países en desarrollo del hemisferio Sur.

la Cooperativa de Servicios Eléctricos y de Teléfonos de Cutral-Có, adquirió y puso en funcionamiento un aerogenerador Micon de 400 kW. En el Sur bonaerense, las dos primeras experiencias corresponden a la cooperativa CEPA de la ciudad de Punta Alta y CRETAL en Tandil, las cuales mediante sus emprendimientos desafiaron la creencia que el potencial eólico se restringía únicamente a la región patagónica.

Hacia mediados de 1990, dos parques eólicos más son inaugurados en Patagonia. Uno en la localidad de Rada Tilly por iniciativa de la Cooperativa de Agua y Otros Servicios Públicos (COAGUA), con una potencia de 400 kW de un aerogenerador marca Micon, y otro fruto de un acuerdo entre el municipio de Pico Truncado, la provincia de Santa Cruz y el Ministerio Federal de Investigación y Tecnología de Alemania. Éste contaba con un programa denominado "El Dorado" a través del cual otorgaba un subsidio que cubría el 70% de la inversión. Este programa facilitó la adquisición de turbinas eólicas de cooperativas eléctricas bonaerenses, que, tras las experiencias cercanas de Tandil y Punta Alta, fueron movilizadas a apostar por montar sus propios parques. Este fue el caso de la Cooperativa de Mayor Buratovich que concretó un acuerdo para adquirir dos turbinas eólicas en 1997, y el de CEPA, que redobló su apuesta en este tipo de generación a través de tres nuevos aerogeneradores en 1998. En ambos casos, las cooperativas apostaron por importar equipos marca An Bonus, de origen alemán.

Casi al mismo tiempo, la Cooperativa de Electricidad Limitada de la localidad bonaerense de Darregueira (CELDA), adquirió un equipo danés Neg-Micon⁴ de 750 kW para producir la energía y alimentar su red de distribución local. Éste -según las autoridades de la cooperativa- permitía entregar el 24% de la energía demandada por el pueblo y de esa manera

4 Producto de la fusión en el año 1997 de la compañía Micon con otro fabricante de aerogeneradores denominado Nordtank Energy Group (NEG).

ahorrar el 10% del precio pagado por kilovatio provisto por la Empresa de Distribución de Energía del Sur (EDES). Incluso, los buenos resultados del funcionamiento del equipo durante los primeros años hicieron que los usuarios fueran beneficiados con descuentos en sus facturas a pagar. *“Antes de la devaluación, los socios de la Cooperativa veían el funcionamiento del molino reflejado en sus facturas: en 1998 se dio un mes de servicios gratis; mientras que en 1999 y 2000 se abonaba sólo la mitad de la factura”* (Representante técnico de CELDA, 2015).

A fines del siglo XX, algunos parques eólicos se repotenciaron a partir de la incorporación de más aerogeneradores como el de Pico Truncado y Antonio Morán. Este último, se convirtió en el parque de mayor envergadura del país con 10.560 kW y uno de los más importantes de la región en esa época. Según el informe de la cooperativa, los aerogeneradores funcionaron en su plena capacidad hasta el año 2008, brindando energía a aproximadamente 19.500 hogares.

En el territorio bonaerense, el último parque eólico de esta primera generación fue inaugurado en 1999 por la cooperativa eléctrica de la localidad balnearia de Claromecó, la cual montó un aerogenerador marca Neg-Micon de 750 kW. Según declaraciones de los directivos de la cooperativa, en condiciones ideales de viento el equipo podía abastecer a toda la localidad en invierno y un 25% de la demanda en períodos de mayor consumo como en el verano.

La primera década del siglo XXI no fue testigo de importantes inversiones en materia eólica. Solo se registraron dos nuevas instalaciones en provincias que hasta el momento se habían mantenido al margen de este tipo de proyectos eólicos: el parque General Acha, en La Pampa y la instalación de un aerogenerador por la empresa Barrick Gold, en San Juan. El primero fue impulsado por la cooperativa de la localidad de General Acha, en 2002 y 2004, mediante dos aerogeneradores Neg-Micon por una potencia

total de 1.800 kW. La otra iniciativa corresponde a una turbina eólica que opera desde el año 2008 para alimentar las demandas energéticas de las instalaciones de la mina Veladero de la compañía Barrick Gold en el departamento de Iglesias, en plena región cordillerana a 4.100 m sobre el nivel del mar.

Esta primera generación de parques eólicos (Tabla I, en la siguiente página), representa una de las huellas territoriales del desarrollo eólico en el país. Entre los elementos identitarios se puede reconocer: el rol protagónico de las cooperativas de servicios eléctricos como principales impulsoras, el abastecimiento de redes locales y los convenios con la industria eólica europea para la adquisición de los aerogeneradores y la asistencia técnica.



Con la crisis del año 2001 que atravesó el país, el progresivo deterioro económico y de las condiciones de vida de la población, que llegaron a niveles históricos de pobreza y desempleo, más la creciente conflictividad social y el desconocimiento generalizado de legitimidad de los representantes políticos, crearon condiciones adversas para la continuidad de los proyectos, volviendo a la producción eólica una opción poco rentable para las cooperativas eléctricas.

Tabla I. Parques eólicos de primera generación en Argentina

Año	Parque Eólico	Promotor	Potencia (kW)	Equipos	Ubicación	Estado
1990	Río Mayo	DGSP. Chubut	120	4	Río Mayo (Chubut)	Fuera de funcionamiento
1994	Cutral Có	COPELCO Coop. Ltda.	400	1	Cutral Có (Neuquén)	Fuera de funcionamiento
1994		SCPL Comodoro	500	2	Comodoro	Fuera de funcionamiento
1997	Antonio Morán	Rivadavia	6000	8	Rivadavia (Chubut)	Fuera de funcionamiento
2000			10.560	16		
1995	Pehuén Có	CEPA Coop. Ltda.	400	1	Punta Alta (Buenos Aires)	Fuera de funcionamiento
1995	C.R.E.T.A.L	CRETAL Coop. Ltda.	800	2	Tandil (Buenos Aires)	Activo
1995	Jorge Romanutti	Municipalidad de Pico Truncado	1.000	10	Pico Truncado (Santa Cruz)	Fuera de funcionamiento
2001			1200	2		
1996	Rada Tilly	COAGUA Coop. Ltda.	400	1	Rada Tilly (Chubut)	Fuera de funcionamiento
1997	Darregueira	CELDA Coop. Ltda.	750	1	Darregueira (Buenos Aires)	Activo
1997	Mayor Buratovich	Coop. Mayor Buratovich	1.200	2	Mayor Buratovich (Buenos Aires)	Fuera de funcionamiento
1998	Centenario	CEPA Coop. Ltda.	1.800	3	Punta Alta (Buenos Aires)	Fuera de funcionamiento
1999	Claromecó	Coop. eléctrica de Claromecó	750	1	Claromecó (Buenos Aires)	Fuera de funcionamiento
2002	General Acha	COSEGA Coop. Ltda.	1.800	2	General Acha (La Pampa)	Activo
2004						
2008	Veladero	Barrick Gold	2.000	1	Iglesia (San Juan)	Activo

Fuente: Clementi, 2018.

CON VIENTO EN CONTRA

El aprovechamiento del recurso eólico para producción eléctrica a través de parques de media potencia sentó precedentes con el desarrollo de la primera generación de parques entre 1990 y 2008. No obstante, la mayoría quedaron inoperantes. El Sur bonaerense, evidencia esta situación, donde 4 de los 6 parques eólicos de esta primera generación están paralizados. Reconocer las causas que lo provocaron resulta fundamental para entender las barreras que han entorpecido el avance del desarrollo eólico en el país. A continuación, se analizan dos casos de estudio: 1- Parque eólico Mayor Buratovich y 2- Parque eólico Centenario (Mapa 1).

Mapa 1. Casos de estudio



Fuente: Elaboración del autor.

Parque eólico Mayor Buratovich en conflicto de regulación

En la localidad bonaerense de Mayor Buratovich al igual que en muchas comunidades del interior de país, la Cooperativa Eléctrica y de Servicios (CESMAB) representa uno de los actores locales que más ha influido en su desarrollo territorial. Desde su fundación esta entidad ofrece el servicio de electricidad en la localidad de Mayor Buratovich (5.372 hab.) y la zona rural de influencia dentro del Partido de Villarino, incorporando en las últimas décadas el de sepelio y telefonía.

Hacia mediados de 1990, frente a los problemas energéticos que se avecinaban, las autoridades de la entidad, decidieron apostar por instalar un sistema de producción eléctrica a partir del aprovechamiento del viento. A pesar de las escasas experiencias en la región, donde se comenzaba a incursionar en este tipo de generación (Pehuen-Có y Tandil en 1995), la idea contó con un fuerte apoyo de la comunidad “Este emprendimiento se realizó gracias al esfuerzo mancomunado de consejeros, empleados y la masa societaria de la institución que, en aquel entonces, mediante una asamblea extraordinaria, apoyaron y aprobaron este proyecto con el objetivo de entregar energía al sistema eléctrico existente” (Autoridades de la Cooperativa de Mayor Buratovich, 2015).

Así en 1993, la cooperativa inició los estudios de factibilidad del parque, dentro de los cuales resultó determinante analizar las características de los vientos. Con ese fin, instaló una torre de medición para registrar la intensidad y dirección del viento. Luego de tres años los registros fueron procesados por el Centro Regional de Energía Eólica⁵ de Rawson, y arrojaron que se trataba

5 Creado mediante un convenio entre Chubut, la Universidad Nacional de la Patagonia “San Juan Bosco” y la Secretaría de Energía de la Nación en 1985 para realizar mediciones detalladas del potencial de los vientos patagónicos, confeccionar mapas eólicos y series estadísticas con vista al aprovechamiento energético.

de una zona apta para la producción eólica con vientos preponderantes de buena frecuencia, poca turbulencia y un valor medio de 8 m/s a 43 m de altura (Presentación Técnica Planta Generadora: Parque Eólico CESMAB, 1995). También fueron necesarios estudios técnicos de impacto ambiental y de factibilidad, que indicaron la necesidad de adaptar la infraestructura eléctrica construyendo una nueva línea de media tensión y una subestación transformadora para inyectar la energía generada por los dos aerogeneradores que integrarían el parque.

Se optó por la compra de dos generadores eólicos marca An Bonus de 600 kW cada uno, accediendo al plan El Dorado Wind que otorgó un subsidio del 65% y el 35% restante a cargo de la cooperativa, fue financiado gracias al préstamo otorgado por el FEDEI (Fondo de Empréstimo de Desarrollo del Interior) de la Secretaría de Energía para este tipo de emprendimientos. Finalmente, el parque fue montado en el año 1997 con dos operarios enviados por Alemania y la ayuda de personal de ingeniería de la cooperativa capacitados en la ciudad alemana de Bremen (Figura 1).

Figura 1. Montaje de los aerogeneradores del parque eólico Mayor Buratovich. Año 1997.



Fuente: Di Prátula y Pistonesi. (2006).

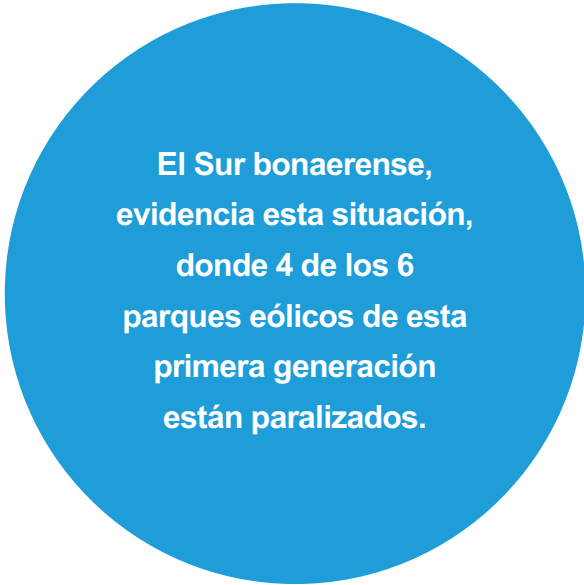
La energía generada por ambos generadores alcanzaba el 50% de la energía consumida por los usuarios de la Cooperativa en ese momento e incluso en muchas oportunidades se producía con excedentes “En el horario nocturno los aerogeneradores generaban más que lo que consumía la localidad y esa energía iba a parar a la red (Técnico de la cooperativa de Mayor Buratovich). Con la intención de comercializar la energía generada cuando excedía las demandas de la localidad, la entidad firmó un convenio de venta con la entonces Empresa Social de Energía de Buenos Aires Sociedad Anónima (ESEBA S.A.). con una cláusula especial de intercambio bajo parámetros uno a uno.

“En caso de una reducción de la potencia y/o energía (demanda) declarada por la cooperativa, dado el convenio ya rubricado por ésta para la posible compra de energía generada mediante el sistema de fuentes no convencionales, se conviene de mutuo

acuerdo la modificación de los parámetros físicos de intercambio, dejando sentado que la cooperativa mantendrá en vigencia el presente contrato, comprometiéndose a informar a la Prestadora toda modificación real o estimada en dichos parámetros con por lo menos 30 días de anterioridad. En este caso se tomará como plenamente justificada dicha variación no haciéndose posible de sanción alguna...Con el fin de una medición acorde a lo convenido, se implementará en la S.E. que la Prestadora posee en la localidad un equipo de medición adicional de energía con el fin de establecer la diferencia ante la posibilidad de que haya intercambio durante lapsos de tiempo que favorezcan a la cooperativa. El consumo final se establecerá del valor que resulte de sumar la energía y restar la entregada al sistema.”

(Fragmento de la cláusula del contrato de comercialización, 1993)

Sorteado el desafío que implicó la instalación y puesta en funcionamiento, los inicios del desarrollo del proyecto estuvieron libres de dificultades. No obstante, progresivamente comenzaron a surgir conflictos regulatorios y económicos financieros que debilitaron y frustraron su continuidad.



**El Sur bonaerense,
evidencia esta situación,
donde 4 de los 6
parques eólicos de esta
primera generación
están paralizados.**

Por un lado, los cambios asociados a la privatización en los servicios eléctricos, se manifestaron en el Sur bonaerense con el traspaso de los contratos que se habían efectuado desde Empresa Social de Energía de Buenos Aires S.A. a la empresa Distribuidora de Energía del Sur (EDES S.A.) como nueva prestataria de la región del sudoeste bonaerense. No obstante, EDES S.A. no reconoció la cláusula firmada por la cooperativa de Mayor Buratovich con ESEBA S.A. por la venta de energía producida por el parque eólico. Siendo que la nueva empresa de distribución eléctrica no aceptó lo firmado por ESEBA, la cooperativa nunca cobró la energía inyectada a la red provincial. En el año 2001 el contrato caducó sin que EDES S.A. reconociera el traspaso de la cláusula. Esto motivó una actuación legal por parte de la cooperativa (sin resolución al año 2018).

Además de no contar con un resarcimiento económico por la energía inyectada a la red eléctrica por no poder hacer uso de la cláusula

acordada con la empresa adjudicataria, la devaluación monetaria -el abandono de la paridad cambiaria 1 a 1 con el dólar-, repercutió negativamente en las inversiones realizadas, haciendo que el parque eólico trabajara con una recaudación menor, no pudiendo amortizar sus costos.

La cooperativa tampoco obtuvo los beneficios establecidos por las normativas que buscaban estimular este tipo de iniciativas. La Ley N° 25.019/98 Régimen Nacional de la Energía Eólica y Solar, establecía un subsidio de \$0,01 por kWh producido por los aerogeneradores y el diferimiento por 15 años del pago del IVA⁶ en la importación de tecnología eólica, pero el gobierno demoró un año su reglamentación (Decreto N°1597/99) y recién fue en 2001 cuando se dispusieron los instrumentos administrativos que la hicieron operativa (Resolución N°113/01). Las demoras para entrar en vigencia, hicieron que comenzara a aplicarse en medio de una profunda crisis de carácter político, económico, social e institucional. Por lo tanto, en la práctica esta ley fue útil fundamentalmente para despertar conciencia general sobre la alternativa eólica existente (Spinadel, 2015). Cinco años más tarde, la Ley N°26.190/06 Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía creó entre las medidas de impulso un incentivo de \$0,30 por kWh sobre el precio del Mercado Eléctrico Mayorista. Tras su reglamentación por el Decreto N°562 tres años después, el incentivo establecido quedó en \$0,15/kWh a ser garantizado por el Fondo Fiduciario de Energías Renovables. Al no ser conformado del Fondo Fiduciario de Energías Renovables, no existieron fondos para pagar las Remuneraciones Adicionales por cada kWh generado de energía eólica, ni del resto de las fuentes renovables.

6 Sigla de impuesto sobre el valor añadido o de impuesto sobre el valor agregado, impuesto que grava el valor añadido o agregado de un producto en las distintas fases de su producción.

Este contexto motivó al Consejo de Administración de la cooperativa a tomar la decisión de detener los aerogeneradores del parque en el año 2003 para evitar el desgaste. Si bien los equipos funcionaban correctamente, con una producción total de 14.500.000 kWh entre 1997-2003, la cooperativa decidió frenarlos hasta que la rentabilidad volviera a ser factible.

Los habitantes de Mayor Buratovich testigos del esfuerzo del grupo de pioneros en energía eólica que alentaron la propuesta, solicitaron a los dirigentes que se esforzaran para que el parque eólico volviera a generar. Por eso, a pesar de estas barreras regulatorias y financieras, la cooperativa buscó alternativas para lograr la venta de energía producida a grandes usuarios de la zona. Entre las tratativas para comercializar la energía, existieron diferentes intentos de acuerdos de venta con: 1-Entidades privadas como *Dew Chemical* (año 2001); 2- El polo petroquímico de Bahía Blanca (año 2010) y 3-La provincia de Buenos Aires (año 2011). No obstante, ninguno se logró concretar por lo que la entidad se resignó a seguir buscando alternativas dejando al parque paralizado desde el 2003 hasta el presente (Figura 2).

El giro en las medidas estatales en materia energética a partir de la nueva ley de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la producción de Energía Eléctrica N°27.191/15 (Decreto N°531/2016), abrió un nuevo escenario tanto para la producción de energías renovables como para la comercialización de este tipo de energía entre privados a partir de la creación del Mercado a Término de Energías Renovables (Resolución N°281/2017). Esta medida habilita la posibilidad que la cooperativa por muchos años buscó canalizar, sin poder lograrla.

Ante este nuevo contexto, la cooperativa ha recobrado la esperanza al ver una nueva oportunidad, por lo que ha entablado reuniones con autoridades de la Subsecretaría de Energías Renovables del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, en las cuales planteó la necesidad

Figura 2. Estado actual del Parque Mayor Buratovich



Fuente: Tomada en octubre de 2016.

de recuperar el parque eólico a partir de un proceso que se conoce como repowering o repotenciación⁷. Frente a esta posibilidad, la entidad sostiene “... *pretendemos poner a punto nuestro parque eólico en la medida en que las condiciones del mercado lo requieran y con los medios económicos adecuados que fomenten esta expansión ...*” (Autoridades de la Cooperativa de Mayor Buratovich, 2015). Para ello, la idea que tienen los funcionarios es buscar un inversor, es decir, negociar con empresas extranjeras que se dedican a la reparación, mantenimiento y venta de repuestos de equipos. Sin embargo, hasta el momento no se ha avanzado en esta nueva alternativa de activación del parque.

⁷ Reemplazo de los equipos más antiguos antes de llegar al final de su vida útil e incrementar la potencia total de los parques eólicos incorporando nuevos.

Parque eólico Centenario en deterioro tecnológico progresivo

La ciudad de Punta Alta ubicada en el partido de Coronel Rosales a la vera de la Base Naval de Puerto Belgrano, tiene la particularidad de haber sido el faro de inspiración que condujo al nacimiento del cooperativismo eléctrico en el país y en Sudamérica hacia 1930. Con amplio apoyo de la comunidad local, un conjunto de socios enfrentó el monopolio de la empresa privada que ofrecía un servicio deficiente y costoso en la zona y fundaron en 1926 la Cooperativa Eléctrica de Punta Alta (C.E.P.A).

Hacia la década de 1990, acorde a la necesidad de dotar un servicio a la par del crecimiento de la localidad, y sobre todo de cubrir los déficits ante las continuas baja de tensión en verano por las demandas de la actividad turística en el Balneario de Pehuen-Có, la entidad inició estudios y mediciones de vientos (dirección, velocidad y constancia) para analizar la posibilidad de instalar un generador eólico en el área. Los resultados arrojaron que el potencial eólico era de 8m/s a 40 m de altura, aceptable para la instalación de un aerogenerador, por lo que se inició las gestiones para la adquisición de un equipo. Optaron por importar un aerogenerador danés marca Micon de 400 kW. Éste fue inaugurado en 1995 con una capacidad de generar 1.200.000 kWh anuales, equivalente al 3,5% de la energía comercializada por la cooperativa en ese año.

La puesta en servicio de este primer aerogenerador de electricidad de gran porte representó el primer antecedente del desarrollo eólico en la Provincia de Buenos Aires Para la entidad cooperativa, el resultado fue alentador, ya que la energía producida por el aerogenerador representaba un paliativo ante las demandas de la villa balnearia de Pehuen-Có en temporadas estivales. Estos resultados, sumados al deseo de CEPA de remplazar parte de la energía comprada a la Empresa Distribuidora de Energía Sur, representaron los móviles para impulsar un nuevo emprendimiento.

La relación y el espíritu solidario entre las cooperativas eléctricas de la región, permitió que la Cooperativa Eléctrica y de Servicios de Mayor Buratovich, también involucrada en el desarrollo eólico, vinculara a CEPA con la consultora alemana DECON (*Deutsche Energie Consult*). Esta empresa, cuya casa matriz operaba en la ciudad de Homburg, a través de un coordinador con sede en la ciudad de Bahía Blanca, asesoró y gestionó las negociaciones con el Ministerio de Ciencia y Tecnología de Alemania que ofrecía el plan El Dorado Wind para la adquisición de generadores. Dicho plan facilitó el financiamiento de tres equipos marca Bonus de 600 kW de potencia cada uno, para el nuevo parque eólico.

El ministerio alemán, interesado por promocionar e impulsar su industria eólica, subsidió el 65% del valor de los equipos de forma no reintegrable y CEPA absorbió el 35% restante, más los costos de la construcción de las bases, el montaje y la conexión eléctrica a la red de media tensión. De esa manera quedaban garantizados los aspectos económicos ya que, según cálculos de las autoridades de la cooperativa de ese momento, la tasa de retorno garantizaba la inversión con una rentabilidad aceptable. La inversión total del proyecto implicó aproximadamente 2.2 millones de dólares.

A la firma de los contratos y la realización de trámites administrativos correspondientes, se sumó el estudio de impacto ambiental a presentar en el Organismo Provincial para el Desarrollo Sostenible (OPDS), en el que se analizaron factores como ruido, impacto visual e influencia sobre la flora y la fauna. En cuanto a la gestión del lugar donde instalar los tres aerogeneradores, no implicó costos en arrendamiento de tierras, ya que un vecino de Punta Alta puso a disposición de CEPA el espacio necesario para el emprendimiento en inmediaciones de la intersección de la Ruta Nacional N°3 y la Provincial N°249 (a 20 km de Punta Alta). Bajo el asesoramiento de técnicos alemanes, el trabajo del personal de la cooperativa y de empresas de transporte y logística contratadas a otras

localidades del país, se montaron los equipos. Finalmente, a fines de 1998 quedó inaugurado el Parque Eólico Centenario con una potencia de 1800 kW (Figura 3).

A pesar de las tareas de mantenimiento regulares, el desgaste propio del funcionamiento de los aerogeneradores provocó con el correr del tiempo cada vez mayores desperfectos y roturas de componentes *“Empezamos a tener problemas con los motores, se nos caían los engranajes,*

otras veces el cableado...en ciertas ocasiones se paraban los molinos para desenroscarlos y que no se rompieran...” (Personal técnico de CEPA). Por ejemplo, en el año 1999, hubo problemas con las cajas de engranaje, falla que la empresa fabricante⁸ reconoció haciéndose cargo de su reemplazo por otras nuevas, ya que aún estaban bajo garantía. Esta reparación implicó desmantelar los aerogeneradores, mediante un trabajo conjunto de técnicos de la cooperativa y de personal de la empresa fabricante.

Figura 3. Montaje de los aerogeneradores del parque Centenario. Año 1998.



Fuente: Archivo Histórico Municipal de Punta Alta.

Dificultades político-institucionales y económico-financieras se levantaron como principales barreras obstaculizando el funcionamiento de los parques eólicos de primera generación.

Tras la crisis del año 2001, la partida del país de empresas del rubro de eólico a partir de la inestabilidad económica e institucional, agravó la situación. El cierre de la firma Micon en Argentina, proveedora de la mayoría de los equipos de esta primera generación de parques, afectó el servicio técnico que requería el mantenimiento de los molinos. *“Esta marca de molinos, como el que tenemos nosotros, tenía un representante que hacía mantenimiento y cerró sus oficinas en el país y los repuestos ya no se venden en Argentina. Ahora hay que importarlos. Y también perdimos el apoyo técnico”* (Personal técnico de la cooperativa de Punta Alta, 2014).

⁸ La política de las empresas alemanas de fabricación de aerogeneradores consistía en mostrar la calidad y el servicio.

La ausencia del asesoramiento técnico por la retirada de las principales empresas eólicas extranjeras, motivó a que se realizaran sólo mantenimientos correctivos, es decir, de intervenciones de los equipos de operación y mantenimiento de emergencia para arreglar averías. A su vez, las deficiencias en relación a la cobertura geográfica a lo largo del país de los servicios de operación y mantenimiento que permanecieron, resultó otro aspecto limitante (Rabinovich, 2013).

Progresivamente, la falta de un adecuado mantenimiento preventivo y periódico de los aerogeneradores -análisis de aceites, termografías, ajustes, actualizaciones- condujo a fallas en los equipos y/o destrucción de componentes en algunos casos. En este contexto, las sucesivos desperfectos y roturas propias del funcionamiento, llevaron a tener que importar repuestos. Por ejemplo, a principios del 2004, empezaron a tener problemas los rulemanes, repuestos que no existían localmente y había que necesariamente importarlos. A estas dificultades, se sumaron las trabas impuestas para la compra de equipos o autopartes en el exterior y los inconvenientes administrativos en la Dirección General de Aduanas, que retrasaban la entrega de los repuestos. En algunos casos, demoras de varios meses que extendían el período en que los aerogeneradores debían estar fuera de funcionamiento. Las empresas que fabricaban y comercializan estas tecnologías denunciaban, que la Aduana en ocasiones rechazaba el ingreso de productos e insumos sin brindar detalles del estado de las operaciones.

El fin de la convertibilidad monetaria dificultaron aún más la operatoria por la diferencia cambiaria. Como consecuencia, durante la primera década del 2000, dos de los equipos del parque eólico Centenario quedaron inoperantes ante los altos costos que implicaba para la cooperativa repararlos. Esto motivó que el tercer aerogenerador fuera detenido por CEPA antes de que se rompiera en 2014. El último registro de la energía generada por ese aerogenerador fue de 120.222 kWh (Memoria y balance CEPA, 2014).

Para poder superar estas barreras, CEPA llevó a cabo gestiones y reuniones con diferentes tipos de actores vinculados al sector energético. En primer lugar, buscó obtener algún tipo de subsidio o ayuda externa para costear reparaciones. Junto a otras cooperativas eléctricas del Sur bonaerense que enfrentaban las mismas dificultades, participaron de encuentros con autoridades y funcionarios de la Dirección Provincial de Energía y el FREEBA en 2011, buscando posibilidades de financiamiento a través del crédito. También impulsaron encuentros en la Secretaría de Energía de la Nación planteando la intervención del Estado.

En otro intento por subsanar la situación del parque eólico paralizado, CEPA buscó alternativas por otros canales. Para ello se asoció a una consultora regional y la Universidad Provincial del Sudoeste, para presentar ante la Agencia Nacional de Promoción de Ciencia y Tecnología un proyecto de innovación tecnológico y obtener financiamiento. No obstante, esa propuesta no fue aprobada (Memoria y balance CEPA, 2014). Pese a los numerosos intentos de CEPA de recuperar el funcionamiento del parque Centenario, sus aerogeneradores al 2018 siguen sin operar como gigantes paralizados que han perdido sus fuerzas (Figura 4).

Figura 4. Estado actual del parque eólico Centenario



Fuente: Tomada en junio 2014.

CONCLUSIONES

La imagen de los parques eólicos de la primera generación paralizados con sus aerogeneradores instalados como gigantes inmóviles, sin dudas no representa una buena publicidad para las energías renovables en Argentina. Pese a eso, son iniciativas valiosas que merecen ser rescatadas, ya que además de sentar los primeros antecedentes en el uso energético del potencial eólico.

Para las cooperativas eléctricas, no fueron los molinos los gigantes por vencer, sino las barreras político-institucionales y económico-financieras que se interpusieron en el camino de la generación renovable que su espíritu aventurero las había impulsado a conquistar.

Progresivamente, diversas dificultades debilitaron sus proyectos. En general, la crisis económica y política del 2001, trastocó la paridad cambiaria 1 a 1 con el dólar, estirando el plazo de recuperación de las inversiones hechas por las cooperativas. Así mismo, las políticas adoptadas por el Estado Nacional en materia energética en relación a los subsidios a los precios de la generación eléctrica convencional desde 2003, hizo que para las distribuidoras sea más económico comprar la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista, que seguir generándola. Particularmente, para el parque Centenario, el peso de los inconvenientes técnicos y las fallas de operatividad fueron determinantes, debido a las trabas y demoras en conseguir los repuestos y su elevado costo. En el caso del parque de Mayor Buratovich, la errática aplicación de legislación que reguló y estimuló ese tipo de inversiones y las dificultades para poder vender la energía excedente a privados, impulsaron la decisión de frenar la generación, ya que se volvió inviable económicamente.

Como consecuencia, desde el sector cooperativo ven a aquella primera generación de parques eólicos con orgullo y a la vez con nostalgia. Sostienen que se trataba de excelentes ideas,

pero en el momento equivocado. Pese a la búsqueda infructuosa de soluciones a través de canales oficiales y privados, aún consideran sus parques como cuentas pendientes. No obstante, como experiencias precedentes dejan aprendizajes, entre los se pueden mencionar:

- La participación, el compromiso y el rol activo que adoptaron las cooperativas como actores locales ante el desafío de producir energía eléctrica a partir de una fuente no contaminante.
- Los convenios y acuerdos de las cooperativas con las empresas fabricantes de equipos y los organismos extranjeros de financiamiento como antecedentes de las negociaciones pactadas y los esfuerzos para adquirir conocimiento técnico, equipamiento y capital financiero.
- La importancia que la coyuntura político-económica provea las garantías necesarias de cumplimiento del marco regulatorio para alentar y garantizar las inversiones en proyectos eólicos en el largo plazo.
- La necesidad de poner en marcha capacidades locales para la fabricación de aerogeneradores con diseños adaptados a las necesidades locales, capaz de facilitar la gestión de repuestos ante posibles fallas o desperfectos.

El contexto nacional actual a favor de las energías renovables abre nuevas expectativas. En materia eólica, cerca de 60 nuevos parques eólicos fueron adjudicados entre 2016 y 2018 para ser construidos en el país en el marco de subastas, muchos de los cuales ya comenzaron a operar. El Sur bonaerense por sus excelentes condiciones es la región que más proyectos reúne, incluso Villarino y Coronel Rosales -los partidos donde se localizan los parques que fueron analizados- son testigos de nuevas iniciativas: La Castellana II de 100 MW (inaugurado en 2018), Vientos del Secano de 50 MW y De la Bahía de 28 MW (en construcción). Se trata de proyectos de grandes dimensiones impulsados por empresas privadas de capitales nacionales e internacionales.

Este nuevo momento de impulso al desarrollo eólico podría ser acompañado de un proceso de puesta en valor de los parques de primera generación, que permita recuperar esas experiencias y extender su vida útil, considerando la necesidad que tiene el país de nuevas fuentes de energía ante un parque generador dependiente y deficitario.

REFERENCIAS

Altomonte, H; Coviello, M y Lutz, W. (2003). Energías renovables y eficiencia energética en América Latina y el Caribe. Restricciones y perspectivas. Serie Recursos Naturales e infraestructura. División de recursos naturales e infraestructura. (65). CEPAL. Santiago de Chile. p.71

Clementi, L. (2018). Energía Eólica y territorios en Argentina. Proyectos en el Sur de la Provincia de Buenos Aires entre fines del siglo XX y principios del siglo XXI. (Tesis doctoral). Departamento de Geografía y Turismo. Universidad Nacional del Sur. Bahía Blanca. Recuperada de <http://repositoriodigital.uns.edu.ar/bitstream/123456789/4197/1/TESIS%20DOCTORAL.Clementi%20Luciana%20%202017.pdf>

Cooperativa de luz y fuerza eléctrica, industrias y otros servicios públicos, vivienda y créditos Punta Alta (2014). Memoria y balance. Ejercicio N°87. Buenos Aires. Argentina.

Cooperativa eléctrica y de servicios Mayor Buratovich Ltda. (2010). Cronología de Eventos Relacionados al Parque Eólico. Buenos Aires. Argentina

Cooperativa eléctrica y de servicios Mayor Buratovich Ltda. Presentación técnica de la Planta Generadora: Parque Eólico. Buenos Aires. Argentina

Di Prátula, H.R. y Pistonesi, C. (2006). Parque eólico para cogeneración en el sector industrial al sur de la Provincia de Buenos Aires. (Grupo G.E.S.E.). Universidad Tecnológica Nacional. Facultad Regional Bahía Blanca.

Furlan, A. (2010). La reinención de la geografía de la electricidad en el contexto de la transición energética contemporánea. Contribuciones a partir del caso de estudio de la costa atlántica bonaerense. En III Jornadas del Doctorado en Geografía. Desafíos Teóricos y Compromiso Social en la Argentina de Hoy. Facultad de Humanidades y Ciencias de la Educación. Universidad Nacional de La Plata.

Gallegos, E. (1997). El viento amigo del hombre. Energía eólica en Argentina. Comodoro Rivadavia.

Guzowski, C. y Recalde, M. (2008). Barreras a la entrada de las Energías Renovables: el caso argentino. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 12,31-38.

Lutz, W. F. (2001). Reformas del sector energético, desafíos regulatorios y desarrollo sustentable en Europa y América Latina. Serie Recursos Naturales e infraestructura N° 26. Proyecto CEPAL/Comisión Europea. Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina. Santiago de Chile.

Marrandi, A; Archenti, N. y Piovani, J. I. (2007). Metodología de las ciencias sociales. Emecé, Buenos Aires.

Rabinovich, G. (2013). Rápida evaluación y análisis de los objetivos del proyecto energía sustentable para todos en el sector energético de la República Argentina. Informe Final BID. Buenos Aires.

Recalde, M. Y; Bouille, D. H y Girardin, L. O. (2015). Limitaciones para el desarrollo de energías renovables en Argentina. Problemas del Desarrollo 183 (46).

Spinadel, E. (2015). El Futuro de la Industria Eólica Argentina. En Expo Viento y Energía 2015. Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires.

Yong Chen (2004). Promotion of Renewable Energy Globally Based on Johannesburg. Follow-up. Stockholm Environment Institute.

NOTA: Las leyes y resoluciones mencionadas en el presente trabajo pueden ser consultadas en el sitio oficial Infoleg <http://www.infoleg.gob.ar>

ALGUNAS CONSIDERACIONES SOBRE EL POTENCIAL ENERGÉTICO DE CORRIENTES DE MAREAS EN EL LITORAL DE LA PROVINCIA DE CHUBUT, ARGENTINA

Ana Julia Lifschitz¹, Norma Beatriz de Cristòfaro², Doménico P. Coiro³

Recibido: 11/03/2019 y Aceptado: 31/05/2019
ENERLAC. Volumen III. Número 1. Septiembre, 2019 (60-77).





1 Licenciatura en Oceanografía en la Facultad de Ciencias Exactas y Naturales (FCEN), Universidad de Buenos Aires (UBA). Maestría en Ciencias Ambientales en la Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires (UBA). Estudiante de doctorado en Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional de Chubut (FRCH), Argentina. Integra Proyecto de Investigación: Desarrollo de turbinas hidrocínéticas y estudio de la resistencia de materiales, en aguas dulces y marinas, en diferentes condiciones fluido dinámicas. Cargo docente: auxiliar en la carrera de Ingeniería Pesquera, Ingeniería Electromecánica y en la carrera de Licenciatura en Organización Industrial en la Universidad Tecnológica Nacional (UTN - FRCH). anajulialif@gmail.com

2 Ingeniera Química en la Universidad Tecnológica Nacional (UTN), Facultad Regional Avellaneda, Argentina. Doctora en Ciencias de Materiales, Materias Primas y Procesos en la Universidad La Sapienza de Italia. Trabajó en el sector electroquímica aplicada del Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI), Argentina. Durante 1987 fue investigadora invitada en la Universidad Técnica de Clausthal, Alemania. En el período 1991-1992, se desempeñó en el Ente Nacional para la Energía Alternativa (ENEA), Italia. En 1992, obtuvo el cargo de investigador en el Centro de Desarrollo de Materiales de Roma. Actualmente, directora del Grupo Energía, Materiales y Sustentabilidad de la UTN, Facultad Regional de Chubut, Argentina. normadecristofaro@yahoo.it

3 Profesor en el Departamento de Ingeniería Industrial, División Aeroespacial de la Universidad de Nápoles Federico II, Italia. Autor de más de 100 artículos publicados en revistas y congresos internacionales. De 1986 a 1997 trabajó en el campo de la aerodinámica, mecánica de vuelo e hidrodinámica. Trabaja en el campo de la energía oceánica desde 1998. Coordinó el diseño, desarrollo, pruebas de modelos en tanques de remolque y el despliegue y prueba de prototipos a gran escala en campos reales basados en turbinas hidráulicas de ejes horizontales y verticales. Autor de varias patentes en el campo de las energías renovables. También coordina el desarrollo de un convertidor de energía de las olas. Es un evaluador experto del proyecto de energía renovable para la Comunidad Europea, así como para los ministerios italianos e instituciones públicas. Fundador y presidente del consorcio público / privado de investigación sin fines de lucro SEAPOWER, que participa en la Universidad de Nápoles. coiro@unina.it

RESUMEN

En este trabajo se describen las características del fenómeno de las mareas en el litoral chubutense y se analizan algunos sitios adecuados para el potencial aprovechamiento de la energía de estas y sus corrientes asociadas. Además, se revisan los proyectos presentados en la Provincia de Chubut y se efectúa una evaluación preliminar del recurso energético de los Golfos chubutenses. Se considera la posibilidad del aprovechamiento energético de las mareas transformando el movimiento de desplazamiento en un movimiento de rotación por medio de una turbina hidrocínética. Esta energía puede ser extraída de manera análoga a la de la energía eólica, por lo tanto, no es necesario construir una represa, de este modo se evitan los inconvenientes ambientales y económicos que esta representa.

Palabras Clave: Fenómeno de Mareas, Corrientes de Mareas, Recurso en el Litoral Chubutense, Energía Mareomotriz, Turbinas Hidrocínéticas.

ABSTRACT

This paper describes the characteristics of the tidal phenomenon in the Chubut coast and analyzes some suitable sites for the potential use of the energy of these and their associated currents. In addition, the projects presented in the Province of Chubut are reviewed and a preliminary evaluation of the energy resource of the Chubut Gulfs is made. The possibility of energetic utilization of the tides is considered, transforming the displacement movement into a rotation movement by means of a hydrokinetic turbine. The energy can be extracted analogously to that of wind energy; therefore, it is not necessary to build a dam, thus avoiding the environmental and economic disadvantages it represents.

Keywords: *Phenomenon of Tides, Tidal Currents, Resource on the Chubut coast, Tidal Energy, Hydrokinetic Turbines.*

INTRODUCCIÓN

En los últimos años se está reconociendo el importante potencial de generación de energía eléctrica mediante la instalación de turbinas hidrocínéticas, para aprovechar las corrientes de mareas (catálogo GEMA 2018). La potencia teórica asociada a las mareas (incluyendo las corrientes asociadas) ha sido estimada globalmente en alrededor de 7.800Twh/año (reporte de OES, 2011). Las mareas están definidas como el cambio en el nivel de las aguas del mar. Estas se pueden dividir en marea astronómica y marea meteorológica. La primera se debe al movimiento periódico de ascenso y descenso del mar producido por la atracción gravitatoria del sol y de la luna y a la rotación terrestre; la segunda es producida por el viento. Las corrientes inducidas por mareas se generan por el tránsito de la onda de marea; esto ocasiona que en bahías con boca estrecha se produzcan grandes velocidades que pueden ser aprovechadas para la generación energética. Además, las corrientes de mareas presentan la característica de ser predecibles y fiables, lo cual determina que este recurso sea particularmente atractivo para su uso en la generación de energía.

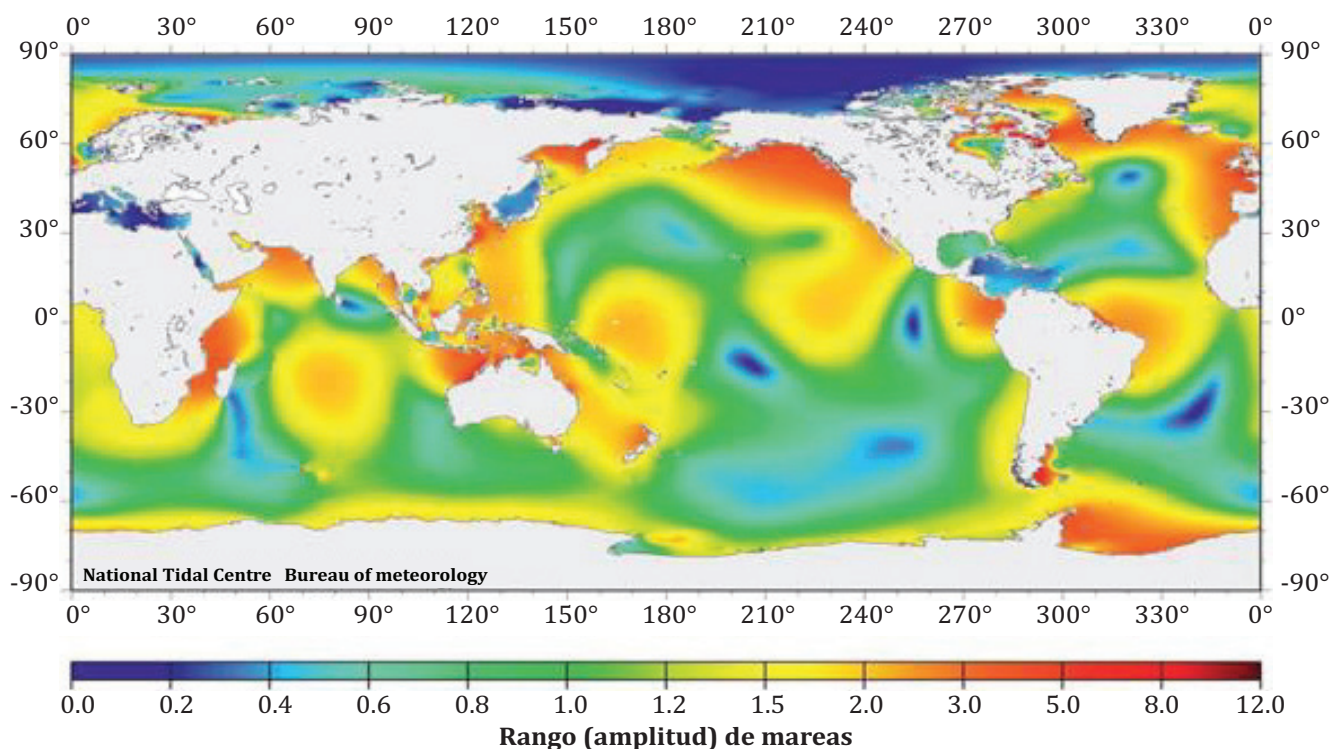
La amplitud de la marea es muy diferente de un litoral marítimo a otro, por ejemplo, en el Océano Pacífico y en el Mar Mediterráneo alcanza valores muy bajos, solo decenas de centímetros; por el contrario, se amplifica y alcanza valores notables en determinados sitios, donde la profundidad del mar es baja, o la costa presenta pendiente reducida, o donde exista una geometría que produzca interferencia por las costas, o por la existencia de fenómenos de resonancia como sucede en algunas bahías en las que el agua puede subir su nivel varios metros debido a que su tiempo de llenado y de vaciado coincide con el período de la marea. En el Atlántico Sur se observan significativas amplitudes de marea, si bien existe un número limitado de zonas donde es posible la explotación de la energía mareomotriz. La Figura 1 muestra la distribución mundial

de las alturas de marea media. En general, a mayor altura de marea, se asocian mayores velocidades de flujo. Por lo tanto, en mar abierto las velocidades de las corrientes de mareas no son muy intensas. A medida que estas corrientes encuentran obstáculos topográficos tales como la costa, bahías con bocas pequeñas, canales angostos o someros, o circulaciones alrededor de islas, las velocidades de las corrientes se intensifican (Adcock & Draper, 2014; Elliot, 2012). Por ejemplo: el rango (amplitud) de mareas en la Bahía de Fundy en Canadá es de 15 m, en el Estuario de Severn en UK alcanza los 12m. La amplitud de mareas en el litoral Atlántico

Sur de nuestro país, por su latitud, es una de las mayores del mundo después de los dos sitios mencionados (*Renewable Energy Agency*, agosto 2014).

El potencial de generación eléctrica de las corrientes de marea es muy alto. Estas corrientes se consideran un recurso para la generación sustentable de energía eléctrica. El alto factor de carga resultante de las propiedades del fluido y sus características de predictibilidad hacen a este recurso particularmente atractivo para la generación energética con respecto a otras energías renovables.

Figura 1. Mapa mundial de alturas de marea media.



Fuente: Renewable Energy Agency, agosto 2014.

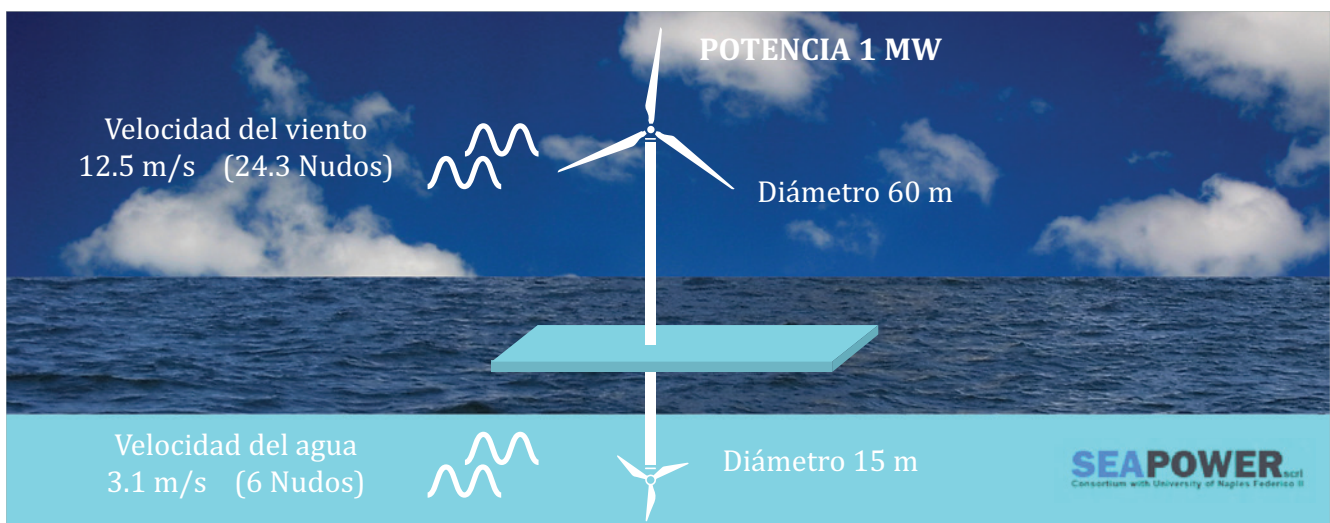
En el presente trabajo se describen las características del fenómeno de las mareas astronómicas en el litoral argentino y se analizan potenciales sitios para el aprovechamiento energético.

CARACTERÍSTICAS DE LAS MAREAS EN EL LITORAL ARGENTINO Y APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO.

En el litoral atlántico argentino se verifican diariamente dos situaciones de flujo en la dirección de propagación de la onda de marea, y dos de reflujo, opuestas a las anteriores, pero con intensidades semejantes. Entre ambas condiciones se observa un período de duración que oscila desde unos minutos hasta una hora, conocido como ‘estoa’, durante el cual las corrientes son prácticamente nulas. Un poco antes de las estoas, las corrientes de marea se debilitan gradualmente en intensidad, para luego incrementarse progresivamente hasta alcanzar magnitudes máximas con un cambio de rumbo de aproximadamente 180°. Consecuentemente, la corriente de marea presenta una variabilidad temporal cíclica, situación que conlleva a pensar en dispositivos energéticos bidireccionales. Además del ciclo diario de las mareas, se debe mencionar el ciclo mensual, en el que ocurren situaciones de amplitudes máximas, con las mayores intensidades de corrientes (marea de sicigias) y de amplitudes mínimas con intensidades más bajas (cuadratura), relacionadas a las posiciones relativas del sistema Tierra-Luna-Sol.

La energía de las mareas presenta dos componentes: energía potencial, asociada a la amplitud de mareas, y energía cinética, resultante de las velocidades de corrientes asociadas. En el presente trabajo, la estimación de energía está referida a la energía cinética. Como esta energía se genera por el flujo de agua, este flujo de energía se puede aprovechar, transformando el movimiento de desplazamiento en un movimiento de rotación por medio de una turbina hidrocínética (THC), dispositivo similar a los rotores de las turbinas eólicas, que acoplada a un generador produce energía eléctrica. La energía puede ser extraída de manera análoga a la de la energía eólica, por lo tanto, no es necesario construir una represa. La diferencia principal entre los dos dispositivos radica en la densidad del fluido. Puesto que el agua de mar posee una densidad aproximadamente 837 veces superior (1.025g/m^3 a 1 atm y 15°C) a la del aire (1.225g/m^3 , a 1atm y 15°C), es posible generar electricidad a baja velocidad del fluido. Esto significa que para una misma potencia se puede reducir, significativamente, el tamaño del rotor de una turbina. Este hecho se ilustra en la Figura 2, donde, se observa que, para obtener la misma potencia, con velocidades típicas de corrientes de viento y agua, son necesarios dos diámetros de aspas distintos

Figura 2. Comparación de tamaños de turbinas para obtener la misma potencia nominal en agua y aire.



Fuente: SeaPowerscrl Consortium with University of Naples Federico II.

Estos equipos tienen la posibilidad de aprovechar el flujo y reflujo cíclico del agua de mar trabajando en un sentido de corriente, durante el proceso de ascenso de la marea, y en sentido opuesto, en su descenso. Este tipo de funcionamiento se logra de dos formas:

- a) Utilizando aspas reversibles o de paso ajustable, ó
- b) Girando completamente la ubicación de la turbina de acuerdo al sentido de marea.

ANTECEDENTES DE PROYECTOS ENERGÉTICOS DE MAREAS EN CHUBUT, ARGENTINA.

Los primeros estudios se focalizaron en la Península de Valdés, ubicada en la zona noreste de Chubut, circundada por los golfos San José, al norte, alimentado por el Golfo San Matías, y el Golfo Nuevo, al sur, alimentado por el Océano Atlántico, ubicados a ambos lados del istmo Ameghino que une la península mencionada con el continente.

En la zona de península de Valdés (Figura 3), al fenómeno de apreciable altura de las mareas, (Tabla 1) se le suma otro de origen topográfico que favorece la reflexión de las aguas y perturba la propagación de las corrientes marinas. Este fenómeno produce un desfase horario entre 4 a 6 horas constante entre las alturas de mareas del golfo San José y del golfo Nuevo, que resulta en una diferencia de nivel de entre 5 y 8 m. Es decir que, mientras en uno de estos golfos la marea está próxima a la pleamar, en el otro está cerca de la bajamar y recíprocamente. Este evento se repite constantemente a través del tiempo.

En definitiva, el fenómeno que en otras zonas se logra aprisionando con compuertas o cierres las desembocaduras de las bahías, aquí, en la zona citada, lo brinda la naturaleza. Se encuentra, pues, frente a una configuración de mareas excepcional y extremadamente favorable que llevo a que, en el transcurso del tiempo, se proyectaran diversos aprovechamientos energéticos.

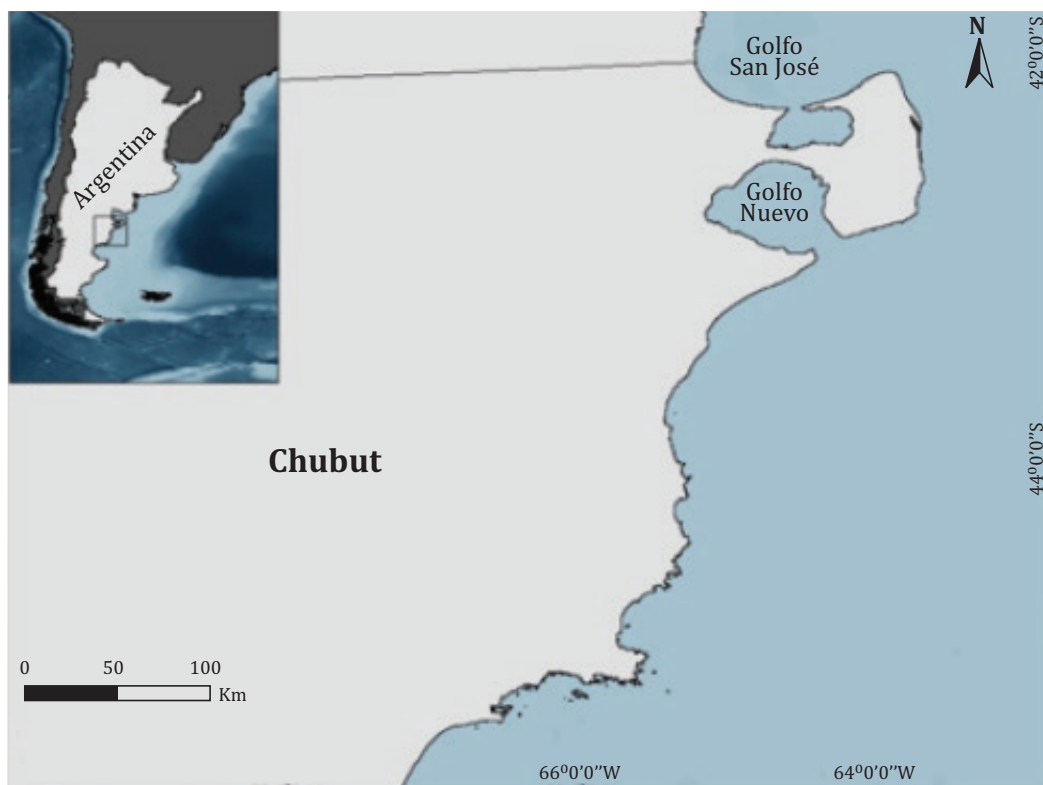
Tabla 1. Energía potencial de algunos sitios en el mundo.

País	Rango medio de marea m	Área cuenca km ²	Capacidad instalada MW	Output anual (aprox.) TWh/año	Factor de carga anual %
ARGENTINA					
San José	5.8	778	5040	9.4	21
Golfo Nuevo	3.7	2376	6570	16.8	29
Río Deseado	3.6	73	180	0.45	28
Santa Cruz	7.5	222	2420	6.1	29
Río Gallegos	7.5	177	1900	4.8	29
AUSTRALIA					
Secure Bay	7.0	140	1480	2.9	22
Walcott Inlet	7.0	260	2800	5.4	22
CANADA					
Cobequid	12.4	240	5338	14.0	30
Cumberland	10.9	90	1400	3.4	28
Shepody	10.0	115	1800	4.8	30

INDIA					
Gulf of Kachchh (Kutch)	5.0	170	900	1.6	22
Gulf of Cambay (Khambat)	7.0	1970	7000	15.0	24
KOREA (REP)					
Garolim	4.7	100	400	0.836	24
Cheonsu	4.5	-	-	1.2	-
MEXICO					
Río Colorado	6 a 7	-	-	54	-
USA					
Passamaquoddy	5.5	-	-	-	-
Knik Arm	7.5	-	2900	7.4	29
Turnagain Arm	7.5	-	6500	16.6	29
FEDERACIÓN DE RUSIA					
Mezeh	6.7	2640	15000	45	34
Tugur	6.8	1080	7800	16.2	24
Penzhinsk	11.4	20530	87400	190	25

Fuente: Adaptado de World Energy Council, 2003.

Figura 3. Península Valdés, Provincia de Chubut.



Fuente: Instituto Geográfico Militar.

En la década del sesenta se propusieron varios proyectos de aprovechamiento energético de mareas, pero ninguno de ellos progresó debido a los altos costos de inversión (Chingotto, 2005). En esa época, la variable ambiental no era considerada tan importante como lo es en el presente, y afortunadamente, estos planes no se concretaron, pues ambos golfos difieren en sus características oceanográficas (temperatura, salinidad) y biológicas. El impacto ecológico de unir ambos golfos hubiera sido catastrófico. El sistema de la Península de Valdés constituye una reserva natural de extrema importancia para el ecosistema marino, y diversos argumentos de conservación han impedido que se avance más en la zona, declarada en diciembre de 1999, "Patrimonio Natural de la Humanidad".

En 2013, se realizó otro proyecto que consistió en la construcción de un puente y dique de

mareas en el estuario del río Chubut. El objetivo fue generar energía y realizar una expansión agrícola para recuperar hectáreas productivas, a través de un dique de contención en el río situado muy cerca de su desembocadura en el Océano Atlántico. El proyecto preveía la colocación de dos turbinas que generarían en total 10MW de potencia. Además de la construcción del dique para la generación de energía y la posibilidad de irrigar el agua a tierras para convertirlas en productivas, se pretendía originar un impacto turístico a causa del puente que uniría el Puerto Rawson con un sector de playa conocida como "Playa Magagna". El objetivo original del proyecto se concretó parcialmente, ya que solamente se construyó el puente, inaugurado en 2016. La Tabla 2 resume algunos de los proyectos presentados que no lograron su concreción.

Tabla 2. Proyectos de producción energética considerados para su instalación en la Península Valdés, Provincia de Chubut, período 1949-2013.

Propuesta	Año	Capacidad (MW)	Sistema
Oca Balda y Romero	1928	2000	Cierre del golfo de San José, operación con embalse simple.
Erramuspe	1949	55	Apertura canal en itsmo, operación combinando golfos.
Loschakoft	1957	1200	Cierre de ambos golfos.
Sogreah	1959	600	Apertura canal en itsmo, operación combinando golfos.
Fenzloff	1972	4900 a 6800	Apertura canal en itsmo, operación combinando golfos.
Agua y Energía	1975	5300	Central adicional de acumulación p/ bombeo.
Aisicks y Zyngierman	1984	5040	Cierre del golfo San José, operación con embalse simple.
Secretría de Producción y Medio Ambiente de Rawson	2013	10	Puente y dique de mareas en el estuario del río Chubut, dos turbinas hidrocínicas.

Fuente: Adaptado de Chingotto 2005.

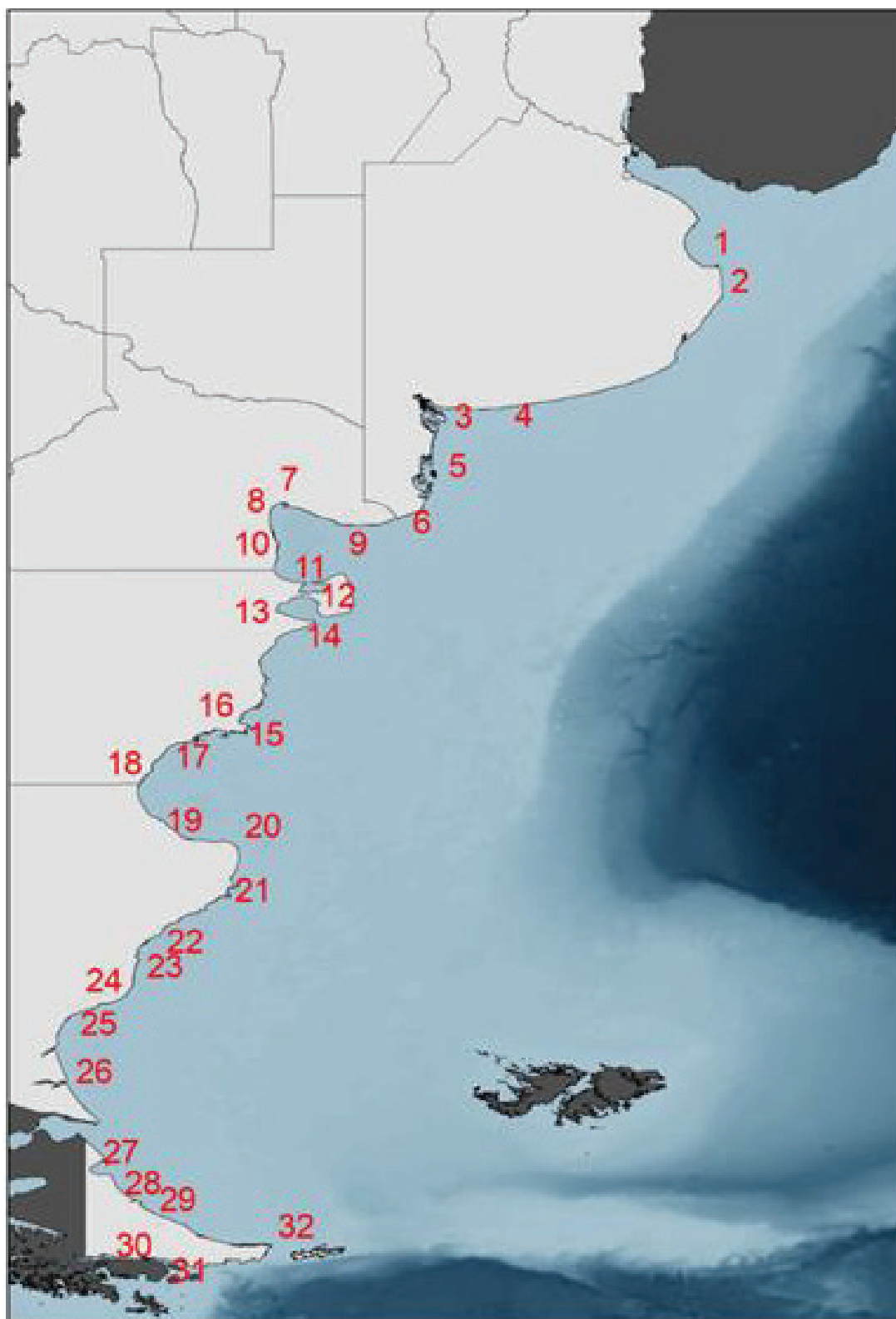
El Servicio de Hidrografía Naval (SHN - Ministerio de Defensa) cuenta con una base de registros de corrientes que datan desde la década del sesenta y del setenta hasta la actualidad. Muchos de ellos se obtuvieron por el propio SHN, y otros tantos cedidos por terceros (por ejemplo, empresas y petroleras). Basada en esta información de campo, Dragani et al 2016, realizaron un análisis sintético de las corrientes a lo largo del litoral argentino, entre la costa y la isobata de 15/20 m. (Figura 4, referencias en Tabla 3).

Según el relevamiento de datos históricos del SHN para el litoral atlántico argentino, más la batimetría obtenida de cartas náuticas, se sugieren zonas que podrían ser de posible aprovechamiento energético de corrientes de marea. La amplitud de marea presente en la región, en conjunto con la geomorfología carac-

terística de la zona crea condiciones para la explotación del recurso a partir de sistemas de generación eléctrica hidrocinéticos. La región costera patagónica comprendida entre el Sur del golfo San Matías y Tierra del Fuego presenta las mayores intensidades de corriente. En particular, el interior de las rías santacruceñas (Deseado, San Julián, Santa Cruz, Gallegos) y en los Golfos chubutenses (San José y Nuevo) donde se dan las mayores intensidades de corriente de marea, las cuales podrían superar 1.5 m/s. Las corrientes son muy intensas en la boca del golfo San José pudiendo alcanzar en sicigia casi los 2 m/s. En su interior, las corrientes se reducen considerablemente y no llegan a superar los 0.30 m/s. Las corrientes en la boca del Golfo Nuevo pueden alcanzar 0.80 m/s en condiciones de sicigia, pero se reducen drásticamente hacia el interior del golfo y no exceden los 0.20/0.30 m/s.



Figura 4. Potencial de mareas y las corrientes asociadas en el litoral argentino (ver referencias en Tabla 3).



Fuente: Elaboración de los autores.

La Tabla 4 presenta un cuadro general donde se resumen las características del recurso, de algunas zonas de la provincia de Chubut consideradas para su análisis. La información presentada se extrajo de la base de datos del SHN, de cartas náuticas y de datos suministrados por autoridades provinciales e inspecciones realizadas por los autores.

Para que las corrientes de marea sean aprovechables desde un punto de vista energético deben superar un valor mínimo durante un gran porcentaje de tiempo de su ciclo. Para la mayoría de los investigadores este valor oscila entre 1,5 a 2,5 m/s. Polo et al 2008, indica un valor superior a 2m/s, la *Electric Power Research Institute Inc.* (EPRI), 2005, recomienda lugares que tengan flujos máximos mayores a 1.5 m/s; a su vez, para la *World Energy Council - World Energy Resources 2016* y *Aqua-RET 2012*, *Tidal*

Stream - European Resource Map los lugares apropiados son los que presentan corrientes de mareas medias en sicigias como mínimo de 2-2.5m/s.

Mareas y corrientes asociadas en la zona de Península de Valdés. Se poseen datos públicos de velocidades de corrientes de marea, solamente para las bocas de los golfos San José y Nuevo. En lo que respecta al Golfo San José, en la zona de Punta Quiroga (oeste) se midieron velocidades comprendidas entre 1 y 3 m/s, velocidades menores (0.6 m/s) se midieron en la zona Punta Buenos Aires (este). En estos sitios se registraron profundidades de 36 y 27 m (cartas náuticas, SHN). Si bien el acceso a las zonas se puede realizar por mar y por tierra, a través de estancias privadas, la ausencia de infraestructura complicaría una eventual instalación de un sistema de turbinas hidrocinéticas.

Tabla 3. Potencial de mareas y las corrientes asociadas en el litoral argentino, referencias de la Figura 4.

Número	Nombre	Velocidad Max. (m/s)	Profundidad (m)
1	Punta Rasa	0.4-0.6	1.5
2	Punta Médanos	> 0.3	< 10
3	Ria de Bahía Blanca	> 1	9
4	Monte Hermoso	0.3	0.4
5	Ria San Blas	> 1	3.6
6	Desembocadura Río Negro	1	0.4
7	Puerto San Antonio	0.8	20
8	Las Grutas	0.5	0.6
9	Golfo San Matías	> 1	100
10	Punta Colorada	0.5	0.9
11	Boca Golfo San José	2	130
12	Interior Golfo San José	0.3	60
13	Interior Golfo Nuevo	< 0.2-0.3	150
14	Boca Golfo Nuevo	0.8	120
15	Bahía Bustamante	0.2	<20
16	Faro Aristizabal	0.3	20
17	Bahía Solano	0.2	16

18	Puerto Comodoro Rivadavia	0.3	36
19	Caleta Olivia, Caleta Paula	0.2	7.3
20	Faro Cabo Blanco	1.3	<4.6
21	Puerto Deseado	1.5	<5.5
22	Punta Desengaño	0.7	6.9
23	Estuario Puerto San Julián	1.5	<3
24	Estuario Puerto Santa Cruz	1.5	<8
25	Punta Quilla	3.5	<8
26	Ría del Río Gallegos	1.5	<5
27	Bahía San Sebastián	0.8	<8
28	Cabo Espiritu Santo	1	-
29	Río Grande (exterior)	0.9	-
30	Paso chico (canal de Beagle)	0.3	-
31	Paso Mackinlay (canal de Beagle)	0.5	22
32	Estrecho Le Maire	1.8	-

Fuente: Elaboración de los autores.

Estos datos preliminares sugieren que las zonas examinadas podrían ser consideradas para generar electricidad utilizando turbinas hidrocínéticas. Si bien estos dos sitios tienen características particularmente atractivas para realizar un aprovechamiento energético, en 1999 la Unesco incluyó a la península de Valdés en su lista de Patrimonios de la Humanidad. Forma parte de la red hemisférica de reservas para aves playeras. Por ley provincial XI N°20 (antes Ley 4722) se ha creado el área natural protegida península Valdés, que comprende su espacio terrestre, aéreo y una franja de tres millas marinas a su alrededor. Para el Golfo Nuevo, solo su parte norte es área de protección especial, con fuertes restricciones a la navegación e intangibilidad en la franja cercana a la costa, de unos 500 m de ancho, durante la permanencia de las ballenas (entre abril y noviembre) según Disposición N° 89/10 del 26 de mayo de 2010.

Diversos argumentos de conservación hacen necesario realizar una detallada línea de base ambiental y los correspondientes estudios de impacto que incluyan también la eventual contaminación acústica producida por los dispositivos mareométricos.

Mareas y corrientes asociadas en la desembocadura del Río Chubut. Se inspeccionó, además, el estuario del río Chubut. La inspección se focalizó en dos sitios: el puerto y el último tramo del río, paraje conocido como “El Elsa” (ubicación geográfica: 43°20'5.11”S; 65°4'0.82”O). El análisis de la batimetría del lugar, suministrada por la empresa constructora del puente y por la Secretaría de Producción Turismo y Medio Ambiente, de la Municipalidad de Rawson, señala una profundidad en el centro del cauce de 1,32m. Durante la pleamar, la marea penetra en el estuario formando una cuña salina. La amplitud media registrada, según las predicciones de la tabla de mareas realizadas por el SHN son de 3,64m. Si se toma este valor como referencia, la pleamar es de 4,47m, lo que resulta un valor de bajamar de solo 0,83m. Las velocidades asociadas a estas corrientes de marea resultan inferiores a las de las dos bocas de los golfos. Una turbina, hidrocínética, instalada en esta zona debería contar con un venturi canalizador de flujo que acelere localmente la corriente de agua para lograr velocidades adecuadas para la generación energética. El sitio presenta, además, una profundidad que dificulta la instalación de una

turbina hidrocínética. En la desembocadura del río, se han estimado profundidades de menos de 10m. En su desembocadura presenta un cauce de 60 m de ancho y sólo 0,60 m de profundidad, debido a una barra que se forma por la sedimentación del material en suspen-

sión (Ministerio de Interior, Obras Públicas y Vivienda, Chubut, 2018). Las zonas están controladas por la Prefectura Nacional Argentina por lo cual estarían protegidas contra eventuales actos de vandalismo.

Tabla 4. Características de algunos sitios en el litoral marítimo chubutense.

Zona	Sitio	Profundidad (m)	Ventajas	Desventajas / Limitaciones
Boca del Golfo San José	Punta Quiroga (oeste)	36	Acceso por tierra y por mar.	Área protegida, sin infraestructura de soporte.
	Punta Bs. As. (este)	27	Velocidades de flujo superficial 1-3 m/s en Quiroga, 0.6 m/s en Punta Bs. As.	
Boca del Golfo Nuevo	Punta Ninfas (oeste)	> 10 cerca de la costa	Acceso por tierra y por mar, altas velocidades del flujo (1.5-2.7 m/s)	
Desembocadura del Río Chubut	Puerto de Rawson	< 10	Área controlada por prefectura, infraestructura de apoyo.	Baja profundidad en escollera, escasas mediciones de corriente
	Puente El Elsa	1.32		

Fuente: Elaboración de los autores.

ESTIMACIÓN PRELIMINAR DEL RECURSO MAREOMOTRIZ

Una estimación preliminar de la potencia teórica correspondiente a las bocas de los golfos Nuevo y San José, se puede realizar utilizando una aproximación de las ecuaciones de movimiento y de conservación de masa en fluidos. Las suposiciones del método son las siguientes: las corrientes en la boca del recinto son constantes e iguales al flujo máximo U (m/s) (extraídas de cartas náuticas del SHN) y el área transversal del canal es constante y de forma triangular: A (m²). Dada estas suposiciones, la potencia cinética teórica de la corriente, P (kW) es proporcional al cubo de la velocidad U y al área transversal A y se define como:

$$P = 1/2 \rho \int U^3 dA = 1/2 \rho U^3 A \quad (1)$$

En la Tabla 5 se presentan los valores obtenidos para el golfo Nuevo y el golfo San José. Los altos valores de potencia observados para el golfo San José se deben a la combinación de dos factores: a las altas velocidades de flujo y a una gran depresión en el centro de la boca del recinto (Rivas y Ripa, 1989), lo cual produce una gran área transversal, (Paterlini et al 2013). Esta estimación es acorde con la energía potencial mostrada en la Tabla 1, dado que existe una estrecha relación entre la energía potencial y cinética, pues a mayor amplitud de marea le

corresponde, en general, mayores velocidades de flujo. Estas suposiciones dan como resultado una sobreestimación del recurso (*Coastal Engineering Manual*. 2002., Polo et al 2008, Contreras et al 2014).

Los cálculos preliminares efectuados para el Golfo Nuevo son considerablemente menores debido a una profundidad menor, un mayor ancho de boca y una corriente inferior (máximas intensidades son de 0.82m/s).

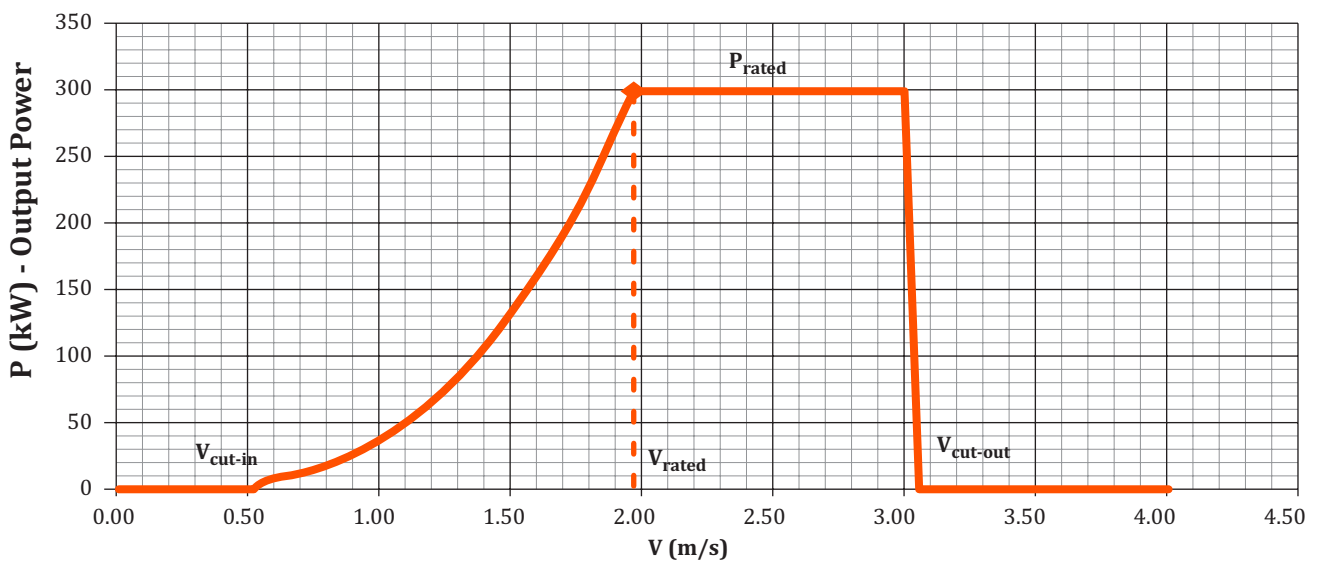
Según la ecuación (1), la potencia cinética disponible (teórica) por unidad de área es directamente proporcional al cubo de la velocidad del flujo, pero la potencia efectivamente extraíble es característica de cada dispositivo, descrito por su curva de potencia, la cual define la relación entre la velocidad del flujo y la cantidad de potencia de salida de cada dispositivo. La Figura 5 muestra una curva típica de potencia para un dispositivo hipotético de 300 kW.

Tabla 5. Estimación de la potencia cinética de la corriente marina en los golfos chubutenses Nuevo y San José.

Golfo	Nuevo	San José
Ancho canal (km)	16	6.8
Profundidad máxima canal (m)	44	130
Área transversal (m ²)	352000	442000
Rango velocidades en canal (m/s)	0.85 a 1	1 a 3
Amplitud media (m)	3.8	5.8
Amplitud máxima (m)	7.5	8.7
Potencia canal (MW)	182	6146
Potencia canal x unidad de longitud (MW/km)	11	904

Fuente: Elaboración de los autores.

Figura 5. Curva de potencia típica par un dispositivo hipotético de 300 kW.



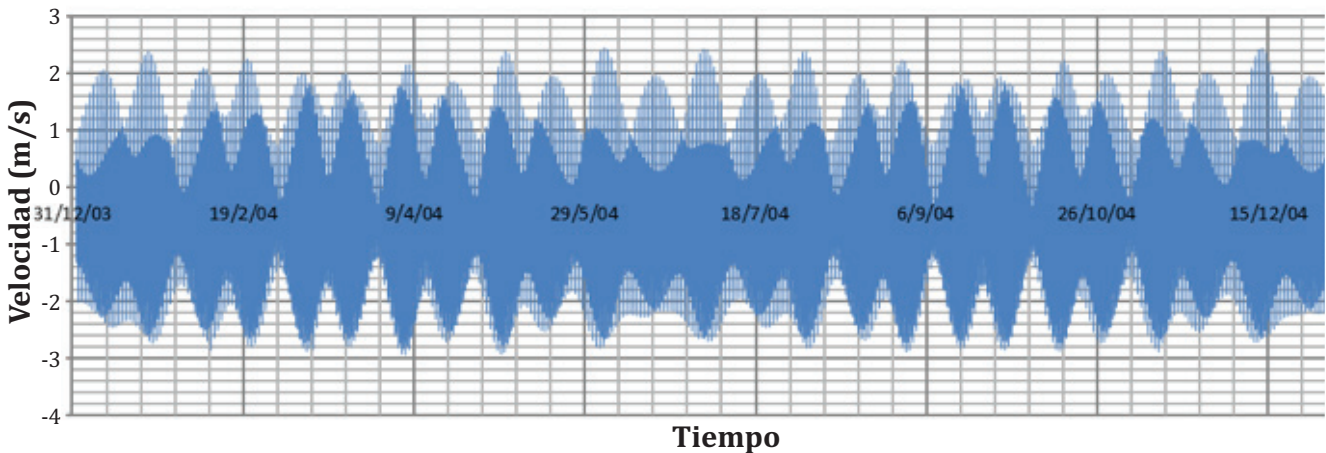
Fuente: Elaboración de los autores.

Algunos límites operacionales característicos pueden obtenerse de la figura: la velocidad de 'arranque', *cut-in*, que marca el límite inferior para la producción de potencia, la velocidad nominal, *Vrated*, en donde la potencia se mantiene constante y alcanza su valor nominal, y la velocidad de 'frenado', *cut-off*, que marca el límite superior de producción energética, para velocidades mayores, la turbina deja de generar, de acuerdo a los límites de funcionamiento del generador.

A su vez, la potencia cinética disponible en una corriente tiene una variación temporal corres-

pondiente a la variación temporal de la velocidad de flujo. Esta intensidad describe un perfil característico de regímenes mareales, que sigue una variación casi cíclica inducida por el movimiento periódico de las mareas. En el caso de regímenes semi-diurnos, puede observarse un patrón típico de cuatro picos diarios con cuatro inversiones de flujo aproximadamente. La Figura 6 muestra la variación anual típica de un régimen semidiurno de mareas, extraída de información disponible para un sitio particular, (para más información consultar Coiro et al, 2019).

Figura 6. Variación anual típica de velocidad de corriente en un sitio con régimen mareal semidiurno.



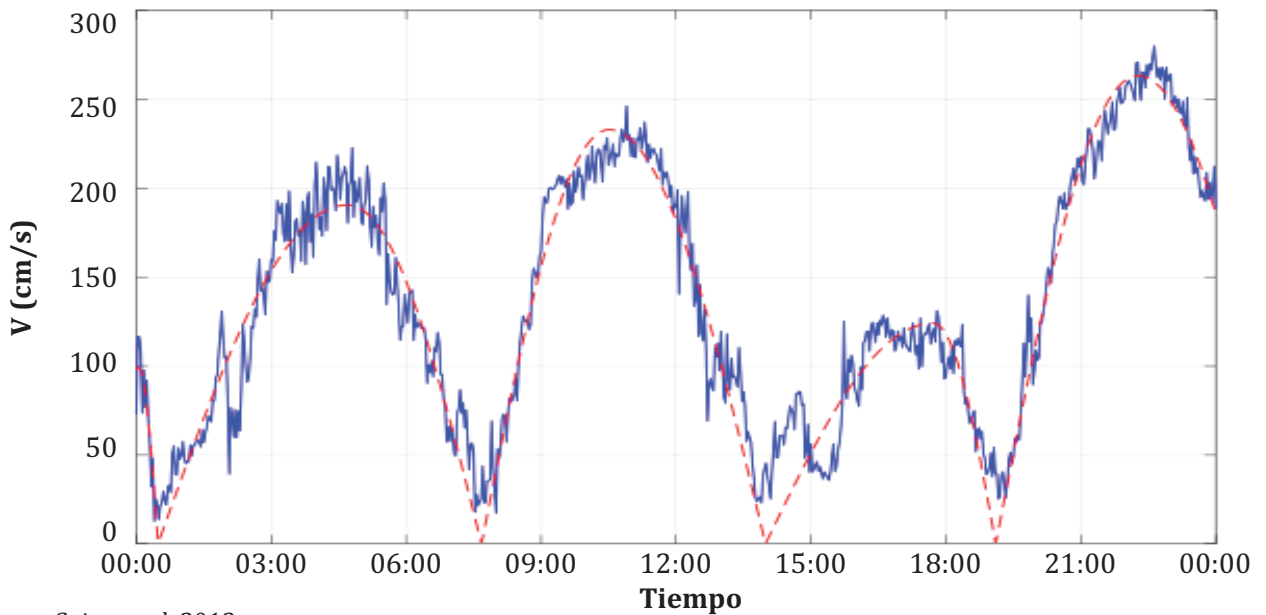
Fuente: Coiro et. al. 2019.

La figura muestra claramente una secuencia de picos múltiples, crecientes y decrecientes a lo largo de un año, causado principalmente por efectos astronómicos. En la Figura 7 se pueden observar datos de velocidad de corriente experimentales en una escala temporal menor, diaria en particular, donde el patrón periódico de múltiples picos, en este caso cuatro picos en un día, es evidente.

En la misma figura puede observarse un patrón diario de velocidades, modelado con funciones

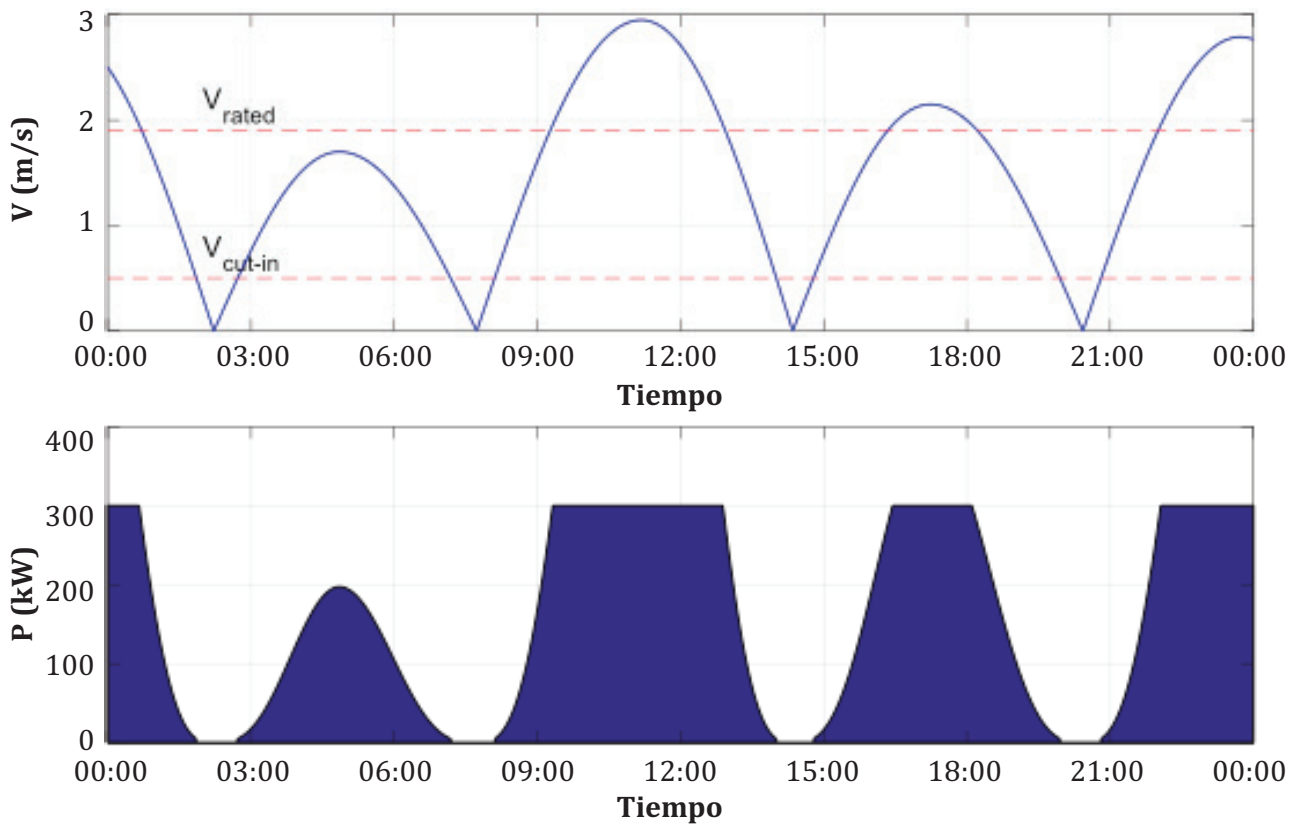
analíticas, y la salida de potencia de una turbina con una curva de potencia según la Figura 5. A valores inferiores de *cut-in* la generación de energía es cero, mientras que, a valores superiores de velocidad por encima de la nominal, la potencia está limitada por el máximo de potencia del generador. A intensidad de flujo mayor al *cut-out*, la turbina es frenada y no hay generación de potencia. La cantidad de energía extraíble puede obtenerse integrando la curva de potencia en el tiempo para un periodo de interés.

Figura 7. Variación diaria típica de velocidad de corriente para un sitio con régimen mareal semidiurno (valores medidos en un día en el Estrecho de Messina).



Fuente: Coiro et. al. 2013

Figura 8. Variación diaria de velocidad en un sitio con régimen semidiurno y una turbina con una curva de potencia como la de la Figura 4.



Fuente: Elaboración de los autores.

CONSIDERACIONES FINALES

En este trabajo se han descripto las características generales del fenómeno de las mareas en el litoral chubutense y se ha realizado además un análisis preliminar de algunos sitios para un potencial aprovechamiento energético de las corrientes de mareas asociadas. Se considera el estudio de factibilidad de generación de energía cinética de mareas.

Si bien Chubut no posee el elevado potencial energético que se observa en el litoral de la Provincia de Santa Cruz, presenta una zona de interés, como la boca del Golfo San José, donde se registran altas velocidades de corrientes de mareas, que superan ampliamente las necesarias para generar energía eléctrica mediante turbinas hidrocinéticas.

En este trabajo para una estimación preliminar del recurso se utilizó el relevamiento de datos históricos del SHN para el litoral atlántico argentino y la batimetría obtenida de cartas náuticas. En la boca del golfo San José se presentan los más altos valores de potencia debido a altas velocidades de flujo y a una gran depresión en el centro de la boca. En el golfo Nuevo la estimación de potencia arroja un

resultado menor debido a una corriente inferior, una profundidad menor y un mayor ancho de boca. La desembocadura del Río Chubut cuenta con poca profundidad para la instalación de turbinas y, además, no se poseen aún mediciones de velocidad realizadas en forma sistemática.

Para obtener un estudio completo de los sitios examinados será necesario disponer de perfiles de corrientes en ciclos completos de mareas, así como la batimetría completa de la zona para evaluar la variabilidad espacial y temporal del fenómeno. Además, será imprescindible hacer un estudio de impacto ambiental de los dispositivos de producción energética, siguiendo las normativas marcadas por la provincia de Chubut, y confeccionar un plan de ordenamiento territorial marítimo, para evitar que el dispositivo interfiera de cualquier modo con la navegación o con la fauna, ya sea como un obstáculo en los canales de tránsito como creando interferencias acústicas entre los animales que utilizan el sonido como medio de comunicación, para encontrar el equilibrio entre la posibilidad de aprovechamiento energético y el cuidado del ecosistema.

REFERENCIAS

Adcock, T. A. A. & Draper, S. (2014). Power extraction from tidal channels – Multiple tidal constituents, compound tides and overtides. *Renewable Energy*, 63(0), 797–806.

Aqua-RET (2012), "Tidal Stream - European Resource Map. www.aquaret.com/indexcd1b.html?option=com_content&view=article&id=112&Itemid=255&lang=en

Catálogo GEMA (2018): Energías del mar 2018 Proyectos, Iniciativas, Instituciones, sobre energías del Mar Argentino, 2° edición. <http://www.mecanica.frba.utn.edu.ar/energiaundimotriz/?wpdmpro=gema-catalogo-2da-edicion-noviembre-2018>

Chingotto, M. (2005). Boletín del Centro Naval Número 813 enero/abril de 2006 Recibido: 7.7.2005. www.centronaval.org.ar/boletin/BCN813/813chingotto.pdf

Coiro, D.P. Troise, G. Bizzarrini, N. (2019). Experiences in Developing Tidal Current and Wave Energy Devices for Mediterranean Sea, *Frontiers*.

Coiro, D. P., Troise, G. Ciuffardi, T. Sannino, G. (2013). Tidal current energy resource assessment: The Strait of Messina test case. 213-220. 10.1109/ICCEP.2013.6586992.

Coiro, D.P. Troise, G. Bizzarrini, N. (2019). Experiences in Developing Tidal Current and Wave Energy Devices for Mediterranean Sea, *Frontiers*.

- Contreras, A. Oseguera Chazaro, M. Flores Irigollen, A. (2014), Estimado Grueso de Energía Cinética en la Corrientes Marinas de La Ensenada de la Paz. Departamento Académico de Ingeniería en Pesquerías de la Universidad Autónoma de Baja California Sur Ciencia desde el Occidente | Vol. 1 | Núm. 1 | marzo 2014.
- Dragani, W, Lifschitz, A. Tedesco, C. Tomazin N., Seisdedos G., Veneziano M., Galia F. (2016). Energías Renovables Derivadas del Aprovechamiento de aguas, Vientos y Biomasa. ANCFN (Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. N° 9.
- Elliot, D. (2012). Tidal Power. In G. Boyle (Ed.), Renewable energy - Power for a sustainable future. Oxford University Press, 3° edition.
- Electric Power Research Institute Inc., (EPRI) (2005) - Ocean Tidal and Wave Energy, Renewable Energy Technical Assessment Guide – TAG-RE. EPRI, Palo Alto, CA: 2005. 1010489.
- Ministerio de Interior, Obras Públicas y Vivienda. (2018). Cuenca del Rio Chubut. (<https://www.mininterior.gov.ar/obras-publicas/pdf/65.pdf>).
- OES: Ocean Energy Systems: An International Vision for Ocean Energy VERSION. 2011 <https://www.dutchmarineenergy.com/about-us/downloads/10%20-%20OES%20-%20International%20Vision%20Brochure.pdf>
- Paterlini, M. y Mouzo, F. (2013). Exploración Sísmica del Golfo Norpatagonico San José, Plataforma Continental Argentina, Provincia de Chubut. GEOACTA 38(1): 81-94. ISSN 1852-7744.
- Polo, M. Rodríguez J, Sarmiento, A. (2008). Tidal Current Potential for Energy Generation along the Colombian Coastline. Revista de ingeniería. Universidad de los Andes. Bogotá, Colombia. rev.ing. ISSN. 0121-4993. N° 28.
- Renewable Energy Agency, (2014) IRENA (International Renewable Energy Agency): Ocean Energy Report.
- Rivas, A. Ripa, P (1989). Variación Estacional de la Estructura Termo-halina de Golfo Nuevo, Argentina. Geofísica Internacional. Vol. 28.
- SHN: Servicio de Hidrografía Naval. Nautical charts: <http://www.hidro.gov.ar/nautica/cco.asp>.
- USACE. Coastal Engineering Manual. (2002). Washington D.C. U.S. Army Corps of Engineers.
- World Energy Council | World Energy Resources (2016) <https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Resources-Full-report-2016.10.03.pdf>.

EL MERCADO DE GAS NATURAL EN SUDAMÉRICA Y LA NUEVA POSICIÓN COMPETITIVA DE BOLIVIA

Daniel Canedo ¹

Recibido: 23/02/2019 y Aceptado: 24/10/2019
ENERLAC. Volumen III. Número 1. Septiembre, 2019 (78-105).



1 Economista de la Universidad Católica Boliviana. Máster en Economía en la Universidad Nacional de Yokohama, beca otorgada por el Gobierno del Japón. Analista económico en el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas.

Profesional en Análisis Financiero de Proyectos Petroleros - Proyecto GNL en la YPF. Analista Financiero del Proyecto de Agua de la Cooperación Alemana en Santa Cruz.

danacio@gmail.com

RESUMEN

El mercado de gas natural en América del Sur ha cambiado de 1999 a 2019. Cuando el contrato de 20 años entre Bolivia y Brasil comenzó en 1999, las condiciones se resolvieron sobre una base de Toma o paga, y los precios del gas se basaron en una metodología de referencia de precios. Los precios del gas natural se calcularon de acuerdo con el precio del petróleo del golfo de México. Ahora, el mercado de gas de América del Sur ha madurado, el consumo ha aumentado y hay más proveedores. Argentina y Brasil están desarrollando sus propias reservas y el mercado de GNL parece prometedor en la región. Como resultado, la formación de precios está cambiando de la evaluación comparativa de precios a la fijación de precios según Centro de Comercio. Por lo tanto, va a ser un mercado más competitivo, Bolivia ahora enfrenta una nueva realidad. Las buenas noticias, Bolivia podrá cobrar precios más altos, pero Argentina y Brasil están diversificando sus fuentes de suministro, como resultado, Bolivia tiene que buscar nuevos mercados y desarrollar su consumo nacional.

Palabras Clave: Gas Natural, Centros de Comercio, Mercado de Referencia, Precios de Mercados de Referencia, GNL, Toma o Paga, WTI, Henry Hub, Bolivia, Brasil, Argentina.

ABSTRACT

The natural gas market in South America has changed from 1999 to 2019. When the Bolivia and Brazil 20-year contract started in 1999 the conditions were settled on a take or pay basis, and gas pricing was based on a Price Benchmarking methodology, that is natural prices were calculated according to West Texas intermediate Oil Price. Now, the South American gas market has matured, the consumption of gas has increased and there are more suppliers. Argentina and Brazil are developing their own reserves and the LNG market seems promising in the region. As a result, the Price formation is switching from Price Benchmarking into Trade Hub Pricing. Hence, it is going to be a more competitive market, Bolivia now faces a new reality. The Good news; Bolivia will be able to charge higher prices, but Argentina and Brazil are diversifying their supply sources, as a result Bolivia has to look for new markets and develop its national consumption.

Keywords: Natural Gas, Trading Hub, Reference Market, Price Benchmarking, GNL, Take or Pay, WTI, Henry Hub, Bolivia, Brazil, Argentina.

INTRODUCCIÓN

El objetivo del presente estudio es conocer cuál es la nueva posición competitiva de Bolivia en el mercado del gas natural de Sudamérica. La estructura de mercado cambió entre 1999 y 2019, de pocos oferentes y demandantes que realizaban transacciones por ductos en base a precios calculados en base a mercados de referencia, a una nueva estructura de mercado donde existen varios ofertantes y demandantes, mayor capacidad de consumo y producción, situación que motiva a que exista más competencia y el precio del gas natural sea determinado por las transacciones en la misma región.

La formación de precios del gas natural

Los precios del gas natural son determinados de dos maneras; mediante contratos de largo plazo en base a precios de mercados de referencia (*Price Benchmarking*), y en base a centros de comercio (*Trading Hub*). En el primer caso el gas compite con derivados de petróleo, en el segundo caso el gas compite con otros proveedores de gas.

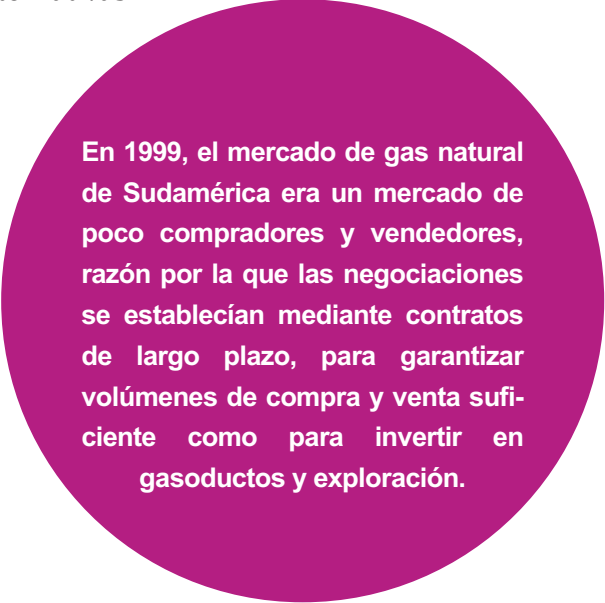
En la formación de precios en base a mercados de referencia el precio del gas se establece en relación a una fórmula, generalmente un promedio ponderado entre combustibles derivados del petróleo. Esta metodología se basa en la idea de que el gas natural entra a reemplazar el consumo de combustibles derivados del petróleo como diésel oil, fuel oil y gasolina. De esta manera, la formación de precios del gas natural responde a las fluctuaciones del precio del petróleo. El mercado de referencia más utilizado en las Américas es el *West Texas Intermediate (WTI)* o precio del golfo de México. Los contratos de largo plazo son mayormente utilizados para el comercio de gas natural a través de ductos.

Los contratos de largo plazo especifican la cantidad de gas que será enviada, junto a las características físicas y químicas, como poder calórico medido en BTU, volumen medido en

base pies cúbicos o metros cúbicos, y cantidad de licuables en el gas natural. Este tipo de transacciones suelen involucrar a un solo oferente, versus un solo demandante. Es decir que, tiende a ser un monopolio y monopsonio, dada la existencia de una barrera de entrada a nuevos participantes, esa barrera de entrada es la disponibilidad de ductos.

En regiones donde el mercado de gas natural está más desarrollado, como Estados Unidos y Canadá, existen varios oferentes y demandantes que comercian gas natural por ductos, en este escenario la formación de precios no se establece por un mercado de referencia, más bien por un centro de comercio, en el caso de Norteamérica el *Henry HUB* es el precio promedio de varias transacciones de gas natural que se realizan en un mercado de varios participantes.

Los precios determinados en base a centros de comercio o *trading hubs*, dependen de acuerdos de envío de carga a un determinado punto de distribución de gas natural, ya sea un puerto de regasificación o una planta de tratamiento de gas. Las cargas de gas en su mayoría provienen de un cargamento de Gas Natural Licuado, los contratos son de corto plazo y dependen de la oferta y la demanda de gas natural (*Gas to Gas*). Es decir que, los cargamentos de GNL entran a competir con la disponibilidad de fuentes de gas natural alternativas.



En 1999, el mercado de gas natural de Sudamérica era un mercado de poco compradores y vendedores, razón por la que las negociaciones se establecían mediante contratos de largo plazo, para garantizar volúmenes de compra y venta suficiente como para invertir en gasoductos y exploración.

Tabla 1: Características de la estructura de la formación de precios

	Mercado de Referencia (Price Benchmarking)	Centro de Comercio (Trading Hub)
Oferta	Monopolio	Varios participantes
Demanda	Monopsonio	Varios participantes
Formación de precios	Sustituto de Petróleo y Derivados	Sustituto de Gas
Transporte	Acceso restringido	Acceso abierto
	Principalmente ductos	Ductos y GNL
Producto	Programación de envíos	De acuerdo a requerimientos
	Homogeneidad del Producto	Calidad Variable
Fiscalización	Regulación del gobierno	Según términos del contrato
Envío de la carga	Inmediato	Rezago entre el acuerdo contractual y el envío

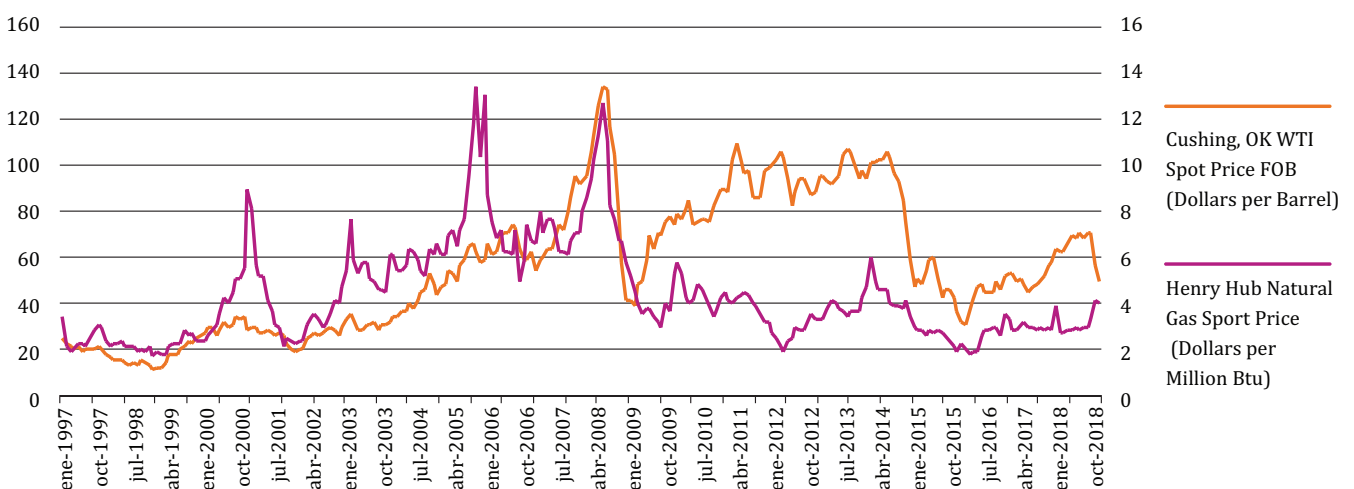
Fuente: Elaboración del autor.

Divorcio entre el precio del gas natural y el petróleo

Los Estados Unidos de América es un mercado maduro tanto para las transacciones de petróleo como de gas natural. Los oferentes y demandantes de gas natural realizan miles de negocios de corto plazo, existe apertura a los medios de transporte –no hay exclusividad para unas empresas si y otras no–, y hay un registro y

seguimiento transparente de las transacciones realizadas. Por esta razón, es que el mercado del gas de Estados Unidos tiene su propio precio referencial, el *Henry HUB*. Hasta el año 2008 el *Henry HUB* y el WTI estaban relacionados; en términos estadísticos estaban co-integrados. Es decir, tenían una tendencia común. A partir de la revolución del gas no convencional, el precio del gas tomo una dinámica propia, ahora estos precios ya no presentan una tendencia común.

Cuadro 1: Precio WTI y *Henry HUB* (USD/bbl y USD/Btu)



Fuente: Elaboración del autor con información del Departamento de Energía, Estados Unidos de América.

La creación de un centro de comercio

El mercado de gas natural en la región sudamericana ha madurado y, por tanto, la forma de realizar transacciones de gas será diferente en el futuro, pasando de ser un mercado basado en la formación de precios en relación a los precios del petróleo, a un mercado donde los precios se determinan según un centro de comercio.

El desarrollo de los centros de comercio de gas natural sigue ciertos acontecimientos para su desarrollo. Primero está la existencia de una robusta red de distribución de gas, luego se da una desregularización del mercado para que los precios reflejen la relación entre la oferta y la demanda y, finalmente, se da el acceso a terceras partes para llevar adelante el transporte.

Un centro de comercio consolidado posee varios compradores y vendedores y acceso abierto a los sistemas de transporte. También debe existir información transparente en relación a los precios y volúmenes transados. De esta manera, pueden construirse números índice que reflejen el movimiento comercial y de esta manera atraer a comerciantes no físicos.

Los comerciantes no físicos son aquellos compradores y vendedores que ni producen ni consumen el gas, más bien solo compran el mismo como una forma de inversión bursátil. La existencia de esta clase de comerciantes atrae liquidez¹ al mercado, pero a su vez puede generar especulación de precios.

Un centro de comercio puede existir físicamente como el *Henry Hub* en los Estados Unidos, o ser un mercado descentralizado de una red de negociación *Over the Counter* como los mercados de mercancías como el *National Balancing Point* del Reino Unido.

1 Liquidez en el sentido financiero; cuando un activo puede ser convertido rápidamente y a bajo costo en dinero.

El comercio de gas por ductos posee la ventaja de programación diaria de envíos, homogeneidad del producto y fiscalización de cantidades y calidad fácil. El ente regulatorio posee una supervisión diligente. En cambio, el comercio de GNL se caracteriza por ser ocasional, existe rezago entre la contratación y el tiempo de entrega, las cargas pueden diferir en los diferentes envíos de GNL y las terminales de importación, y las reglas de operación están en función a los términos contractuales, no a las normas de regulación dictadas por el gobierno.

El Mercado del gas en Sudamérica

El mercado de gas en Sudamérica ha evolucionado desde la década de 1990 al presente 2019. Inicialmente, no existía una capacidad de producción y transporte significativa y, a su vez, salvo la Argentina, el consumo de gas natural era poco difundido a nivel industrial y de las familias, el gas solo tenía importancia para la generación eléctrica.

En los últimos 20 años, Brasil ha impulsado el consumo de este energético, así como otros países de la región, las economías se gasificaron. Los contratos de compra y venta de gas en la década de 1990 seguían el formato *take or pay*² y los precios se establecían en relación a fórmulas que eran un promedio ponderado de los precios de los derivados del petróleo.

En 2019, cambios en la demanda y la oferta han afectado la estructura del mercado del gas natural en la región. Primero, el consumo de gas natural se ha extendido, no solo se utiliza más gas para la generación eléctrica, sino también para la industria, el gas domiciliario y para el

2 *Take or Pay*; toma o paga es una disposición que se incluye en los contratos; según la misma una parte tiene la obligación de recibir la entrega de bienes o pagar una cantidad específica. Este tipo de acuerdo beneficia principalmente al proveedor al reducir el riesgo de perder dinero, derivado de las inversiones realizadas para producir un bien que requiere de altos costos hundidos.

autotransporte o gas natural comprimido. A su vez, la oferta de gas natural ha cambiado, Argentina y Brasil han descubierto significativas reservas en sus territorios y realizan esfuerzos por desarrollar las mismas, adicionalmente, ha entrado en escena un nuevo actor importante, el Gas Natural Licuado (GNL).

La tecnología de licuefacción y transporte de gas natural ha mejorado, de tal manera que existen más oferentes en el mercado, a su vez la posibilidad de llevar GNL por barcos en grandes cantidades y a grandes distancias ha convertido al Gas Natural en un *commodity*, es decir un bien que puede ser transado globalmente, así que su precio no solo depende de las condiciones regionales.

El mercado de gas natural en América del Sur ha madurado y la forma de realizar transacciones de gas será diferente en el futuro, pasando de un mercado basado en la formación de precios en relación a los precios del petróleo, a un mercado donde los precios se determinarán según un centro de comercio.


La red de ductos integrada más importante de la región es aquella conformada por el Sur del Brasil, el Noroeste Argentino y el Este de Bolivia. En esta área existen además varias empresas y el factor más importante es el proceso de desregulación de mercado llevado adelante por Brasil. Donde se buscará que las empresas distribuidoras compren gas directamente a los proveedores sin la intervención de Petrobras. Es así que, el mercado del gas en Sudamérica evoluciona a un mercado de centro de comercio.

Los centros de comercio otorgan flexibilidad a los oferentes y demandantes. La tecnología de licuefacción de gas ha mejorado y se ha diseminado en los cinco continentes, esto hace que existan una serie de oferentes y demandantes a nivel internacional. De tal forma que, el GNL es un bien transable a nivel global, no solo a nivel regional, así que la formación de precios de GNL toma en cuenta las condiciones de demanda de otras regiones, no solo de América Latina.

Balance energético de Sudamérica

América del Sur y el Caribe es una región donde el consumo de gas natural ha aumentado a mayor velocidad que la producción, el balance de gas sigue siendo positivo como región, pero el excedente disminuyó. Incluso la región se ha convertido en importadora de GNL.

Los mayores consumidores de la región son Argentina, Brasil, Trinidad y Tobago, y Venezuela. Estos dos últimos además de ser grandes consumidores, también son grandes productores. El caso de Argentina y Brasil es diferente, son economías cuyo consumo de gas es importante, pero a su vez estas economías hacen esfuerzos por gasificar su matriz energética. También estos países han descubierto importantes reservas tanto en la Formación de Neuquén y el Pre Sal, pero mantienen un balance de gas negativo. Colombia posee un excedente de gas que tiende a desvanecerse y economías como Chile y Ecuador tienen un balance de gas cada más desfavorable.



En 2019, el consumo de gas natural se ha masificado.

Tabla 2: Balance de gas natural América del Sur y el Caribe

Producción de GN (Billones m³)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2008 2017
América del Sur	161.5	156.3	163.8	167.5	173.8	176.9	179.1	180.9	178.8	179.0	10.8%
Argentina	42.8	40.3	39.0	37.7	36.7	34.6	34.5	35.5	37.3	37.1	-13.3%
Brasil	12.6	10.3	12.6	14.6	17.0	19.0	20.4	20.4	20.6	23.8	88.3%
Colombia	8.7	10.1	10.8	10.5	11.5	13.2	12.3	11.6	10.9	10.1	16.1%
Perú	3.5	3.6	7.3	11.5	12.0	12.4	13.1	12.7	14.0	13.0	271.4%
Trinidad y Tobago	40.8	42.4	43.5	41.9	41.5	41.7	40.9	38.5	33.5	33.8	-17.2%
Venezuela	33.4	31.8	30.5	30.2	31.9	30.6	31.8	36.1	38.0	37.4	12.0%
Bolivia	13.8	11.9	13.7	15.0	17.1	19.6	20.3	19.6	17.6	17.1	23.9%
Ecuador	0.3	0.3	0.3	0.2	0.4	0.5	0.6	0.5	0.5	0.4	40.3%
Chile	1.9	2.0	1.9	1.6	1.3	1.0	0.8	1.1	1.2	1.2	-37.1%
Otras	3.7	3.7	3.7	3.0	2.8	2.5	2.4	2.7	2.9	2.8	-24.3%
Consumo de GN (Billones m³)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2008 2017
América del Sur	143.5	136.6	150.1	153.1	162.2	168.7	172.2	178.6	175.1	173.4	20.8%
Argentina	37.7	37.8	37.8	40.3	41.6	42.9	42.7	43.6	44.7	44.7	18.6%
Brasil	24.0	18.8	25.3	25.1	30.1	35.5	37.8	39.5	33.9	34.4	43.5%
Colombia	7.3	8.4	8.7	8.5	9.5	10.5	11.4	11.2	10.6	10.0	37.0%
Perú	3.3	3.3	4.9	5.4	6.0	5.9	6.7	7.1	7.6	6.7	103.0%
Trinidad y Tobago	20.7	21.6	22.5	22.7	21.6	21.8	21.4	20.9	18.6	18.5	-10.6%
Venezuela	35.1	33.2	32.2	32.6	34.0	32.9	32.9	36.5	38.3	37.6	7.1%
Bolivia	2.0	2.3	2.6	2.9	3.0	3.0	3.3	3.4	3.6	3.7	80.3%
Ecuador	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.9	130.0%
Chile	2.8	2.8	5.7	5.8	5.3	5.3	4.4	4.8	5.9	6.0	114.3%
Otras	4.7	4.9	5.2	5.8	6.3	6.9	7.2	7.1	7.3	7.1	51.1%
Balance	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2008 2017
Argentina	-0.4	-0.7	-3.2	-6.3	-9.0	-11.2	-11.7	-11.2	-11.0	-11.4	2,750.0%
Brasil	-11.3	-8.5	-12.6	-10.4	-12.8	-16.5	-17.3	-19.1	-12.8	-10.5	-7.4%
Colombia	1.4	1.7	2.1	2.0	2.0	2.7	0.9	0.4	0.3	0.1	-92.9%
Perú	0.2	0.3	2.4	6.1	6.0	6.5	6.4	5.6	6.4	6.3	3050.0%
Trinidad y Tobago	20.1	20.8	21.0	19.2	19.9	19.9	19.5	17.6	14.9	15.3	-23.9%
Venezuela	-1.7	-1.4	-1.7	-2.4	-2.1	-2.3	-1.1	-0.4	-0.3	-0.2	-88.2%
Bolivia	11.8	9.6	11.1	12.1	14.1	16.6	17.0	16.2	14.0	13.4	14.2%
Ecuador	-0.1	-0.2	-0.2	-0.3	-0.2	-0.2	-0.1	-0.2	-0.2	-0.5	339.3%
Chile	-0.9	-0.8	-3.8	-4.2	-4.0	-4.3	-3.6	-3.7	-4.7	-4.8	437.2%
Otras	-1.0	-1.2	-1.5	-2.8	-3.5	-4.4	-4.8	-4.4	-4.4	-4.3	330.0%
Total	18.0	19.5	13.6	13.0	10.4	6.9	5.2	0.7	2.3	3.4	-81.2%
Sin Trinidad y Tobago	-2.1	-1.3	-7.4	-6.2	-9.5	-13.0	-14.3	-16.9	-12.6	-11.9	467.3%

Fuente: ANP Brasil, Ministerio de Energía, Gobierno de Argentina.

Entonces, los países de la región que poseen un excedente energético son Trinidad y Tobago, Perú y Bolivia. Trinidad y Tobago realiza importantes exportaciones de gas, pero mediante operaciones de ultramar o GNL, así que su comercialización no es por ductos, no es mediante contratos de largo plazo, más bien depende de contratos según cargamento. Trinidad y Tobago mira al mundo como su mercado potencial, no solo a la región. Perú es una economía que utiliza cada vez más gas natural, duplicó su consumo entre 2008 y 2017 y también ha desarrollado su producción, así que posee un excedente que ha aumentado y es de similar magnitud que el déficit de gas de Chile.

Bolivia por otro lado, es la nación que le sigue a Trinidad y Tobago en cuanto a excedente de gas. Pero dada su falta de acceso al mar, no dispone del comercio de GNL como alternativa, al menos no en el corto plazo, así que su excedente es comercializado en la región a través de ductos. Y los mercados a los cuales atiende son las economías con mayor déficit de gas, Brasil y Argentina. Con Chile no existe un acercamiento comercial, por razones de conflictos limítrofes, pese a que es la tercera economía con mayores necesidades energéticas.

La región como un todo ha disminuido su excedente de gas de 18 billones de metros cúbicos en 2008 a 3,4 billones de metros cúbicos en 2017, pero si se descuenta a Trinidad y Tobago, existe un déficit en América del Sur de 11,9 billones de metros cúbicos. Por esta razón, es que la región aparece como mercado potencial para GNL, procedente no solo de Trinidad y Tobago, sino también de Guinea Ecuatorial, Nigeria, Qatar y Estados Unidos de América.

Argentina y Brasil a su vez experimentan cambios estructurales que incluyen: promover la producción interna, dado que poseen reservas; desregularización de mercados, en Argentina se levantó el subsidio del gas a los consumidores; y en Brasil se eliminó la intermediación de Petrobras y existe apertura hacia la importación de GNL. Brasil construye más plantas de regasificación en

sus costas para utilizar gas natural para potenciar su red eléctrica y Argentina busca exportar excedentes de gas en forma de GNL o bien por un nuevo ducto a Brasil.

Entonces, es necesario conocer la estructura y las reformas regulatorias en Brasil y Argentina para comprender la nueva posición competitiva de Bolivia y, a su vez, conocer los mecanismos de formación de precios de GNL, que interactúan con los precios de exportación de Bolivia (precios según mercado de referencia), para conocer cuál será la nueva dinámica de la relación comercial de Bolivia con sus socios regionales y que proyección existe en un nuevo mercado; GNL de Bolivia.

Brasil: Estructura de mercado del gas natural

Nueva regulación

Brasil en 2016 lanzó el plan “Gas para Crecer” con el fin de fortalecer el sector energético y mejorar su competitividad. El plan contempla incrementar el consumo de gas natural y fortalecer las fuentes de suministro existentes como: producción local, importación a través de ductos e importaciones de GNL. A su vez, el plan promueve la desregularización del mercado para la venta al por mayor del energético, con la finalidad de acrecentar la competencia y de esta manera mejorar la disponibilidad de gas natural a mejores precios.

El gobierno brasileño apunta a impulsar la producción y demanda de gas mediante la mejora del marco regulatorio actual, Ley 9.478 / 1997 (Ley del Petróleo de 1997) y en la Ley 11.909 / 2009 (Ley del Gas de 2009). Acrecentar la competencia eliminando barreras de entrada a terceros a la infraestructura – ductos, plantas de procesamiento y terminales de gas – crear un sistema de transmisión independiente

Petrobras perderá su posición dominante en la distribución de gas natural, dado que deberá ceder en concesión o entrar en sociedad con las distribuidoras de gas. Así se elimina al mayorista

o la firma dominante (cuasi monopsonio) creando mayor competencia en el mercado. Petrobras es una firma integrada verticalmente, dado que produce, importa, transporta y distribuye el gas natural, esto le da un notable poder de mercado.

Otros productores tendrán acceso directo a la red de distribución, nuevas empresas podrán dar el servicio de distribución y de esta manera pequeñas empresas competirán entre sí, mediante contratos de corto plazo, esta competencia tenderá a reducir los márgenes y esta reducción se verá reflejada en el precio al consumidor final.

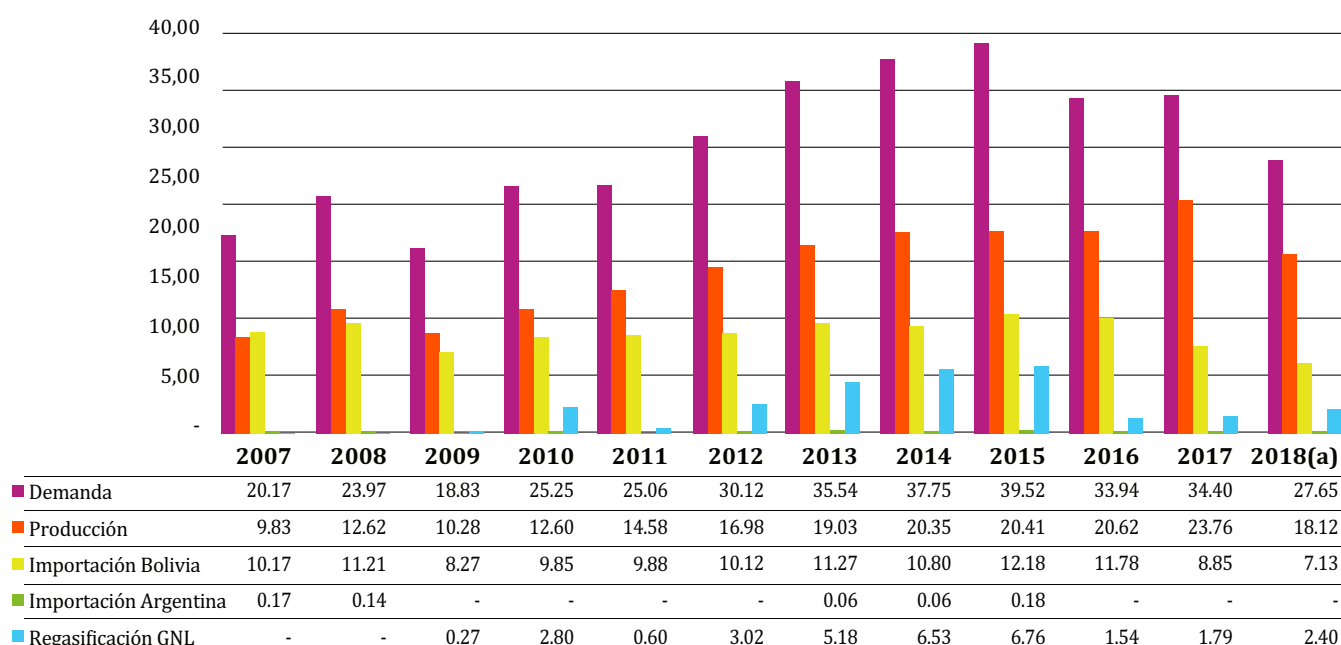
La intencionalidad del Plan Gas para Crecer es expandir la producción y la demanda, mediante una nueva estructura de mercado con más participantes, es decir, abandonar el modelo de grandes empresas (monopolios en cadena). En este nuevo escenario Bolivia no será excluida, pero deberá participar de una forma diferente al contrato de compra y venta de gas 1999-2019.

La demanda y la oferta de gas natural en Brasil

La demanda de gas natural en Brasil ha crecido a un promedio de 4,3% entre 2007 y 2018, mientras que la producción creció a una media anual de 6,9%. Brasil busca reemplazar sus importaciones de gas natural mediante el incremento de su producción nacional, sobre todo por el descubrimiento de importantes reservas en su propio territorio. Brasil ocasionalmente realiza importaciones de gas procedentes de la Argentina y utiliza cargamentos de GNL para alimentar a su sector de generación eléctrica.

Toda economía necesita energía para crecer y mantener su vitalidad. La matriz energética de Brasil está compuesta hoy en día de: 40% petróleo, 29% Hidroeléctricas, 13% renovables (incluyendo bio-combustibles), 6% carbón, 1% energía nuclear, y 11% gas natural.

Cuadro 2: Brasil: Demanda y oferta de gas natural (en billones de metros cúbicos)



(a) Datos a noviembre de 2018

Fuente: Elaboración del autor con datos de la ANP Brasil.

En 2007, el gas procedente de Bolivia era más de la mitad del total disponible en la economía, la participación del gas boliviano en este mercado ha ido disminuyendo hasta ser un cuarto del

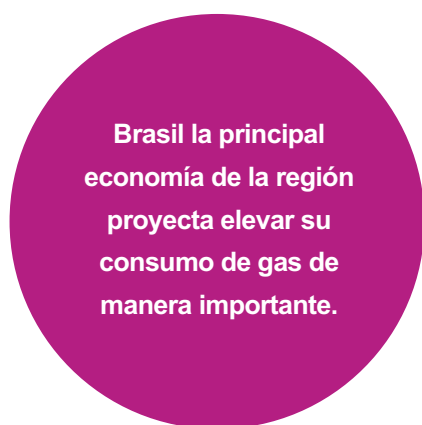
gas disponible en Brasil. Esto demuestra la estrategia de Brasil de diversificar sus fuentes de aprovisionamiento y a su vez depender más de su producción local.

Tabla 3: Demanda y oferta de gas natural en Brasil (en porcentajes)

	Demanda	Producción	Importación Bolivia	Importación Argentina	Regasificación GNL
2007	100.00 %	43.75 %	50.42 %	0.83 %	0.00 %
2008	100.00 %	52.65 %	46.78 %	0.57 %	0.00 %
2009	100.00 %	54.62 %	43.94 %	0.00 %	1.44 %
2010	100.00 %	49.91 %	38.99 %	0.00 %	11.10 %
2011	100.00 %	58.17 %	39.45 %	0.00 %	2.38 %
2012	100,00 %	56.36 %	33.59 %	0.00 %	10.04 %
2013	100.00 %	53.54 %	31.72 %	0.18 %	14.56 %
2014	100.00 %	53.91 %	28.62 %	0.16 %	17.31 %
2015	100.00 %	51.64 %	30.81 %	0.45 %	17.10 %
2016	100.00 %	60.75 %	34.72 %	0.00 %	4.54 %
2017	100.00 %	69.06 %	25.73 %	0.00 %	5.21 %
2018 (a)	100.00 %	65.54 %	25.78 %	0.00 %	8.67 %

(a) Datos a noviembre de 2018

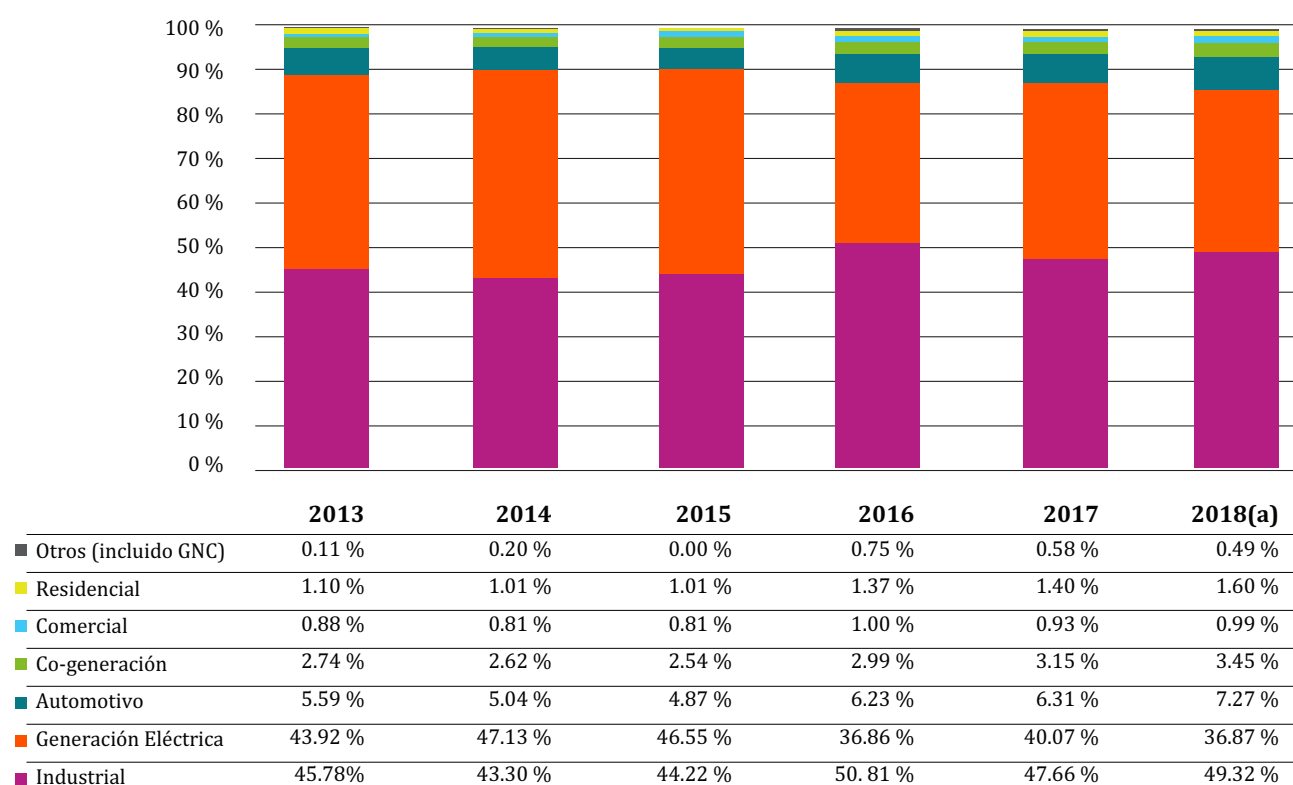
Fuente: Elaboración del autor con datos de la ANP Brasil.



La demanda de gas natural en Brasil tiene un componente cíclico dado por el comportamiento climático, cuando las centrales hidroeléctricas poseen menor rendimiento, la matriz energética necesita más gas natural. Si por el contrario el clima favorece la producción de hidroelectricidad la demanda por gas natural disminuye.

Las importaciones de gas natural tienden a aumentar cuando se necesita más gas para generación eléctrica. Tanto las importaciones de GNL como las importaciones de gas natural de Bolivia aumentan. Como se puede apreciar en el Cuadro 2, las importaciones de GNL tuvieron su máximo desempeño en el 2015 ese mismo año las importaciones de gas natural procedentes de Bolivia tuvieron su nivel más alto. Es de esta manera que, el gas importado en Brasil compite con la producción de gas nacional y la hidroelectricidad. El principal uso del gas en Brasil es para las industrias, luego la generación eléctrica y el parque automotor. El gas natural para uso residencial no es extendido y representa solo una parte de la demanda.

Cuadro 3: Brasil: Composición de la demanda de gas natural (en porcentajes)



(a) Datos a noviembre de 2018

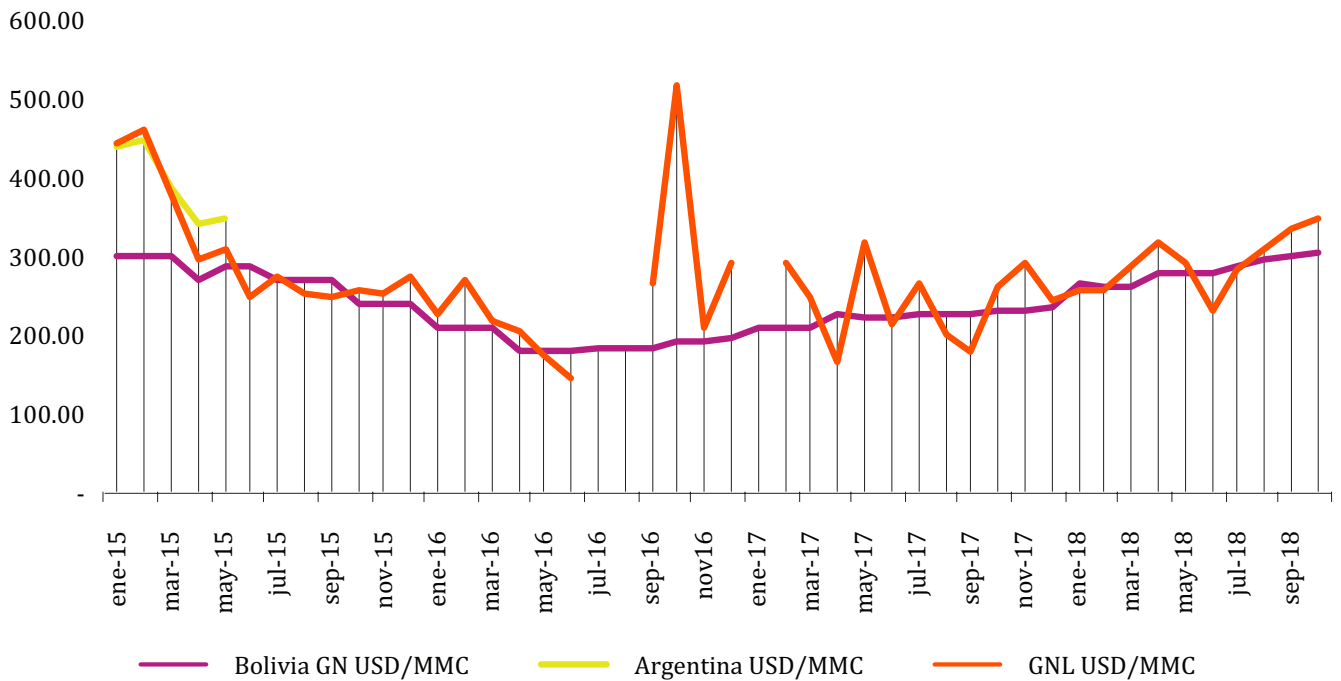
Fuente: Elaboración del autor con datos de la ANP Brasil.

Los precios del gas natural en Brasil

Brasil adquiere gas importado de Bolivia mediante un contrato de largo plazo (a fenecer en julio de 2019) este precio está indexado al precio del petróleo y se le añade una tarifa fija de transporte, la misma que se revisa anualmente. Las compras de GNL en cambio se realizan de manera ocasional en el mercado de Spot Price o en base a contratos de corto plazo. De ahí, Petrobras vende el gas disponible – importado y nacional – a las distribuidoras, a las mismas añade una tarifa de transporte misma que se basa en el precio de un producto derivado de petróleo. Este documento no hará un análisis de los precios al consumidor final, solo revisará la competitividad del gas boliviano, más su tarifa de transporte frente al GNL.

Argentina en 2015 vendió gas natural a Brasil, luego a causa de la caída en sus niveles de producción y la demanda interna durante el invierno austral – como se verá en la siguiente sección – Argentina dejó de vender gas a Brasil. Las compras de GNL, por otro lado, gracias a las mejoras en la tecnología recientes han permitido a Brasil comprar gas de ultra mar a precios competitivos. Pero los precios de GNL presentan mayor volatilidad, en cambio los precios importados de Bolivia, dada su metodología de cálculo son más estables.

Cuadro 4: Precio del gas natural importado por Brasil (USD por metro cúbico)



Los precios de Argentina y Bolivia incluyen Tarifa de Transporte
 Fuente: Elaboración del autor con datos de la ANP Brasil.

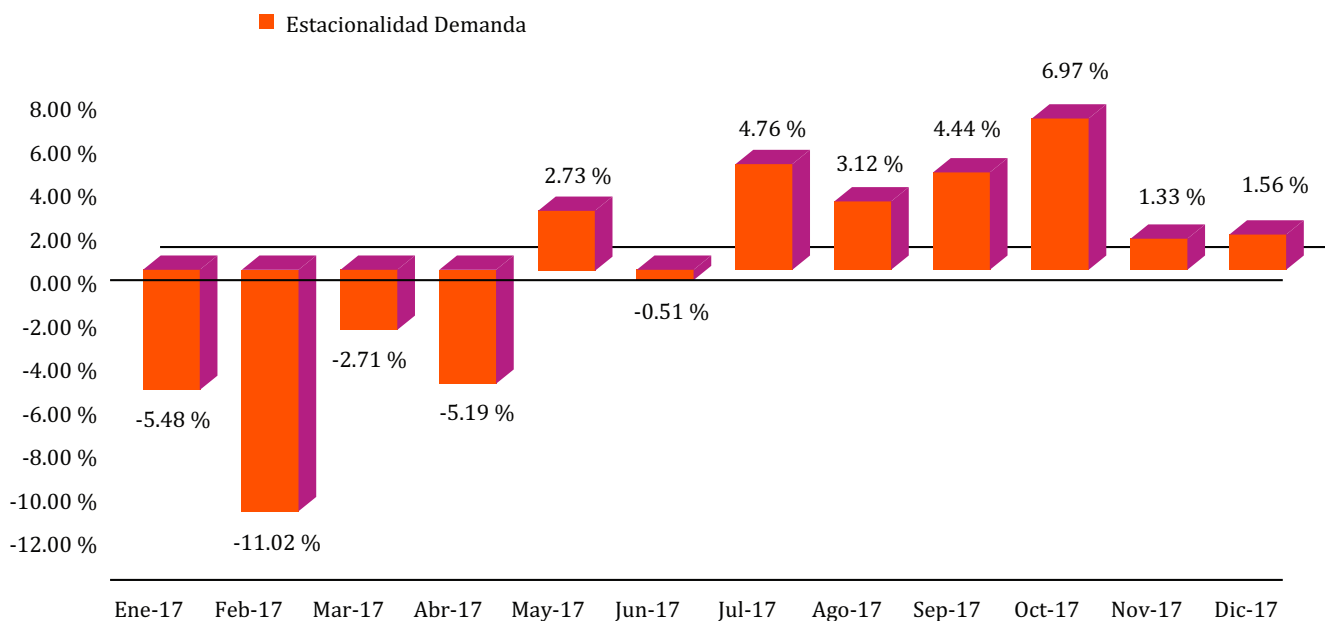
El plan “Gas para Crecer” está dirigido a diversificar las fuentes de aprovisionamiento de gas natural a Brasil y hacer más competitivo el mercado. El plan contempla la desregulación del mercado, es decir que PETROBRAS ya no será la empresa que revenda el gas importado a las empresas distribuidoras, ahora las mismas pueden hacer acuerdos internacionales, y a su vez el gobierno de Brasil ha mejorado la capacidad instalada que posee para importación de GNL. Actualmente, posee cuatro plantas de regasificación, tiene una en construcción y planifica hacer seis más.

Un análisis estadístico de las series de datos: producción, demanda, importaciones de Bolivia, Argentina y GNL, todas las series en metros

cúbicos, demuestran que las series a excepción de Argentina presentan estacionalidad. Así mismo, se constata la existencia de un componente cíclico en la demanda, las importaciones de GNL presentan volatilidad significativa desde el punto de vista estadístico.

La estacionalidad en la serie de datos de producción e importaciones de Bolivia y GNL es causada por la estacionalidad en la demanda. El factor estacional afecta a la serie de datos tal y como se ve en el Cuadro 5, entre enero y abril la cantidad de gas natural tiende a bajar en relación al resto del año, en cambio de julio a diciembre el consumo se incrementa. También se evidencia que las importaciones de GNL aumentan en el segundo semestre del año (2018).

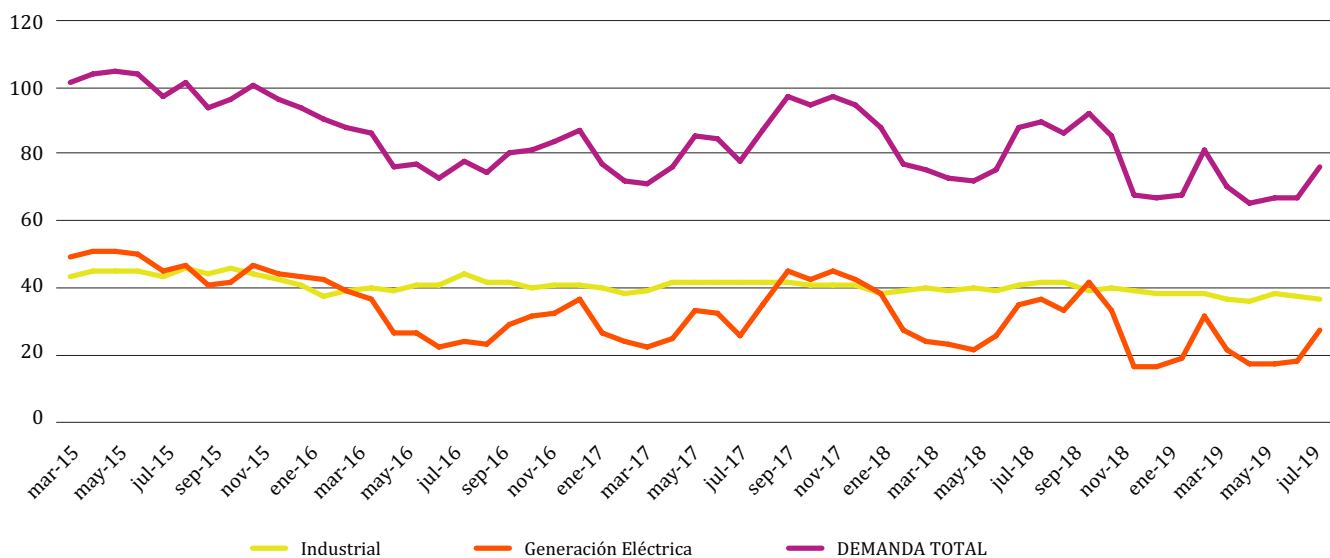
Cuadro 5: Efecto estacional demanda de gas natural en Brasil (en porcentaje)



Fuente: Elaboración del autor con datos de la ANP Brasil.

El efecto estacional hace que el consumo de gas natural en Brasil sea mayor durante el segundo semestre del año y la razón está en el sector eléctrico que es el segundo sector de mayor consumo de gas natural en Brasil, este sector de julio a octubre incrementa su necesidad de gas natural.

Cuadro 6: Consumo gas natural por sectores (en millones de m³/día)



Fuente: Elaboración del autor con datos de la ANP Brasil.

Conclusiones Brasil

a) Brasil es el cuarto mayor productor de gas de Sudamérica luego de Venezuela, Argentina y Trinidad y Tobago, y es el tercer mayor consumidor de gas natural de la región Sudamericana, luego de Argentina y Venezuela.

b) La matriz energética de Brasil está compuesta hoy en día de: 40% petróleo, 29% hidroeléctricas, 13% renovables (incluyendo bio-combustibles), 6% carbón, 1% energía nuclear y 11% gas natural; el gobierno espera que para el año 2040 la participación del gas se eleve a 16%.

c) El nuevo marco regulatorio de Brasil está dirigido a fomentar la competencia; permite que más empresas participen de la exploración y producción de gas natural, y genera la apertura del sistema de distribución por ductos, es decir que, no solo Petrobras será dueña de la red de ductos sino que habrá nuevas empresas que den este servicio, o bien toda empresa productora podrá distribuir su producción a través de la red existente pagando una tarifa de transporte. De esta manera se elimina una barrera de entrada a las empresas nuevas.

d) Brasil en 2016 lanzó el plan “Gas para Crecer” con el fin de fortalecer el sector energético y mejorar su competitividad. El plan contempla incrementar el consumo de gas natural y fortalecer las fuentes de suministro existentes como: producción local, importación a través de ductos e importaciones de GNL. A su vez, el plan promueve la desregularización del mercado para la venta al por mayor del energético, con la finalidad de acrecentar la competencia y de esta manera mejorar la disponibilidad de gas natural a mejores precios.

e) La demanda de gas natural en Brasil ha crecido a un promedio de 4,3% entre 2007 y 2018, mientras que la producción creció a una media anual de 6,9%. Brasil busca reemplazar sus importaciones de gas natural mediante el incremento de su producción nacional, sobre todo por el descubrimiento de importantes reservas en su propio territorio.

Brasil ocasionalmente realiza importaciones de gas procedentes de la Argentina y utiliza cargamentos de GNL para alimentar a su sector de generación eléctrica.

f) En 2007, el gas procedente de Bolivia era más de la mitad del total disponible en la economía, la participación del gas boliviano en este mercado ha ido disminuyendo hasta ser un cuarto del gas disponible en el Brasil. Esto demuestra la estrategia de Brasil de diversificar sus fuentes de aprovisionamiento y a su vez depender más de su producción local.

g) La demanda de gas natural en Brasil tiene un componente cíclico dado por el comportamiento climático, cuando las centrales hidroeléctricas poseen menor rendimiento, la matriz energética necesita más gas natural. Si por el contrario el clima favorece la producción de hidroelectricidad la demanda por gas natural disminuye.

h) Brasil adquiere gas importado de Bolivia mediante un contrato de largo plazo (a fenecer en julio de 2019) este precio está indexado al precio del petróleo, y se le añade una tarifa fija de transporte, la misma que se revisa anualmente. Las compras de GNL en cambio se realizan de manera ocasional en el mercado de *Spot Price* o en base a contratos de corto plazo. De ahí, Petrobras vende el gas disponible – importado y nacional – a las distribuidoras, a las mismas añade una tarifa de transporte la cual se basa en el precio de un producto derivado de petróleo. Este documento no hará un análisis de los precios al consumidor final, solo revisará la competitividad del gas boliviano, más su tarifa de transporte, frente al GNL.

i) Existe estacionalidad en la demanda de gas natural de Brasil. El efecto estacional hace que el consumo de gas natural en Brasil sea mayor durante el segundo semestre del año, y la razón está en el sector eléctrico, este sector es el segundo de mayor consumo de gas natural en Brasil y de julio a octubre incrementa su necesidad de gas natural.

j) No existen datos disponibles sobre la estructura de costos de la producción local, por tanto, no es posible definir la competitividad de la producción local. Sin embargo, la mayor parte de la producción de Brasil es de ultra mar, misma que involucra costos mayores que la producción en tierra.

Actualmente, el mercado posee a varios compradores y vendedores. Existen nuevas reglas del juego, los precios se determinan por el mercado regional, ya no mediante fórmulas atadas a un mercado de referencia y el mercado es más competitivo.

Argentina: estructura del mercado del gas

Argentina se caracteriza por ser la economía latinoamericana con mayor dependencia del gas natural. Dado que el 51.1% de la matriz energética de ese país depende del gas natural. En comparación, en Brasil la matriz energética depende en 11% del gas natural y el consumo total anual llega 44.674 millones de metros cúbicos en 2017, en tanto que en Argentina el consumo llega a 44.65 millones de metros cúbicos, ligeramente menor.

Argentina es una economía con abundantes reservas de gas y de petróleo. Es el país que más gas natural consume en la región sudamericana y es el segundo mayor productor (luego de Venezuela). Argentina congeló durante varios años los precios internos del gas natural con el fin de asegurar que las familias y las industrias posean gas natural a precios bajos, y a su vez puso restricciones a la exportación de este energético.

El resultado fue que las empresas tuvieron bajos incentivos para la inversión, no se desarrollaron las reservas existentes. La producción nacional decreció en la década de 2010, mientras que, la economía necesita más gas para sus actividades. Como consecuencia, Argentina inició importaciones de gas natural de Bolivia y de gas natural licuado de ultramar. En el 2016, 2017 y 2018 Argentina compró gas natural a Chile³ a precios superiores a otras fuentes, USD 7,7 MPC, USD 8,88 MPC USD 10,41 MPC respectivamente.

En el 2009 la producción nacional cubría el 100% de las necesidades nacionales de consumo, luego este número fue descendiendo gradualmente, hasta llegar al 2014 cuando la producción nacional alcanzaba para abastecer al 70,65%, en ese momento la dependencia de Argentina del gas boliviano llegaba a 13,8%, y las importaciones de GNL representaban el 15,62%. A partir del Plan Gas la participación de la producción local se ha incrementado a 79,92% para 2018 – dato pronosticado - mientras que la dependencia del gas de Bolivia llega a 12.25% y de GNL 7.86%.

La producción de gas natural de Argentina debido a la política antes mencionada disminuyó entre 2009 y 2014, luego el gobierno introdujo cambios en la regulación con el objetivo de incentivar la producción nacional dada la existencia de importantes reservas. A su vez, el consumo de gas natural en Argentina continuó creciendo de tal forma que se estima que en el 2018 será 34% superior a 2009.

3 Chile es una economía que consume 5 veces la cantidad de gas que produce, ver Tabla 2. Por esta razón realiza importaciones de Trinidad y Tobago, Australia, Estados Unidos y Qatar. Así que revendió GNL re gasificado a la Argentina. Así mismo, el balance energético de Chile está empeorando, dado que su producción entre 2008 y 2017 cayó 37,1% y su consumo se incrementó 114,3%. De tal manera que, el mismo se proyecta a ser un importante mercado para la Argentina y el Perú.

Tabla 4: Demanda y oferta de gas natural en Argentina

En mil miles de metros cúbicos

Año	Producción		Importaciones			Consumo	Exportaciones	
	Bruta	Prod Nacional (a)	GN Bolivia	GN	GNL	Interno	Export GN	GNL
2009	48,419,249.44	37,693,424.00				37,693,424.00		
2010	47,107,583.75	34,241,209.68	2,201,472.61	-	1,766,077.43	37,807,576.00	401,183.72	-
2011	45,527,553.62	33,022,470.58	3,384,228.64	-	4,081,216.03	40,335,422.00	152,493.24	-
2012	44,123,694.14	31,188,384.77	5,835,423.56	-	4,595,213.60	41,552,297.00	66,724.93	-
2013	41,708,288.78	31,573,525.86	5,689,897.83	-	5,711,191.97	42,914,771.00	59,844.66	-
2014	41,484,025.17	30,201,187.03	5,899,840.77	-	6,677,126.06	42,749,531.00	25,786.15	2,836.70
2015	42,905,532.61	32,321,960.36	5,956,681.14	-	5,314,533.84	43,570,557.00	22,618.34	-
2016	44,987,805.86	33,842,064.51	5,756,149.00	362,740.94	4,752,434.12	44,685,513.00	27,875.57	-
2017	44,656,658.56	33,092,445.82	6,591,200.40	278,465.84	4,799,422.37	44,701,203.00	60,331.43	-
2018 (b)	47,488,733.57	37,134,105.15	5,691,494.78	213,808.98	3,653,131.16	46,466,330.45	226,209.63	-

Participación en porcentajes

Año	Producción		Importaciones			Consumo	Exportaciones	
	Bruta	Prod Nacional (a)	GN Bolivia	GN	GNL	Interno	Export GN	GNL
2009	128.5 %	100.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %	100.00 %	0.00 %	0.00 %
2010	137.6 %	90.57 %	5.82 %	0.00 %	4.67 %	100.00 %	1.06 %	0.00 %
2011	137.9 %	81.87 %	8.39 %	0.00 %	10.12 %	100.00 %	0.38 %	0.00 %
2012	141.5 %	75.06 %	14.04 %	0.00 %	11.06 %	100.00 %	0.16 %	0.00 %
2013	132.1 %	73.57 %	13.26 %	0.00 %	13.31 %	100.00 %	0.14 %	0.00 %
2014	137.4 %	70.65 %	13.80 %	0.00 %	15.62 %	100.00 %	0.06 %	0.01 %
2015	132.7 %	74.18 %	13.67 %	0.00 %	12.20 %	100.00 %	0.05 %	0.00 %
2016	132.9 %	75.73 %	12.88 %	0.81 %	10.64 %	100.00 %	0.06 %	0.00 %
2017	134.9 %	74.03 %	14.75 %	0.62 %	10.74 %	100.00 %	0.13 %	0.00 %
2018 (b)	127.9 %	79.92 %	12.2 %	0.46 %	7.86 %	100.00 %	0.49 %	0.00 %

(a) La producción Nacional= Producción Bruta – Gas Reinyectado, venteado, quemado, y utilizado en E&P

(b) Datos hasta noviembre de 2018

Fuente: Ministerio de Energía, Gobierno de Argentina.

También es necesario observar que el mercado argentino de gas tiene una característica importante: la estacionalidad de la demanda de gas, la misma hace que durante los meses invernales, el consumo se incremente en relación al resto del año, en estos meses es cuando Argentina tiende a comprar más gas en los mercados internacionales, en cambio en verano, el país tiene un excedente de producción, razón

por la que durante los años observados Argentina también realizó exportaciones de gas e incluso en 2014 llegó a exportar GNL. Otra observación necesaria es la relación entre producción bruta y producción neta, la cual nos muestra cuanto gas se produce, pero no se vende, ya que el mismo es reinyectado, venteado, quemado, o utilizado en E&P; en 2012 del gas producido 41,5% no se comercializó.

Producción convencional vs. no convencional

A su vez, Argentina posee las segundas reservas a nivel mundial de gas no convencional principalmente en la formación de Neuquén, donde existe el famoso yacimiento de Vaca Muerta. Si bien este famoso yacimiento ha incrementado su producción gracias al Plan Gas, su producción sirve en parte para reemplazar la baja en la producción en yacimientos más antiguos. Por ejemplo, el Yacimiento de Loma La Plata representaba el 13,91% de la producción nacional en 2009, con una producción de 6.7 miles de millones de metros cúbicos al año, sin embargo, para el 2018 este yacimiento decayó a 2.6 miles de MM de M3 al año, es decir

6,12% de la producción total. Argentina en 2018 posee 1295 yacimientos de gas, de los cuales la producción está en expansión en 257, en declive en 332 y 706 yacimientos pasaron a ser inactivos. La producción total está en ascenso, pero aún es inferior a la existente en 2009.

La producción de gas en Argentina en 2009 era suficiente para cubrir las necesidades de consumo, pero a partir de 2010 disminuyó hasta llegar a un mínimo en 2014, luego debido a la nueva política energética y gracias a las reservas no convencionales la producción se ha recuperado. En 2018 la producción llega a superar a la producción de 2010 pero aún está por debajo de 2009.

Tabla 5: Producción de gas natural por estado de yacimiento (en miles de metros cúbicos)

Producción de Gas Natural por Estado de Yacimiento

En miles de metros cúbicos

Año	Declive	Expansión	Inactivo	Producción Bruta
2009	44,728,173.71	3,691,075.73	-	48,419,249.44
2010	42,247,140.96	4,851,452.98	8,989.81	47,107,583.75
2011	38,661,436.87	6,854,377.00	11,739.74	45,527,553.62
2012	35,182,136.70	8,888,360.63	53,196.82	44,123,694.14
2013	31,936,765.24	9,202,383.50	569,140.04	41,708,288.78
2014	29,322,785.04	12,063,611.34	97,628.79	41,484,025.17
2015	27,615,999.69	15,116,749.12	172,783.80	42,905,532.61
2016	24,832,678.71	19,999,992.05	155,135.11	44,987,805.86
2017	20,924,804.09	23,695,392.73	36,461.74	44,656,658.56
2018 (b)	17,324,182.55	30,164,551.03	-	47,488,733.57

Pronóstico Ministerio de Energía, Gobierno de Argentina

Fuente: Ministerio de Energía, Gobierno de Argentina.

Estructura de la demanda de gas natural

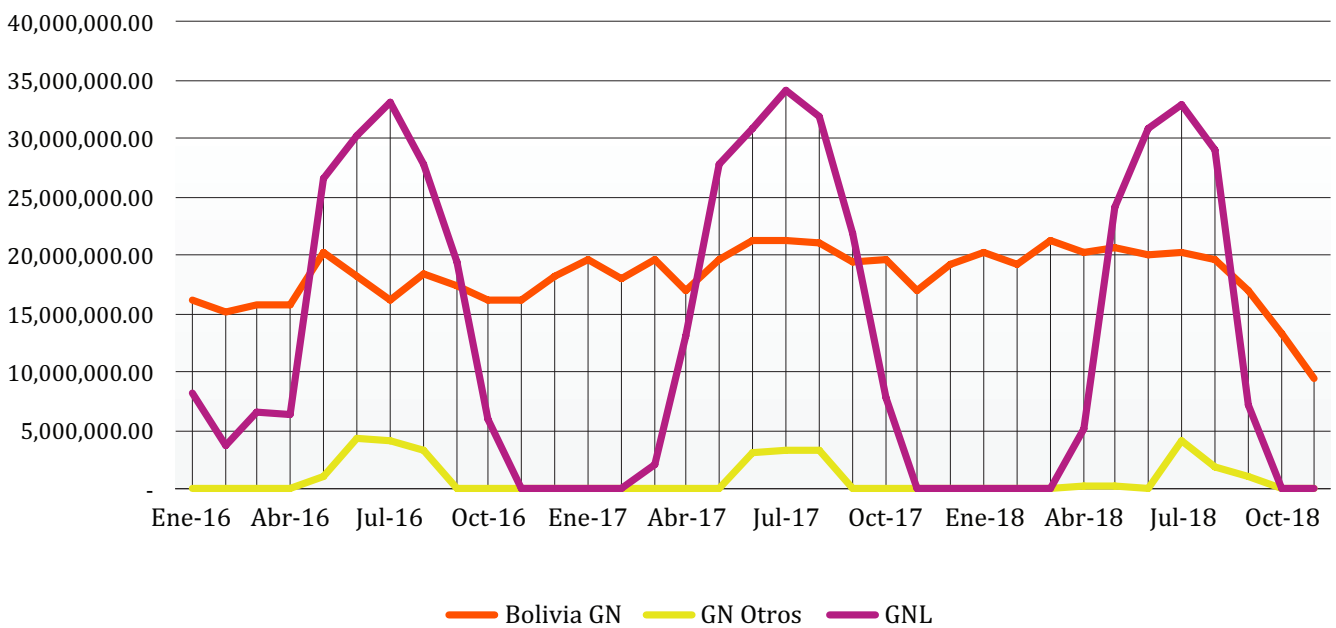
La demanda de gas natural en Argentina está compuesta de dos partes, la demanda base y la demanda estacional. Durante los meses de invierno el consumo tiende a incrementarse, principalmente por el incremento del consumo residencial y de las centrales eléctricas, en tanto que la industria presenta un nivel de consumo estable a lo largo del año. Por otra parte, la matriz

energética de gas natural en Argentina está compuesta de tres clases de fuentes, la producción nacional, las importaciones de Bolivia y las importaciones de otras naciones. La producción nacional y las importaciones de Bolivia siguen un patrón estable a lo largo del año, así que ambas son utilizadas principalmente para atender a la demanda base.

En cambio, las importaciones de gas natural por ductos de otros países (Chile) y las importaciones de GNL se realizan para cubrir la demanda estacional. Es importante destacar que, la demanda base siempre se atiende con la fuente más barata y estable, mientras que la demanda variable se atiende con fuentes más costosas y que puedan prescindirse, es decir, cambiar un proveedor por otro. Argentina compra GNL en un mercado spot, donde se adquieren los cargamentos de GNL según las condiciones de mercado del momento, no en base a acuerdos contractuales de larga duración.

Como puede observarse en el cuadro 7, el consumo de gas natural en Argentina tiene un comportamiento evidente que no es necesario realizar un análisis de estacionalidad de la serie, tan solo se descomponen las importaciones entre gas natural proveniente de Bolivia, gas natural de otros (Chile) y el gas natural proveniente de ultramar o GNL. Como puede verse, las importaciones bolivianas son las que menos variaciones presentan, en cambio las importaciones de otro origen son plenamente realizadas para cubrir el auge de la demanda de gas invernal.

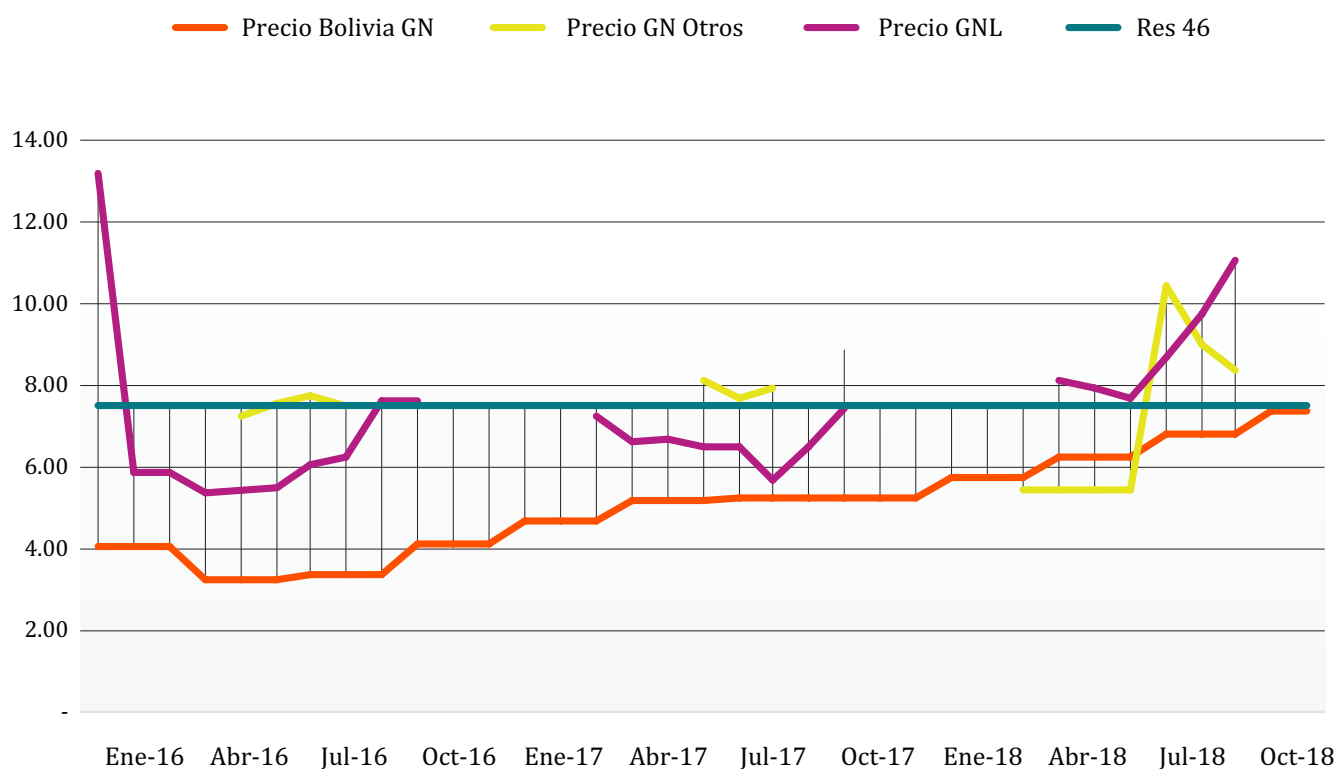
Cuadro 7: Importaciones de gas natural (en miles de m³)



Fuente: Elaboración del autor con datos del Ministerio de Energía, Gobierno de Argentina.

El gas más barato para Argentina es el procedente de Bolivia, cuyo precio ha variado desde los USD 4,07 por millar de pies cúbicos en enero de 2016, a USD 7,38 por millar de pies cúbicos en noviembre de 2018. En cambio, la provisión de gas de Chile se realizó en los meses invernales a precios superiores a los de Bolivia, y el GNL a su vez es la fuente más costosa de gas natural importado.

Cuadro 8: Precio de gas natural (en USD/miles de metros cúbicos)



Fuente: Elaboración del autor con datos del Ministerio de Energía, Gobierno de Argentina.

Tabla 6: Consumo por tipo de usuario (millones de m³ de 9300 Kcal)

Consumo por tipo de usuario (millones de m ³ de 9300 Kcal)								
Año	Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB (a)	GNC	Total
2008	8,521	1,207	403	12,371	12,982	658	2,728	38,869
2009	8,469	1,275	406	11,805	12,436	670	2,633	37,693
2010	9,182	1,248	429	12,038	11,519	728	2,664	37,808
2011	9,594	1,260	426	12,519	12,955	757	2,758	40,269
2012	10,055	1,361	445	11,783	14,286	941	2,784	41,656
2013	10,581	1,451	450	12,023	14,293	1,056	2,730	42,583
2014	10,142	1,377	454	12,447	14,623	1,011	2,786	42,840
2015	10,379	1,353	434	12,539	14,707	1,049	2,889	43,350
2016	10,809	1,407	470	12,099	15,944	1,104	2,798	44,632
2017	9,658	1,291	427	12,495	17,202	1,044	2,558	44,674

Consumo por tipo de usuario (millones de m³ de 9300 Kcal)

Año	Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industria	Centrales Eléctricas	SDB (a)	GNC	Total	TOTAL
2008	8,521	1,207	403	12,371	12,982	658	2,728	38,869	1,372,646.30
2009	8,469	1,275	406	11,805	12,436	670	2,633	37,693	1,331,116.23
2010	9,182	1,248	429	12,038	11,519	728	2,664	37,808	1,335,177.42
2011	9,594	1,260	426	12,519	12,955	757	2,758	40,269	1,422,086.85
2012	10,055	1,361	445	11,783	14,286	941	2,784	41,656	1,471,068.31
2013	10,581	1,451	450	12,023	14,293	1,056	2,730	42,583	1,503,805.02
2014	10,142	1,377	454	12,447	14,623	1,011	2,786	42,840	1,512,880.89
2015	10,379	1,353	434	12,539	14,707	1,049	2,889	43,350	1,530,891.38
2016	10,809	1,407	470	12,099	15,944	1,104	2,798	44,632	1,576,164.80
2017	9,658	1,291	427	12,495	17,202	1,044	2,558	44,674	1,577,648.01

(a) Sub distribuidor

Fuente: Ministerio de Energía, Gobierno de Argentina.

El gas natural en Argentina es fundamentalmente utilizado en la generación eléctrica y la industria; el consumo residencial utiliza la quinta parte del gas necesario, la composición de la demanda de gas natural en Argentina no presenta grandes cambios durante el periodo de estudio, salvo que los sub distribuidores utilizan más gas y el gas natural comprimido también conocido como gas vehicular bajo en importancia.

Nueva regulación

En Argentina se da incentivos para el desarrollo del sector petrolero a partir de la promulgación de la Resolución 46-E/2017 del Ministerio de Energía y Minería el 2 de marzo de 2017. En el Anexo de la resolución se define el Precio Mínimo que el Estado reconoce a las Empresas productoras de la siguiente forma: (i) 7,50 USD/MMBTU para el año calendario 2018, (ii) 7,00 USD/MMBTU para el año calendario 2019, (iii) 6,50 USD/MMBTU para el año calendario 2020, (iv) 6,00 USD/MMBTU para el año calendario 2021.

Programa de estímulo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales – Cuenca Neuquina. La producción local en Argentina bajo el Plan Gas puede competir con las importaciones estacionales, pero aún

tiene un precio superior a las importaciones de gas procedentes de Bolivia. De esta manera, el gas argentino está enfocado a sustituir las importaciones estacionales y en la medida que la resolución 46 esté vigente se espera que la producción se incremente y se pueda a comenzar a sustituir las importaciones procedentes de Bolivia.

Conclusiones Argentina

a) En el 2009 la producción nacional cubría el 100% de las necesidades nacionales de consumo, luego este número fue descendiendo gradualmente hasta llegar a 2014 cuando la producción nacional alcanzaba para abastecer al 70,65%, en ese momento la dependencia de Argentina del gas boliviano llegaba a 13,8%, y las importaciones de GNL representaban el 15,62%. A partir del Plan Gas la participación de la producción local se ha incrementado a 79,92% para 2018 – dato pronosticado - mientras que la dependencia del gas de Bolivia llega a 12,25% y de GNL 7.86%.

b) También es necesario observar que, el mercado argentino de gas tiene una característica importante: la estacionalidad de la demanda de gas, la misma hace que durante los meses invernales, el consumo se incremente en relación

al resto del año, en estos meses es cuando Argentina tiende a comprar más gas en los mercados internacionales, en cambio en verano, el país tiene un excedente de producción, razón por la que durante los años observados Argentina también realizó exportaciones de gas e incluso en 2014 llegó a exportar GNL.


c) La producción de gas en Argentina en 2009 era suficiente para cubrir las necesidades de consumo, pero a partir de 2010 disminuyó hasta llegar a un mínimo en 2014, luego debido a la nueva política energética y gracias a las reservas no convencionales la producción se ha recuperado. En el 2018 la producción llega a superar a la producción de 2010 pero aún está por debajo de 2009.

d) Como se observa en el cuadro 7, el consumo de gas natural en Argentina tiene un comportamiento tan evidente, que no es necesario realizar un análisis de estacionalidad de la serie, tan solo se descomponen las importaciones entre gas natural procedente de Bolivia, gas natural de otros (Chile) y el gas natural procedente de ultramar o GNL. Como puede verse, las importaciones bolivianas son las que menos variaciones presentan, en cambio las importaciones de otro origen son plenamente realizadas para cubrir el auge de la demanda de gas invernal.

e) El gas más barato para la Argentina es el procedente de Bolivia, cuyo precio ha variado desde los USD 4,07 por millar de pies cúbicos en enero de 2016, a USD 7,38 por millar de pies cúbicos en noviembre de 2018. En cambio, la provisión de gas de Chile se realizó en los meses invernales a precios superiores a los de Bolivia, y el GNL a su vez es la fuente más costosa de gas natural importado.

f) Programa de estímulo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales – Cuenca Neuquina. La producción local en Argentina bajo el Plan Gas puede competir con las importaciones estacionales, pero aún

tiene un precio superior a las importaciones de gas procedentes de Bolivia. De esta manera, el gas argentino está enfocado a sustituir las importaciones estacionales y a medida que la resolución 46 esté vigente se espera que la producción se incremente y pueda a comenzar a sustituir las importaciones procedentes de Bolivia.



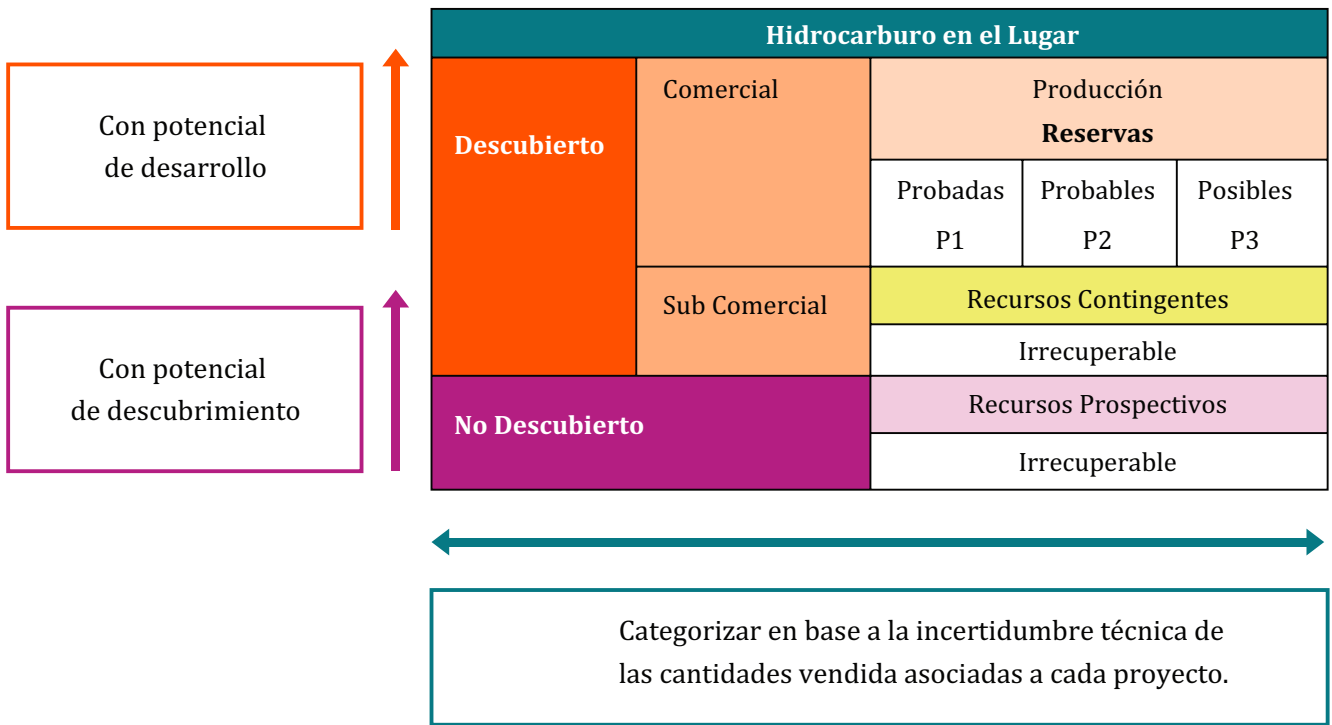
A la hora de cumplir con los compromisos de producción de gas, es decir exportar y abastecer al mercado interno, son las reservas probadas las que se toman de referencia.

Clasificación de reservas de gas

Para hacer una discusión de las reservas de gas que Bolivia tiene para su comercialización, primero es necesario hacer una revisión de que se entiende por reservas de gas y de petróleo. La definición de reservas es competencia de los ingenieros petroleros y geólogos, por las características físicas y químicas que definen a una reserva petrolera, como también a la viabilidad comercial de las reservas. Es así que, se utiliza las definiciones de la Sociedad de Ingenieros Petroleros (SPE por sus siglas en inglés)

La cantidad de reservas disponibles en un lugar se conoce como *Oil in place*, o como hidrocarburo en el lugar. De esta cantidad, se clasifica de dos formas; en función al potencial de desarrollo – eje vertical de la Tabla 7 – y en función a la certidumbre técnica de su extracción – eje horizontal.

Tabla 7: Clasificación de reservas de hidrocarburos



Fuente: SPE - Society of Petroleum Engineers.

Reservas descubiertas

En el eje vertical se tiene a las reservas clasificadas como Descubiertas y No Descubiertas. Las reservas Descubiertas se clasifican a su vez en reservas comerciales y Sub comerciales.

- Una reserva es comercial cuando los costos de extracción de la misma son inferiores a los precios de venta de dichas reservas.
- Por otro lado, una reserva es no comercial cuando los costos de extracción de las reservas son superiores a los precios de venta de dichas reservas.

Dentro de las reservas comerciales a su vez se clasifican en tres niveles en función de la viabilidad técnica de producción:

- Probada o P1, si la tecnología permite extraer más de 90% de la reserva.

- Probable o P2, si la tecnología permite extraer entre 50% y 90% de la reserva.
- Posible o P3, si la tecnología permite extraer 10% y 50% de la reserva.

Luego se tiene las reservas sub comerciales, las mismas se dividen en dos categorías;

- Recursos Contingentes; que son reservas que la tecnología permite extraer, pero a un costo superior al precio de venta. Estos recursos, pueden pasar a ser reservas comerciales si los precios de los hidrocarburos suben.
- Irrecuperable; estas reservas son técnicamente imposibles de extraer, si bien es gas natural o petróleo que se conoce que está en el sub suelo, la tecnología actual no permite su extracción.

Nota: hace unos años el gas de esquisto era en su mayoría Reserva Irrecuperable, pero gracias al desarrollo de la perforación horizontal y otras técnicas nuevas de extracción y perforación se convirtieron en técnicamente viables, pero a costo prohibitivo, luego el boom de las materias primas de 2006-2014, al subir el precio internacional del petróleo, hizo de estas reservas viables comercialmente.

Finalmente, se tiene los Recursos No Descubiertos. Son reservas que pueden existir pero que como su nombre indica aún no han sido encontradas las mismas se clasifican en;

- Recursos Prospectivos, no se tiene certeza sobre su existencia, pero existen formaciones geológicas donde se sospecha de la existencia de hidrocarburos, zonas conocidas como de potencial hidrocarburífero.
- Recursos Irrecuperables, son reservas aun no descubiertas, pero de ser encontradas la tecnología disponible hace inviable su extracción.

Bolivia: estructura del mercado del gas

Reservas de gas de Bolivia

Una vez vistas las definiciones de la sección anterior, puede verse que las reservas comerciales son aquellas que corresponden a Probada, Posible y Probable, pero no necesariamente se extraerá el 100% de cada una de estas reservas, es decir hay una probabilidad máxima asociada a cada una de estas reservas, tomando como la probabilidad mínima de 90% para P1, 50% para P2, y 10% para P3.

En Bolivia, el Gobierno debe realizar certificaciones de las reservas de gas de acuerdo a la Ley N. 3095. Como puede verse en la siguiente tabla, se realizaron certificaciones de las reservas en 2009, 2013 y 2017. Cada una de estas certificaciones fue realizada por diferentes empresas con el fin de mantener la imparcialidad

técnica en cada una de las certificaciones. En primer lugar, se observa que el número total de reservas ha disminuido, de 19,9 TCF en 2009 a 14,7 TCF en 2017.

Las reservas Probadas 2017 son mayores que en 2009, pero las reservas probables y posibles han disminuido. A la hora de cumplir con los compromisos de producción de gas, es decir exportar y abastecer al mercado interno, son las reservas probadas las que se toman de referencia. Si se toma la producción promedio de gas natural diaria de 2018, la cual fue de 56,66 millones de pies cúbicos por día, se tiene que las reservas de gas son suficientes para un poco más de 14 años, siempre y cuando, no aumenten los requerimientos de gas.



Tabla 8: Reservas de gas de Bolivia (en millones de m³/día)

Reservas de Gas en Trillones de Pies Cúbicos			
	Ryder Scott	GLJ Petroleum Consultants	Sproule International Limited
	2009	2013	2017
P1	9.94	10.45	10.70
P2	3.71	3.50	1.80
P3	6.25	4.15	2.20
TOTAL	19.90	18.10	14.70
Convertor		Metro Cúbicos	1.00
		Pies Cúbicos	35.31
Reservas de Gas en Millones de Metros Cúbicos			
	2009	2013	2017
P1	281,469.19	295,910.77	302,989.97
P2	105,055.40	99,108.87	50,970.28
P3	176,980.12	117,514.80	62,297.00
Producción de Gas Natural Promedio 2018	56.66	56.66	56.66
Número de Días	4,968	5,223	5,348
Días/año	365	365	365
Años	13.61	14.31	14.65

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia.

Presión tributaria sobre la producción de gas natural

En Bolivia la actividad hidrocarburífera contribuye al erario nacional en base a las diferentes actividades que existen en la cadena de producción. Tal como puede verse en la tabla 9 a continuación.

Tabla 9: Reservas de gas de Bolivia (en millones de m³/día)

			UPSTREAM	DOWNSTREAM				
Esquema de aplicación de impuestos			Exploración & Producción	Refinación	Transporte	Comercialización y Distribución	Almacenamiento	Minoristas
Tasa	Nominal	Efectiva	Prestación de servicios de exploración y explotación a YPFB	Venta hidrocarburos a precio de refinería (PPT)	Tarifa de Transporte	Precio neto de venta mayorista (PV -PPT)	Servicio de almacenaje	Precio neto de venta minorista (PV -PC)
Impuestos indirectos								
IVA	13 %	14.94 %	IVA	IVA	IVA	IVA	IVA	IVA
IT	3 %	3.09 %	IT	IT	IT	IT	IT	IT
IUE	12.50 %	14.29 %	IUE	IUE	IUE	IUE	IUE	IUE
Impuestos directos								
IEHD	Valor fijo según volumen			IEHD				
IDH	32 %		IDH					
Regalías	18 %							

Fuente: Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia.

El IVA (Impuesto al Valor Agregado) es aplicado sobre la base imponible a una tasa de 13% y es aplicado por fuera, es decir, si el valor del producto es 100, se añade la alícuota del impuesto y se tiene un valor a precios de mercado de 113, dando como resultado una presión tributaria efectiva de 14,94%.

El Impuesto a las Transacciones, como su nombre indica, grava todas las transacciones registradas, este impuesto tiene una alícuota de 3%, dado que es aplicado por fuera su tasa efectiva es de 3,09%.

Luego se tiene el Impuesto a las Utilidades de la Empresas, este impuesto tiene una alícuota de 25%. La base imponible de este impuesto es las utilidades netas (descontada la depreciación) registradas durante el periodo, este impuesto se paga como un delante del Impuesto a las Transacciones o IT, razón por la que una empresa durante el primer año de vida pagara el total de la alícuota, pero después es posible descontar de la misma el pago del IT, así es posible llegar a disminuir el valor de la alícuota a 12,5%, dado que es un impuesto que se aplica por fuera del valor se aplica un impuesto efectivo de 14,29%.

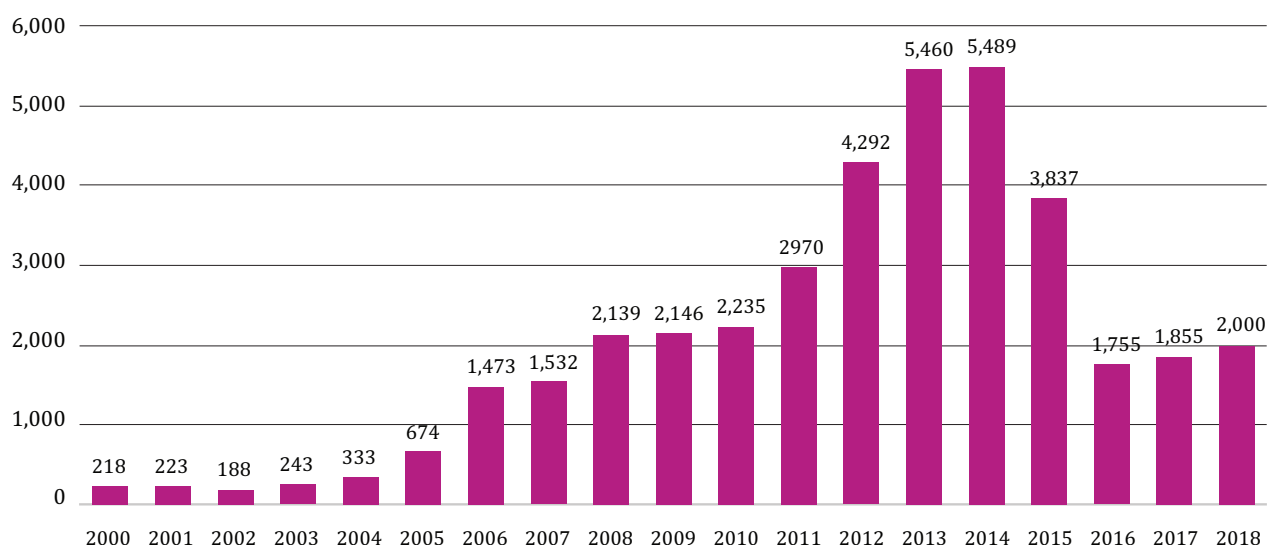
El Impuesto Directo a los Hidrocarburos. En la nueva Ley de Hidrocarburos, la creación del

Impuesto Directo a los Hidrocarburos (IDH) es citada en el artículo 53º. Este impuesto es aplicado a la producción de hidrocarburos en boca de pozo y debe ser medido y pagado de la misma forma que las regalías.

El IEHD, Impuesto Directo a los Hidrocarburos, es un valor fijo que se aplica por cada unidad de carburante que se comercializa en el mercado interno. En el caso de la gasolina y el diésel oil, este impuesto es negativo, es decir que en realidad es un subsidio, el cual se utiliza para disminuir el precio nacional en relación al precio internacional de estos carburantes, dado que Bolivia es importador de gasolina y diésel a precios internacionales, y en Bolivia estos combustibles se comercializan a precios regulados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos a precios inferiores a los internacionales.

Finalmente, se tiene la regalía que se paga a los departamentos productores que equivale al 18% del valor de producción en Boca de Pozo. Este 18% se distribuye como 11% para Regalía Departamental para Regiones Productoras, un 1% representa la Regalía Nacional Compensatoria (en favor de los departamentos de Beni y Pando) y finalmente 6% es canalizado por el Tesoro General de la Nacional.

Cuadro 9: Renta petrolera (millones de USD)



Fuente: Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia.

Producción de gas natural de Bolivia

Bolivia ha decrecido sus niveles de producción respecto a 2013, el nivel de producción promedio de gas natural en 2013 era de 54,84 millones de metros cúbicos, y en 2018 el nivel de producción llega a 52,35 millones de m³/día. En ese mismo lapso de tiempo, el consumo interno de gas natural ha aumentado, sobre todo a la generación eléctrica, pero también el gas vehicular y las plantas de separación de líquidos han incrementado el tamaño del mercado interno. En cambio, en el mercado de exportación se observa que Brasil ha

bajado la cantidad de gas que compra de Bolivia, por el contrario, Argentina necesita más de las exportaciones de gas natural procedentes de Bolivia.

Entonces puede decirse que Bolivia tiene una capacidad de producción en descenso, un mercado interno en crecimiento y un socio, Argentina, que aún necesita de ella. En cambio, Brasil que es el principal mercado tiende a necesitar menos de Bolivia. El mercado externo sigue siendo significativamente más grande que el mercado interno.

Tabla 10: Bolivia (en millones de m³/día)

	Media 2013	Media 2014	Media 2015	Media 2016	Media 2017	Media 2018
	2013	2014	2015	2016	2017	
Producción Nacional	58.44	61.02	60.77	58.31	56.66	55.9
Reinjección	0	0	0	0	0	0
Quema o Pérdida	0.27	0.19	0.5	0.26	0.18	0.18
Consumo de las Unidades de E&P	0.93	0.91	0.87	0.87	0.93	0.91
Conversión a Líquido	0.56	0.55	0.52	0.74	0.46	0.44
Consumo y Transporte	1.18	1.87	1.28	1.86	1.92	2.01
Disponibilidad	54.84	57.5	57.51	54.58	53.17	52.35
Consumo Interno de Gas	8.43	9.22	10.08	11.07	11.42	11.36
Residencial	0.25	0.3	0.35	0.39	0.43	0.43
Comercial	0.12	0.13	0.14	0.15	0.16	0.17
Vehicular	1.75	1.84	1.88	1.92	2.02	2.1
Generación Eléctrica	3.71	4.22	4.75	5.81	5.51	5.15
Refinerías	0.24	0.27	0.34	0.33	0.36	0.33
Industria	2.36	2.46	2.47	2.47	2.47	2.4
Planta de Separación de Líquidos	-	-	0.15	0	0.47	0.78
Exportación	46.41	48.28	47.51	43.51	41.74	41.00
BRASIL	31.42	30.95	31.26	28.06	23.65	22.46
ARGENTINA	14.97	15.72	15.75	15.43	17.74	18.54

(1) 2018 hasta el mes de Julio

Fuente: YPF, Ministerio de Energía e Hidrocarburos.

Bolivia: Impacto en el mercado de gas natural de la región

En el presente Bolivia tiene reservas y producción de gas natural que le dan peso a nivel regional. Existe potencial de mayores yacimientos de gas, pero la actividad de exploración y desarrollo de nuevos campos aun no presenta resultados significativos.

Bolivia puede ser un centro de comercio – trading hub – debido a su posición geográfica, potencial de reservas de gas y la infraestructura disponible. El negocio de Bolivia ha sido la venta de hidrocarburos, pero a su vez, dada la participación de mercado que tiene.

El precio de exportación del gas boliviano a Argentina y Brasil se calcula en base a fórmulas, las mismas son un promedio móvil de las cotizaciones de productos de petróleo del mercado de referencia; el precio del petróleo en el Golfo de México o West Texas Intermediate. De esta manera, Bolivia ha realizado sus exportaciones en base a un mercado referencial.

Argentina y Brasil disponen de gas natural de tres fuentes: su producción doméstica, las importaciones por ducto (mayormente de Bolivia) y las importaciones de GNL. La formulación de precios en estos mercados depende de contratos de largo plazo, mismo que son establecidos en relación a un mercado referencial. Bolivia tiene una participación importante en los mercados de la región, por tanto, Bolivia no solo actúa como un tomador de precio, sino que a su vez influye en la determinación del precio de transacciones que se realizan en la región.

Cuando Brasil compra gas en el mercado de GNL, realiza la operación con el fin de cubrir su demanda insatisfecha, es decir, cuando la producción nacional y las importaciones de Bolivia son insuficientes. Dicha cantidad demandada es provista con un gas, en este caso GNL, el cual tiene un mayor valor, entonces Brasil compra volúmenes adicionales de gas a mayores

precios. Cuando Brasil realiza operaciones de compra en el mercado de GNL, entra en un mercado global, no uno regional, y en ese mercado las cotizaciones están en función de las transacciones en otros mercados, como Asia, Norteamérica y Europa.

Brasil consume el 1% del gas natural del mundo, así que, si bien Brasil es un gigante de consumo de gas natural a nivel regional, es un jugador pequeño a nivel global. Por tanto, Brasil en el mercado de GNL es un tomador de precios, no tiene poder de mercado.

El precio de GNL en el mercado global es determinado por transacciones de corto plazo, en el mercado spot, por tanto, Brasil realiza compras en un mercado donde existen varios oferentes y demandantes, a los precios vigentes en ese momento.

Los precios de GNL han sido históricamente mayores a los precios de importación del gas de Bolivia. Si Bolivia disminuye la cantidad de gas exportado a Brasil, el mismo se verá en la necesidad de incrementar su producción local o bien de incrementar sus importaciones de GNL.

El GNL tiene un mayor precio, así que menos gas de Bolivia implica más gas de GNL a mayor precio, de esta manera Bolivia, si bien exporta gas a un precio pactado mediante una fórmula, Bolivia tiene poder de mercado para determinar cuánto le cuesta el gas a Brasil. Vale decir: $\text{gasto en gas total} = \text{gas importado de Bolivia} + \text{gasto en GNL}$. A menor cantidad de gas de Bolivia, mayor gasto en GNL, por tanto, el valor promedio de gas natural aumenta, es así que Bolivia tiene poder de mercado en Brasil y Argentina. Los precios de GNL vendidos en Brasil, precios FOB en terminal, no poseen comportamiento estacional, es decir que el cambio de estación no tiene efecto en el precio. Los precios de GNL son afectados por el componente cíclico y la serie irregular.

Conclusiones y recomendaciones

Bolivia ha exportado gas natural a Brasil en base al contrato GSA y GASBOL desde 1999 y en julio de 2019 fenece dicho acuerdo. El convenio establecía una fórmula de fijación de precios en base a un mercado de referencia – las cotizaciones del crudo en el Golfo de México – y se exportaba en base a un convenio *Take or Pay* que daba seguridad al vendedor.

Ahora Brasil ha pasado a ser un consumidor maduro de gas natural, el consumo se ha incrementado, pero a su vez su capacidad de producción también ha aumentado. Así mismo, en los últimos 20 años la tecnología de GNL he mejorado y se ha difundido, por tanto, el GNL es un nuevo rival.

Brasil busca diversificar sus fuentes de aprovisionamiento de gas, cambiar la regulación del sector para promover la competencia y promover el consumo de gas natural en su economía para asegurar el crecimiento. Brasil tiene un bajo nivel de consumo de gas natural si se compara con Argentina y Venezuela, y es una economía de mayor tamaño y población.

Bolivia seguirá siendo necesaria para Brasil dado que es competitiva en precios, presenta menos volatilidad que GNL, y tiene producción menos compleja que la producción off shore (de momento más costosa). Sin embargo, las reglas del juego han cambiado, el nuevo mercado será según centros de comercio, con precios negociados a corto plazo, con varias empresas participando en la compra y venta del energético. Por tanto, el sistema regulatorio boliviano deberá adaptarse de una modalidad de precios de referencia a una modalidad de centros de comercio.

En el caso de la Argentina, Bolivia ha pasado a ser un proveedor estacional y dejará su rol de dar carga base. Por tanto, Bolivia indexará los precios a GNL y obtendrá mayor rédito, pero con menor volumen. Es así que, cambiaron las reglas del juego. Es necesario buscar nuevos mercados, el mercado de GNL a nivel mundial crecerá y habrá mayores oportunidades.

REFERENCIAS

EIA (2017) Energy Information Administration. Independent Statistics and Analysis. Perspectives on the Development of LNG Market Hubs in the Asia Pacific Region March 201. <https://www.eia.gov/>

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2018) Towards a competitive natural gas market in Brazil A review of the opening of the natural gas transmission system in Brazil. <https://www.eia.gov/>

ANP (2018) BOLETIM MENSAL DE ACOMPANHAMENTO DA INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL Ministério de Minas e Energia Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis Departamento de Gás Natural EDIÇÃO Nº 139 Destaques de setembro de 2018. <http://www.anp.gov.br/>

ING (2018) Argentina Oil&Gas Unleashing its potential Economics And Financial Analysis Commodities, 7 August 2018. <https://think.ing.com/reports/argentina-oil-gas-unleashing-its-potential/>

Ministerio de Energía y Minería (2017) Gas Natural Resolución 46-E/2017. Programa de Estimulo a las inversiones en desarrollos de producción de gas natural proveniente de reservorios no convencionales – Cuenca Neuquina. Ciudad de Buenos Aires 02/03/2017. <http://www.anp.gov.br/>

EIA (2017) Energy Information Administration. Liquid Fuels and Natural Gas in the Americas. January 2014. <https://www.eia.gov/>

ANP (2018) Ministério de Minas e Energia Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis ANUÁRIO ESTATÍSTICO BRASILEIRO DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS 2018. <http://www.anp.gov.br/>

Determinación del precio del gas natural para efectos tributarios en Bolivia. Impuestos Nacionales. Sesión 5, Ayaviri 2015



olade | ORGANIZACIÓN
LATINOAMERICANA
DE ENERGÍA



Asociación de Universidades
GRUPO MONTEVIDEO





Av. Mariscal Antonio José de Sucre
N58-63 y Fernandez Salvador
Quito - Ecuador

Tel. (+593 2) 2598-122 / 2598-280
/ 2597-995 / 2599-489

enerlac@olade.org