

Proyecto Energético

Revista del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi"



ECONOMÍA, TECNOLOGÍA Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

**LA ENERGÍA EN EL CENTRO
DEL PROBLEMA POLÍTICO.**
Agenda Energética IAE 2019

**DESCARBONIZACIÓN,
EFICIENCIA Y ASEQUIBILIDAD:**
Nuevos mercados energéticos
en América Latina

**TRANSICIÓN ELÉCTRICA
EN EUROPA:**
Fracasos y desafíos

Mr.DiMS

Sistema para telemedición
de Energía Eléctrica



PLC

Zonas densamente
pobladas

WiFi

Áreas de baja
densidad

CELULAR

Suministros
puntuales



Una Solución integral.

DISCAR S.A.

Gral. Juan B. Bustos 880 • Bº Cofico
(X5000GQR) Córdoba • República Argentina
Tel: +54 351 473-2020 • www.discar.com

discar

Evolucionando juntos.

Staff

EDITOR

Instituto Argentino de la Energía
"General Mosconi"

DIRECTOR

Ing. Gerardo Ariel Rabinovich

COMITÉ EDITORIAL

Lic. Jorge A. Olmedo
Lic. Luis M. Rotaèche
Luciano Caratori

ÁREA ADMINISTRATIVA

Liliana Cifuentes
Franco Runco

DISEÑO

Disegnobrass
Tel.: +54 911 4199 9257
db@disegnobrass.com
www.disegnobrass.com

COMERCIALIZACIÓN

Disegnobrass
proyectoenergetico@disegnobrass.com

IMPRESIÓN

Gráfica Pinter S.A.
Diógenes Taborda 48/50 (C1437EFB)
Ciudad de Bs As. - Argentina

DIRECCIÓN IAE

Moreno 943 - 3º piso - C1091AAS
Ciudad de Bs As. - Argentina
Tel / Fax: (5411) 4334 7715 / 4334 6751
iae@iae.org.ar / www.iae.org.ar

Comisión Directiva IAE

PRESIDENTE

Ing. Jorge E. Lapeña

VICEPRESIDENTE 1º

Dr. Pedro A. Albitos

VICEPRESIDENTE 2º

Ing. Gerardo Rabinovich

SECRETARIO

Ing. Diego A. Grau

PROSECRETARIO

Sr. Luciano Caratori

TESORERO

Cdor. Marcelo Di Ciano

PROTESORERO

Lic. Alejandro Einstoss

VOCALES TITULARES

ing. Jorge Mastrascusa, Lic. Luis Rotaèche,
ing. Jorge Enrich Balada, Lic. Jorge Olmedo,
Ing. Jorge Forciniti, Lic. Andrés Di Pelino,
Lic. Bernardo Mariano, Cdor. Néstor Ortolani

VOCALES SUPLENTE

Lic. Horacio Lafuente, Ing. Luis Flory,
Ing. Pablo Magistocchi, Lic. Lucio Lapeña,
Dr. Pablo Ferrara, Ing. Alfredo Storani,
Ing. Jorge Gaimaro, Ing. Virgilio Di Pelino

REVISORES DE CUENTA TITULARES

Dr. Roberto Taccari
Cdor. Ricardo Molina

REVISORES DE CUENTA SUPLENTE

Dr. Enrique Mariano

Proyecto Energético

04. EDITORIAL

Gerardo Rabinovich

06. OPINIÓN

La energía siempre la energía
en el centro del problema político Argentino
Jorge Lapeña

09. ECONOMÍA DE ENERGÍA

Precios, tarifas y subsidios a la energía ¿hacia
dónde vamos?
Fernando Navajas

12. CONGRESO LATINOAMERICANO 7 ELAEE

Descarbonización, eficiencia y asequibilidad:
Nuevos mercados energéticos en América Latina
Luciano Losekann

16. GENERACIÓN DISTRIBUÍDA

Un modelo económico de generación distribuída
Andres Chambouleyron

19. ENERGÍAS RENOVABLES EN URUGUAY

Confiabilidad del sistema eléctrico Uruguayo,
evolución y perspectivas
Eliana Cornalino y Ruben Chaer

24. HIDROELECTRICIDAD Y CAMBIO CLIMÁTICO

Energía y cambio climático: la hidroelectricidad y
la energía nuclear son actores principales.
Luis Flory

30. TECNOLOGÍA Y ENERGÍA

¿La tecnología podrá salvar a nuestra especie?
Luis Rotaèche

35. TRANSPARENCIA EN INDUSTRIA PETROLERA

El compliance en la industria petrolera argentina
Juan Pablo Albarenque

38. INTEGRACIÓN ELÉCTRICA EUROPEA

Integración eléctrica europea: Fracasos y desafíos
Jorge Olmedo

NÚMERO 114 - MAYO - 2019

ISSN 0326-7024

Es propiedad del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi".
Expediente N° 5352687

Distribución en el ámbito de América Latina, Estados Unidos y Europa.

ING. GERARDO RABINOVICH / DIRECTOR

Está finalizando la primera experiencia de Cambiemos como fuerza política gobernante, en una situación económica a la que no se le puede restar dramatismo: alta inflación, y caída del PBI (la tan temida stangflation) sin poder dominar las principales variables macroeconómicas, como el tipo de cambio, el déficit fiscal y la balanza comercial. Los errores en las políticas económicas no se pueden disimular. La promesa de reducir la pobreza no se ha cumplido, y es quizás la materia pendiente más apremiante que se deberá afrontar en el próximo gobierno.

Sin embargo, también se pueden destacar logros en campos insospechables al inicio de la gestión, entre los que se destaca la capacidad de gobernar siendo una fuerza política minoritaria en el Congreso, asegurando el funcionamiento de las instituciones y transparentando la gestión del Gobierno, principalmente con la normalización del INDEC y el cumplimiento de metas relacionadas con la construcción de infraestructura vial y sanitaria en todas las provincias del país, que son muy visibles en la Ciudad de Buenos Aires, en el conurbano y en la provincia de Buenos Aires.

El sector energético comenzó la gestión con un diagnóstico acertado, buscando normalizar el funcionamiento institucional quebrado por la gestión de gobierno de Cristina Kirchner, pero su principal carencia consistió en no blanquear la pesada herencia recibida y haber empleado un tratamiento equivocado, pese al buen diagnóstico, sin coordinación con las políticas macroeconómicas instrumentadas en otras áreas del mismo Gobierno.

La rotación de funcionarios en el área ha sido una fuerte demostración del desconcierto del gobierno para gestionar el sector energético, y las serias dificultades que las malas decisiones de los funcionarios de turno causaron tanto a la imagen del gobierno (eliminación poco acertada de subsidios a las tarifas, idas y vueltas con la tarifa social), como a su gestión (subsidios a la oferta,

diseñados sin límites y que tuvieron que ser recortados ante la imposibilidad de continuar con los mismos, luego del acuerdo con el FMI).

Pero también el sector energético mostró logros importantes, en materia de abastecimiento eléctrico se acabó la emergencia, mejoraron los indicadores de calidad de servicio en el área metropolitana, arrancó la producción de petróleo y gas no convencional en Vaca Muerta marcando un punto de inflexión a la caída continua en la producción petrolera de los últimos 20 años, entraron en operación centrales de energía renovable no convencional, eólicas, solares, biomasa, pequeñas hidroeléctricas superando este año los 1000 MW de capacidad instalada, y con datos concretos que durante 2019 y 2020 este sector va a seguir creciendo.

En el ámbito institucional se normalizaron los Entes Reguladores de Gas y Electricidad, nombrando a sus Presidentes y Directores por concurso público como lo establecen las leyes de marco regulatorio, se normalizaron las tarifas de servicios públicos de transporte y distribución de gas natural con las Revisiones Tarifarias Integrales (RTI) que restablecieron las relaciones contractuales entre el Estado y las empresas y devolvieron rentabilidad y capacidad de inversión a estas.

En síntesis, un balance gris con avances y retrocesos pero que marcó un punto de inflexión con la gestión kirchnerista devolviendo algo de racionalidad a las decisiones energéticas. Sin embargo, todavía no salimos del muy corto plazo y falta una visión política racional de hacia donde debemos orientar el sector energético para que cumpla su función de proveer un suministro confiable y al mínimo costo posible, optimizando los beneficios de productores y consumidores.

El mundo está cambiando, y el sector energético es quizás, con la tecnología informática, uno de los vectores principales de ese cambio. Múltiples son los beneficios de subir a ese tren en marcha y para ello debemos



continuar por el camino iniciado en el 2015 y corregir los graves errores cometidos. El documento de base de los consensos de los ex Secretarios de Energía y firmado por un amplio abanico político tiene materias pendientes. El Instituto Argentino de la Energía, actualiza y amplía ese documento con su Agenda Energética 2019, que merece ser consultada en la pagina web del IAE (www.iae.org.ar).

En el reciente congreso internacional de economistas de energía organizado por el IAE, el Instituto Torcuato di Tella y la Asociación Latinoamericana de Economistas de Energía se debatieron en tres jornadas los grandes temas de la economía de la energía, la transición y el cambio climático. Más de trescientos trabajos y presentaciones que se pueden consultar en la pagina de la ALADEE (www.aladee.org), y que en este número recogemos en algunos artículos que consideramos muy relevantes.

Desde la factibilidad de la generación distribuida y un desarrollo teórico del sendero de beneficios para el productor-consumidor (prosumer) y el distribuidor, con sugerencias desarrolladas por el presidente del ENRE,

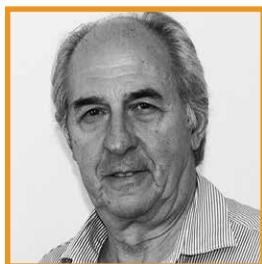
la estrategia de Uruguay para una importante penetración de las energías renovables no convencionales materializada en los últimos años y explicada por uno de sus principales inspiradores, los impactos de las nuevas tecnología sobre nuestro modelo de vida y sobre la importancia de la hidroelectricidad y la energía nuclear en un futuro descarbonizado, se complementan con las problemáticas actuales asociadas al tratamiento de los subsidios energéticos heredados del gobierno anterior, y aun no resueltos, y la necesidad de implementar una política de largo plazo, que pueda ser alimentada desde una planificación energética elaborada de forma científica por técnicos y profesionales del sector dirigidos por la autoridad de aplicación, la Secretaria de Energía de la Nación, y un detalle no menor, teniendo los hechos de corrupción que se encuentran actualmente en investigación, las políticas de Compliance de las empresas, en muchos casos alcanzadas y obligadas por la normativa internacional.

.El futuro nos demanda un esfuerzo permanente de anticipación, la transición energética es un tren en marcha al que debemos subirnos y que nos puede reportar importantes beneficios.



LA ENERGÍA SIEMPRE LA ENERGÍA EN EL CENTRO DEL PROBLEMA POLÍTICO ARGENTINO

El futuro presenta grandes desafíos a la Argentina en materia energética. La experiencia del período 2015-2019 nos marca que debemos modificar muchos enfoques para la gestión de este sector. El IAE General Mosconi cree que es necesario aplicar racionalidad y conocimiento en la gestión de una materia que es necesariamente compleja. En este aspecto la **Agenda Energética IAE 2019** es un verdadero **Programa Energético para el período 2019-2023**.



JORGE LAPEÑA
Presidente del IAE "General Mosconi"

Transcurre el cuarto año del gobierno del presidente Macri. Argentina consumió el tiempo casi íntegro de un gobierno, pero no logró resolver aún los principales problemas políticos, económicos y sociales nacionales. El peligro que se cierne en el horizonte político es serio: regresar al punto de partida en 2015; y esto tiene altamente preocupado al 50% de los argentinos.

Cambios vino a normalizar una Argentina anormal y corrupta, pero paradójicamente entregará el mando a su sucesor – sea este de su mismo espacio o de otro- en una situación económica y social percibida con problemas muy complejos aún por resolver: inflación; pobreza y exclusión, déficit fiscal, altos precios de la Energía y deuda externa. En ese contexto se plantea una pregunta fundamental: ¿Seguirá la Argentina siendo una República según las reglas del republicanism que están plasmadas en nuestra Constitución Nacional, o acaso se confrontarán dos modelos republicanos alternativos?

Vale la pena tomarse un respiro y reflexionar sobre si realmente Cambios hizo en este período todo lo que se esperaba de este nuevo espacio político. ¿Aplicó las reglas del buen gobierno? ¿Se preocupó por los consensos dentro del propio espacio y luego afuera de él?

DESDE EL GOBIERNO SE PROPONE UN GRAN ACUERDO

Es realmente positivo que el Gobierno que termina proponga a todo el arco político nacional no kirchnerista un acuerdo básico sobre 10 grandes coincidencias en que todo actor republicano de un país normal debería estar de acuerdo. Pero es llamativo que lo haga ahora.

La pregunta que debemos formular es ¿por qué esos acuerdos no se plantearon a los mismos interlocutores a los que ahora se invita al diálogo y a la coincidencia al comienzo de la gestión que todos sabíamos tendría grandes

complejidades. No hay ninguna repuesta convincente a esta pregunta. Por qué ahora?

La convocatoria realizada por un candidato no es lo mismo que la convocatoria lanzada por un presidente que comienza su gestión, o por un presidente en ejercicio fuera del período electoral.

LOS CONSENSOS IMPULSADOS DEL GRUPO DE 8 EX SECRETARIOS DE ENERGÍA

El sector energético y su gestión en estos 4 años, que es el que nos ocupa y nos reúne es una muestra muy grande de esas faltas de oportunidad y contradicciones. Como muchos recordarán el Grupo de Ex Secretarios de Energía en 2014 propuso a los entonces candidatos a la presidencia de la República firmar una **“Declaración de Compromiso de Política Energética”**. La idea central de la propuesta era que la Energía requería una **Política de Estado** cuya duración pudiera trascender el horizonte temporal de un gobierno garantizando su continuidad en el tiempo.

Era obvio que, habiendo los firmantes pactado en forma consensuada un conjunto de reglas de administración energética, esta pudiera ser aplicada en el caso que alguno

Creo sinceramente que en Energía no convendría repetir la performance 2015-2019, y dicho esto confío en un futuro mejor.

de ellos resultara ganador en la contienda electoral que se realizaría a fines de 2015. Ese compromiso partió de la base que los integrantes del Grupo de Ex Secretarios habían desarrollado previamente a su interior un importante ejercicio de acuerdos previos exitosos. La Declaración fue firmada por: Mauricio Macri quien finalmente resultó el candidato triunfante en la segunda vuelta en 2015 y hoy es Presidente de la Nación, pero además por Sergio Massa; Margarita Stolbizer, Hermes Binner; Ernesto Sanz; Julio Cobos; por varios partidos políticos a través de sus apoderados como el GEN, el Partido Socialista; la UCR; y además los principales líderes parlamentarios de dichos partidos: el Dip. Mario Negri; la Dip. Alicia Ciciliani; el Senador Ángel Rozas y otros distinguidos políticos.

En un país como Argentina, acostumbrado a concebir la política como un espacio de confrontación y



Cuidemos la energía

Trabajamos junto con nuestras 47 distribuidoras para cuidar el medio ambiente y avanzar con el uso eficiente de la energía eléctrica en el hogar.


adeera
ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA

www.adeera.org.ar  @Adeeraok  adeera  adeeraok



desencuentro en vez de un foro de acuerdos y de síntesis esta propuesta del Grupo de Ex Secretarios fue considerada de avanzada y ponderada por el periodismo y por los actores políticos relevantes de hace un lustro. Era una oportunidad histórica para demostrar que quien ganara cumpliría compromisos firmados al menos en ese tema y sustraería dichos temas del permanente debate.

La experiencia probó que en casi cuatro años de gobierno, desde 2015 en adelante, esos acuerdos firmados no se plasmaron en acuerdos concretos, exigibles y controlables para la ejecución de esos compromisos con los firmantes, ni tampoco sirvió para lograr acuerdos parlamentarios duraderos, para aprobar planes, etc. Dicho de otra forma, quien tendría que haberlos ejecutado transformando a esos acuerdos en **Política de Estado** no los formalizó con los firmantes originales. Los compromisos se transformaron así en excesivamente laxos poco controlables y letra muerta.

La pregunta es: porqué quien no hizo cumplir en tiempo y forma lo que el mismo firmó, ahora propone a los mismos actores acuerdos sobre temas aún más generales y a lo mejor menos elaborados y consensuados. Una visión optimista me hace pensar que de la mala experiencia los hombres sabios aprenden. Creo sinceramente que en Energía no convendría repetir la performance 2015-2019, y dicho esto confío en un futuro mejor.

LA ENERGÍA Y EL FUTURO

El futuro presenta grandes desafíos a la Argentina en materia energética. Creo que la experiencia del período 2015-2019 nos marca que debemos modificar muchos enfoques para la gestión de este sector de la infraestructura. Está claro para el IAE Mosconi que la gestión de doce años que van desde 2003 a 2015 tuvo características de irracionalidad técnica y económica, y generaron un retroceso en múltiples rubros que conforman la ecuación energética argentina. Además, creemos que esa irracionalidad

estuvo acompañada por la corrupción sistémica que está siendo hoy juzgada por la justicia y que involucra a una buena parte de los más altos funcionarios gubernamentales de ese período. **A ese pasado no debemos volver porque no tiene nada que merezca repetirse.**

El IAE Mosconi cree que es necesario aplicar racionalidad y conocimiento en la gestión de una materia que es necesariamente compleja. En este momento estamos realizando la **Agenda Energética IAE 2019**, que concluiremos en el mes de junio y que será un verdadero **Programa Energético para el período 2019-2023**. Ese programa será propuesto a los principales actores políticos argentinos en el entendimiento que no existe posibilidad de alcanzar logros trascendentes en Energía si previamente no se aprueba una “**estrategia nacional energética**” que luego pueda ser plasmada en un “**Plan Energético Nacional**” aprobado por el Parlamento que Argentina no posee.

Dejo para el final un hecho que valoro como muy positivo y alentador; como es el resultado de la ronda licitatoria costa afuera en la Plataforma Continental realizado por el Gobierno, que muestra que el camino de la inversión de riesgo en exploración no está cerrado a pesar de que en los últimos 25 años la exploración fue materia olvidada. Las ofertas de compromiso de inversión en la Cuenca de Malvinas Oeste abren interesantes expectativas.

Uno de los grandes desafíos que enfrenta Argentina es darle un rol nacional a Vaca Muerta que no puede ser, como hasta ahora y desde hace 2 lustros, la única carta energética de la Argentina, y menos si su desarrollo se plantea en base al subsidio con fondos públicos que Argentina no posee. Un Vaca Muerta más enfocado en el Crudo exportable y menos en el gas subsidiado quizás sea una de las líneas maestras que tendremos que implementar de ahora en adelante.

13 de mayo de 2019

PRECIOS, TARIFAS Y SUBSIDIOS A LA ENERGÍA

¿HACIA DÓNDE VAMOS?

Una parte de la profesión económica ha visto la readaptación tarifaria, o la “salida” de este ciclo tarifario como algo inevitable y por lo tanto necesario. Sin embargo, se desnudan falencias debidas a la ausencia de una buena estrategia que podrían haber sido anticipadas. La ausencia de coordinación macroeconomía-energía llevó a un sendero de inconsistencia entre lo macro y lo sectorial. Una revisión de la reforma regulatoria pendiente en gas y electricidad es ahora impostergable. Se requiere un cambio de orientación significativo que este más alejado del dictado de los lobbies sectoriales que ha prevalecido en estos años.



FERNANDO NAVAJAS

Economista Jefe de FIEL; Vice-Presidente 1° de la Academia Nacional de Ciencias Económicas (ANCE); Profesor Titular de la UBA y UNLP; Premio Konex de Platino 2016 “Análisis Económico Aplicado”

Varios trabajos que han venido midiendo y estudiando los ciclos tarifarios reales en la Argentina no pueden dejar de sorprender por la magnitud y duración del atraso tarifario que, en particular en gas y electricidad, se acumuló en entre 2002 y 2015.¹ Ahora, cuatro años más tarde, está culminando lo que podría denominarse el intento de escape de un ciclo político tarifario inédito a nivel mundial. Existen dos líneas de estudio e investigación de este fenómeno que explican, respectivamente, la “entrada” u origen de estos fenómenos² y la “salida” o “escape” de un atraso tarifario³. Ambos fenómenos de entrada y salida pueden verse separadamente porque si bien están interrelacionados, pueden ser bastante independientes en cuanto a los condicionantes de economía política que los

determinan. Este fenómeno argentino es a su vez bastante idiosincrático y en rigor no existe en el vasto conjunto de estudios de casos a nivel internacional⁴, algo estrictamente parecido a lo que hemos visto en la Argentina.

Una parte de la profesión económica y toda la prensa escrita favorable al gobierno ha visto la readaptación tarifaria o la “salida” de este ciclo tarifario como algo inevitable y por lo tanto necesario, llegando por momentos a calificarlo como uno de los mayores logros del gobierno de Cambiemos. Frente a la evidencia abrumadora de los graves problemas que la adaptación tarifaria enfrentó, la respuesta común de este arco ha sido atribuir esto a resistencias políticas frente a un ajuste

(1) Véase por ejemplo Navajas (2015) y Cont, Navajas y Porto (2019). Antecedentes de estos trabajos se remontan a Nuñez Miñana y Porto (1976), Porto y Navajas (1989) y Navajas (2006).

(2) Véase por ejemplo Hancevic, Cont y Navajas (2016) que ilustran un modelo de “populismo energético” en donde el atraso tarifario busca realizar transferencias a favor de un apoyo político.

(3) Véase Cont, Hancevic y Navajas (2019) quienes elaboran sobre las dificultades de la “salida” de un ciclo cuando los costos escalan demasiado en relación a la capacidad de pago de la demanda, como ocurrió en el caso argentino.

(4) Una reseña de estos casos y de los ingredientes para una salida “exitosa” de los ciclos tarifarios y subsidios, según se registra en estos estudios de caso, se realiza en Cont y Navajas (2019).

inevitable. Sin embargo, desde los análisis mencionados arriba, surge una visión distinta y que desnuda falencias debidas a la ausencia de una buena estrategia de salida en materia de tarifas y subsidios. Los tropiezos no se debieron a resistencias, sino a errores parcialmente evitables. Estos no ocurrieron de modo sorpresivo e inevitable, sino que podrían haber sido anticipados en función del conocimiento de la historia y características de la economía argentina.

UNA CRÍTICA DESDE DOS ÁNGULOS

Existen dos temas o ángulos importantes a mencionar en la crítica anterior, que tienen que ver con cuestiones macroeconómicas y de diseño regulatorio-sectorial. La evidencia histórica de la Argentina apuntaba a que iba a ser sumamente difícil evitar la interacción entre el ajuste real de tarifas, el tipo de cambio y el impacto en la estabilidad de precios, a menos que esto formara parte de un programa amplio con una coordinación macroeconómica bien establecida. Este punto fue desarrollado de modo explícito y con simulaciones de impacto en Navajas (2015). Frente a este problema y a un desequilibrio externo y fiscal agravado, la política macroeconómica no pudo encontrar la coordinación necesaria para evitar caer en una espiral de cambios de precios relativos, mayor inflación y elevado costo del capital. Más allá de las explicaciones alternativas de este fenómeno, lo cierto es que la ausencia de coordinación macro-energía llevó a un sendero de inconsistencia entre lo macro y lo sectorial que menciona la nota al pie anterior.

El otro ángulo del problema de diseño estuvo, y todavía está, en el ámbito de lo regulatorio-sectorial. Muy temprano en la preparación de diagnósticos sobre la transición posterior al gobierno del Frente para la Victoria (FPV), se anticipó la necesidad de tener un esquema que vincule estrechamente la política de precios y tarifas de corto plazo con cuestiones de diseño regulatorio que brinden un norte en materia del “compacto regulatorio” (instituciones, políticas, instrumentos) energético.⁵ Esto se desestimó bajo el argumento incorrecto de que no puede haber diseño de mercados y regulaciones de largo plazo sin una previa adaptación tarifaria. Pero precisamente, el diseño regulatorio brinda un ancla sobre cuáles deberían o resultarían ser (el nivel y la estructura de) los costos de largo plazo a los que tienen que apuntar los precios y tarifas

Se requiere un cambio de orientación significativo respecto a lo que hemos visto en estos años.

de partida. En cambio, haber diagnosticado el problema como solamente una patología de bajos precios que paga la demanda llevó a no cuidar el lado de los costos y con ello terminar agravando la posible insostenibilidad de la reforma tarifaria. Objetivos tales como la reducción de subsidios sólo tienen sentido cuando los precios y tarifas van en busca de costos marginales eficientes de largo plazo, no cualquier nivel de costos. Nunca se cuidó la vulnerabilidad de la reforma tarifaria frente a una escalada de costos que no iban a ser pagables por la demanda.⁶

¿HACIA DÓNDE VAMOS?

La Argentina tiene, en materia de precios y tarifas de energía algo mucho peor y más desafiante que completar una agenda inconclusa. Necesita una agenda explícita, la que nunca tuvo en estos 4 años. En materia de precios y tarifas es necesario primero recalcar que estos son “instrumentos” y por lo tanto tienen un status -dentro del “compacto regulatorio”- que está debajo de la organización de los mercados mayoristas, algo que la Argentina nunca se planteó en el sector eléctrico en estos años que siguieron a la destrucción cometida en la década previa. Una revisión de la reforma regulatoria pendiente en gas y electricidad es ahora impostergradable. No puede esconderse o dejarse para después, tiene que ser ahora. Pero no debe encararse como un simple retorno automático a las reglas de los 90s, como se sostuvo en Navajas (2010), porque esas reglas deben adaptarse a un presente muy distinto y prepararse para un futuro de grandes cambios. En los años 90 ni el medio ambiente (descarbonización), ni la aversión a las desigualdades de acceso y de consumo-ingreso, ni por supuesto los cambios tecnológico-organizativos de los sectores, estaban siquiera en el radar. Hoy esos cambios ya dominan la escena y si persistimos en ignorarlos vamos a pagar costos muy altos en el futuro.⁷ En materia tarifaria estos cambios vienen de la mano -en algunos sectores como el de electricidad- de un cambio muy drástico de los costos del servicio que seguramente van a implicar un rebalanceo de cargos fijos y variables, una eliminación de

(5) Véase Navajas (2010) un trabajo preparado, paradójicamente, a pedido de la Fundación Pensar. Una presentación de este argumento se realizó en Agosto de 2010 en el Foro de Política Energética para el Desarrollo Sustentable del Comité Nacional de la UCR.

(6) Cont, Hancevic y Navajas (2019) explotan este argumento para modelar las particularidades de la “salida” argentina de la trampa de subsidios y bajas tarifas reales. El argumento de que la adaptación tarifaria conllevaba a una transferencia de ingresos desde los hogares y empresas que podría ser del doble de la magnitud de los subsidios en el punto de partida (al final de 2015, del orden del 3% del PBI entonces) fue expuesto a fines de Abril de 2018 en un seminario en la Fundación Alem (Navajas, 2018a). La estimación fue mencionada por Cristina Fernández de Kirchner en su alocución en el debate tarifario del Senado de la Nación del 30 de Mayo.

(7) Véase Urbiztondo, Navajas y Barril (2019)

la hoy excesiva discriminación de cargos fijos y variables según niveles de consumo, una introducción de medición inteligente (hacia adonde va Chile ahora) para extraer la voluntad de pago por el uso de la red y un rediseño de los subsidios que sea compatible con una tarifa en dos partes, simple pero modular, y en donde los subsidios e impuestos sean de suma fija e integrables a los cargos fijos y usen información para una focalización inteligente⁸. Solo

estas modificaciones o líneas de reforma van a permitir volver a mercados mayoristas eficientes y precios competitivos y accesibles o asequibles (la traducción de lo que se denomina “affordability”) para hogares y empresas. Se requiere un cambio de orientación significativo respecto a lo que hemos visto en estos años y que este más alejado del dictado de los lobbies sectoriales que ha prevalecido en estos años.

REFERENCIAS

- Cont W. y F. Navajas (2019), “Subsidios a los servicios de infraestructura en LAC: Direcciones de reforma”, manuscrito no publicado, BID.
- Cont W., P. Hancevic y F. Navajas (2019), “Political energy price cycles: entry and exit”, 7 ELAEE, <https://7elae.ealadee.org/>
- Cont W., F. Navajas y A. Porto (2019), “Precios públicos y política económica”, manuscrito no publicado, a presentarse en las 52ª Jornadas Internacionales de Finanzas Públicas, UNC, Córdoba, 18-20 Septiembre.
- Hancevic, P., Cont, W. and Navajas, F. (2016), “Energy populism and household welfare”, *Energy Economics*, 56:464-474.
- Navajas, F. (2006). Estructuras Tarifarias Bajo Stress. *Económica (La Plata)*, (Núm. 1-2): pp. 77-102.
- Navajas F. (2010), “Infraestructura y energía en la Argentina: Diagnósticos, desafíos y opciones”, Documento de Trabajo de FIEL N°105, Noviembre.
- Navajas F. (2015), “Subsidios a la energía, devaluación y precios”, en Julio Berlinski y Omar Chisari (eds.) *Un siglo de la Academia Nacional de Ciencias Económicas*, Buenos Aires: EDICON, 2016
- Navajas F. (2018a), “Energía y política tarifaria: avances, problemas, reformas”, exposición en Fundación Alem, Abril 24.
- Navajas F. (2018b): “Impuestos y cargos específicos en las tarifas de los servicios de infraestructura”, *Nota Técnica 1473*, Banco Interamericano de Desarrollo, Agosto. <https://publications.iadb.org/handle/11319/9032>
- Núñez Miñana H. y A. Porto (1976), “Análisis de la Evolución de Precios de las Empresas Públicas en la Argentina”, *Desarrollo Económico*, vol 16, N°63, Octubre-Diciembre, pp. 307-332.
- Porto A. y F. Navajas (1989), “Tarifas Públicas y Distribución del Ingreso: Teoría y Medición Preliminar para la Argentina”, *Revista de Análisis Económico (LADES/Georgetown University)*, Vol.4, N°2, pp.59.80.
- Urbiztondo S., F. Navajas y D. Barril (2019), “Regulation of Public Utilities of the Future in LATAM & Caribbean: The Argentine electricity sector”, manuscrito no publicado, BID.

(8) Véase Navajas (2018b) y Cont y Navajas (2019)



The image is a promotional graphic for CEARE. It features a background of a hand holding a pen over a document with charts and graphs. The CEARE logo, consisting of two overlapping circles, is centered at the top. Below the logo, the text 'CEARE' is written in a bold, white, sans-serif font. Underneath, the main title 'MAESTRÍA INTERDISCIPLINARIA EN ENERGÍA' is displayed in a larger, bold, white, sans-serif font. Below the title, the text 'PREINSCRIPCIÓN AGOSTO 2019' is written in a smaller, white, sans-serif font. At the bottom of the graphic, there is a white box containing contact information: 'Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética. Facultad de Derecho de la Universidad de Buenos Aires. Avenida Figueroa Alcorta 2263 2º Piso. Tel./Fax: (+54 11) 4809-5709 - Email: ceare@arnetbiz.com.ar Web: www.ceare.org' followed by social media icons for Facebook, Instagram, and Twitter with the handle '@ceareuba'.

DESCARBONIZACIÓN, EFICIENCIA Y ASEQUIBILIDAD: NUEVOS MERCADOS ENERGÉTICOS EN AMÉRICA LATINA

El Séptimo Encuentro Latinoamericano de Economía de Energía (7ELAEE). Conferencia regional de la Asociación Internacional de Economía de Energía (IAEE por sus siglas en inglés) fue organizada por la Asociación Latinoamericana de Economía de Energía (ALADEE), el Instituto Torcuato di Tella (ITDT) y el Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi” los días 10 al 12 de marzo en la Universidad Torcuato di Tella, para tratar la temática que da el título a la presente nota.



DR. LUCIANO LOSEKANN

Presidente saliente de la Asociación Latinoamericana de Economistas de Energía (ALADEE)

La temática a tratar para la que fue convocado el 7ELAEE fue “Descarbonización, Eficiencia y Asequibilidad: Nuevos Mercados Energéticos en América Latina” para discutir los cambios en la industria energética global y los desafíos que los mismos plantean a los países de América Latina. Participaron en la conferencia más de 300 profesionales, y fue presidida por el Ing. Daniel Perczyk, presidente del ITDT, el Dr. Fernando Navajas, economista jefe de FIEL, como responsable académico y el Ing. Gerardo Rabinovich, vicepresidente 2° del Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi” a cargo de la organización.

La agenda de la conferencia incluyó nueve sesiones plenarias, treinta y una sesiones paralelas, dos mesas redondas y

dos sesiones de posters de estudiantes de posgrado.

El Dr. Adonis Yatchew, Director del Energy Journal de la IAEE, abrió las sesiones con una conferencia titulada “Noticias Falsas, Grandes Ideas, que necesitamos conocer sobre Energía?”: Esta presentación incluyó aspectos tecnológicos e institucionales relacionados con la evolución de la industria energética. Desde la perspectiva institucional el disertante indicó que la pregunta más importante corresponde a definir el rol del Estado, y las respuestas están inscriptas en la historia energética global. En primer lugar, las fallas del mercado han justificado las intervenciones de los gobiernos. Luego de los años 1970 quedó claro que el gobierno también falla. Las lecciones del siglo

Se discutieron los cambios en la industria energética global y los desafíos para América Latina.

20 indican que las fallas del mercado no pueden ser reemplazadas por intervenciones excesivas y la fórmula más adecuada es la que se resume en la frase “competencia donde sea posible y regulación donde sea necesario”

El Dr. Yatchew sugirió que las necesidades humanas son las que orientan el progreso tecnológico, y las frustraciones ayudan a navegar contra el viento, permitiendo los viajes oceánicos en la Edad de los Descubrimientos (entre los siglos 15 y 18). Las experiencias personales son útiles para ilustrar los problemas de la economía de la energía creando empatía con la audiencia.

Las sesiones plenarias combinaron presentaciones desde las perspectivas internacional, regional y nacional. Tres sesiones plenarias simultáneas se realizaron el lunes 11 de marzo y otras tres el martes 12 de marzo. La sesión sobre la transición en el sector petrolero analizó los impactos de las nuevas tecnologías y las necesidades de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, el Dr. Jorge León, economista de BP, presentó una visión general de la industria y las proyecciones y tendencias que la empresa sintetizó en su panorama mundial hacia el 2030. El Dr. Helder Queiroz Pinto Jr., profesor de la Universidad Federal de Rio de Janeiro (UFRJ), y el Dr. Víctor Rodríguez Padilla, de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), comentaron las implicancias de estas tendencias en Brasil,

a partir de la explotación del Pre Sal, y del cambio de gobierno en México, respectivamente.

En el sector eléctrico, las discusiones estuvieron focalizadas en la integración de las fuentes convencionales y las nuevas energías renovables en la generación de electricidad, en los escenarios de transición. Giuseppe Montesano de la Fundación ENEL y Reinhard Hass de la Universidad Tecnológica de Viena, hablaron desde una perspectiva internacional, mientras que la Dra. Virginia Parente de la Universidad de San Pablo y el Ing. Rubén Chaer de la Universidad de la República del Uruguay presentaron la situación de sus países en América Latina. Se presentaron nuevos diseños de mercado como alternativas para minimizar los costos de la penetración de las energías renovables no convencionales en el balance de energía eléctrica.

En la tercera sesión plenaria del lunes se trataron los temas de “Demanda de energía, eficiencia energética y cambio climático”. La Ing. Andrea Heins, ex subsecretaria de Ahorro y Eficiencia Energética planteó el desafío de promover la eficiencia energética en la Argentina y los objetivos del país en la materia. La Dra. Mariana Conte Grand, de la Universidad del CEMA se refirió a la convergencia de los conceptos de desacople del crecimiento económico y de la eficiencia energética en la literatura económica reciente. Se refirió a distintos tipos de desacople e ilustró la experiencia

Las sesiones plenarias combinaron presentaciones de reconocidos especialistas internacionales, regionales y nacionales.

TECNOLATINA

Nuestra energía a su servicio

Servicio de Ingeniería y Consultoría

Generación, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica

Contratos de abastecimiento de Gas Natural y Energía Eléctrica

Ampliaciones y accesos a los sistemas de Transporte de Gas Natural y Energía Eléctrica

TECNOLATINA S.A.

Suipacha 1111 - Piso 31°
(C1008AAW) Buenos Aires
Argentina

TE: 4312-0066 - Líneas Rotativas
Email: tecnolatina@tecnolatina-sa.com.ar
Website: www.tecnolatina-sa.com.ar

argentina. El Dr. David Broadstock, de la Universidad Politécnica de Hong Kong presento un modelo que vincula las emisiones de CO2 con variables económicas en los países de la Unión Europea. En este modelo el progreso tecnológico es una variable endógena, a través de una variable de tendencia estocástica.

El martes 12 de marzo, en la sesión plenaria sobre la participación del gas natural en la transición hacia mercados con bajos contenidos de carbono, el Profesor Peter Hartley de la Universidad de Rice en los Estados Unidos, comentó la influencia de la generación eléctrica con fuentes renovables sobre los mercados de gas natural. Mostró evidencias de la Unión Europea y de Australia, donde las altas participaciones de energías renovables implican crecientes precios finales de la electricidad. Agregó por otra parte que los precios del gas natural están correlacionados positivamente con los precios de la electricidad. El profesor Edmar de Almeida de la UFRJ (Brasil) habló sobre los desafíos de promover la competencia del gas natural en la industria brasilera del gas. Finalmente el Dr. Raúl Bertero de la Universidad de Buenos Aires, se refirió a los subsidios que han incrementado el precio del gas natural proveniente del yacimiento no convencional de Vaca Muerta (shale gas) desde 2016. Algunas distorsiones en la formación de precios provienen del mecanismo de subastas implementado por el gobierno para incrementar la competencia en la industria. Los consumidores residenciales son los más afectados por estas distorsiones debiendo pagar precios superiores al resto de la demanda.

La sesión sobre las empresas de servicios públicos del futuro debatió como la generación distribuida y la autogeneración impacta en los modelos de negocios tradicionales de estas empresas. El Ing. Christophe Bonnery, presidente de la IAEE y Director de Planeamiento de Enedis (Francia), comentó la experiencia internacional y en particular en Francia sobre el tema, mientras que el Dr. Santiago Urbiztondo, de la Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL) y el Ing. Andres Chambouleyron, Presidente

del Ente Nacional de Regulación de la Electricidad de Argentina, mostraron cuales son los desafíos para la Argentina. El presidente de la empresa eléctrica del Uruguay (UTE), Dr. Gonzalo Casaravilla comentó la experiencia en su país donde la expansión de las energías renovables es masiva y puede cubrir el 100% de la generación eléctrica en el corto plazo.

La sesión plenaria sobre Energía y Desarrollo Social trató los problemas del acceso universal y la asequibilidad en América Latina. El principal tema de la región está asociado a la pobreza en América Latina, y en la mesa estuvieron representantes de Argentina, Colombia y México: el Ing. Victor Hugo Ventura de la Comisión Económica para América Latina; el Lic. Daniel Bouille de Fundación Bariloche; el Dr. Hugo Altomonte ex Director de Recursos Naturales de CEPAL e Isaac Dyner, decano de la Universidad Tadeo Lozano de Colombia, expusieron distintos casos relacionados con pobreza y energía en América Latina, y los progresos de los últimos años.

El profesor Dr. Jacques Percebois de la Universidad de Montpellier, brindó una clase magistral sobre los procesos de transición energética en los países de la Unión Europea. Puso un especial énfasis en los desafíos que enfrenta el nuevo diseño de los mercados, en tanto las energías renovables vayan asumiendo una mayor participación en el mercado. En particular destacó que el mecanismo de formación de precios puede migrar hacia un reconocimiento del pago por capacidad, de forma de viabilizar las centrales de altos costos fijos como las nucleares, que son muy importantes si se quiere reducir las emisiones de CO2 provenientes de la producción de electricidad.

La sesión plenaria que cerró el Congreso trató las relaciones entre la energía y el cambio climático. El Dr. Hernán Carlino del Instituto Torcuato Di Tella, exploró los aspectos conceptuales de estas relaciones, mientras que el Dr. Jean Michel Glachant, decano de la Escuela de Regulación de Florencia de la Universidad Europea, se refirió a los objetivos de

Las sesiones de trabajo involucraron un amplio conjunto de temas de la economía de la energía.

descarbonización de la Unión Europea y la Dra. María Elisa Belfiore de la Universidad Católica de la Argentina se focalizó en la experiencia del país en este tema, desarrollando un modelo de estimación del precio del carbono.

Las sesiones paralelas de presentación de trabajos involucraron un amplio conjunto de temas de economía de la energía. Se caracterizaron por la alta calidad de las presentaciones y el rico debate académico propuesto, a través de los casi doscientos trabajos seleccionados y presentados en el Congreso.

Al mismo tiempo que las sesiones paralelas, se realizaron dos Mesas Redondas, la primera de ellas referida a las “Nuevas Regulaciones en el transporte eléctrico, el almacenamiento de electricidad y la generación distribuida”. Los animadores de la discusión fueron la Dra. Amela Ajanovic de la Universidad Tecnológica de Viena, el Ing. Scott Osborne de la empresa

Wärtsilä, Estados Unidos y Canadá, y la Dra. Joisa Dutra de la Fundación Getulio Vargas del Brasil.

La segunda Mesa Redonda tuvo el provocador título de “Transición Energética: que podemos esperar?” y el debate fue sostenido por el Dr. Michel Derdevet, secretario general de la empresa Enedis de Francia, el Dr. Ron Ripple de la Universidad de Tulsa, en Estados Unidos, y el Lic. Luis Rotaecche del Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”.

Fueron tres días intensos, donde los participantes tuvieron la oportunidad de conocer expertos regionales e internacionales, los jóvenes profesionales y estudiantes posdoctorales pudieron presentar sus investigaciones al mismo nivel que experimentados académicos y profesionales de todo el mundo, y participar en la red de la comunidad de la economía energética. En el 2021, la próxima conferencia se realizará en Bogotá, Colombia.

Fueron tres días intensos de la comunidad de la economía energética de América Latina. En el 2021, la próxima conferencia se realizará en Bogotá.

Smart Power Generation

Centrales eléctricas híbridas con motores flexibles y eficientes, solar fotovoltaica y baterías.



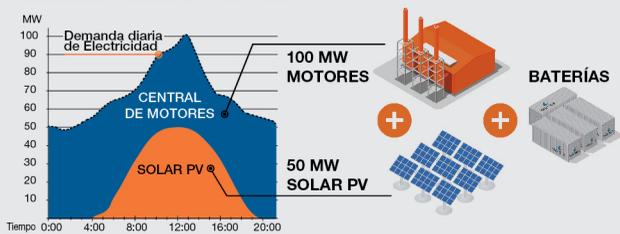
Wärtsilä es la primera compañía en el mundo que ofrece centrales híbridas de gran escala que integran las ventajas de los motores multi combustible de alta eficiencia, junto con generación solar fotovoltaica y soluciones de almacenaje en baterías de ion-litio.

Las centrales híbridas brindan considerables ahorros de combustible, flexibilidad operacional y reducen las emisiones manteniendo alta disponibilidad y bajo costo de energía.

Lea más sobre centrales híbridas en:
<https://www.wartsila.com/energy/solutions/hybrid-power-plants>

CENTRAL ELÉCTRICA HÍBRIDA

MOTORES + SOLAR PV + BATERÍAS



Tiempo 0:00 4:00 8:00 12:00 16:00 20:00

www.wartsila.com
Wärtsilä Argentina S.A. | Tronador 963, Ciudad de Buenos Aires | +54 11 4555-1331 | info.argentina@wartsila.com

UN MODELO ECONÓMICO DE GENERACIÓN DISTRIBUÍDA

Este trabajo fue presentado por el Ing. Chambouleyron en la sesión plenaria destinada a empresas públicas del futuro e inmediatamente atrajo la atención de numerosos académicos allí presentes. A través de una modelización simple explica el punto de convergencia entre un autogenerador con energías renovables (prosumer) y la empresa distribuidora, para la instalación de paneles solares y la venta de excedentes a la red.



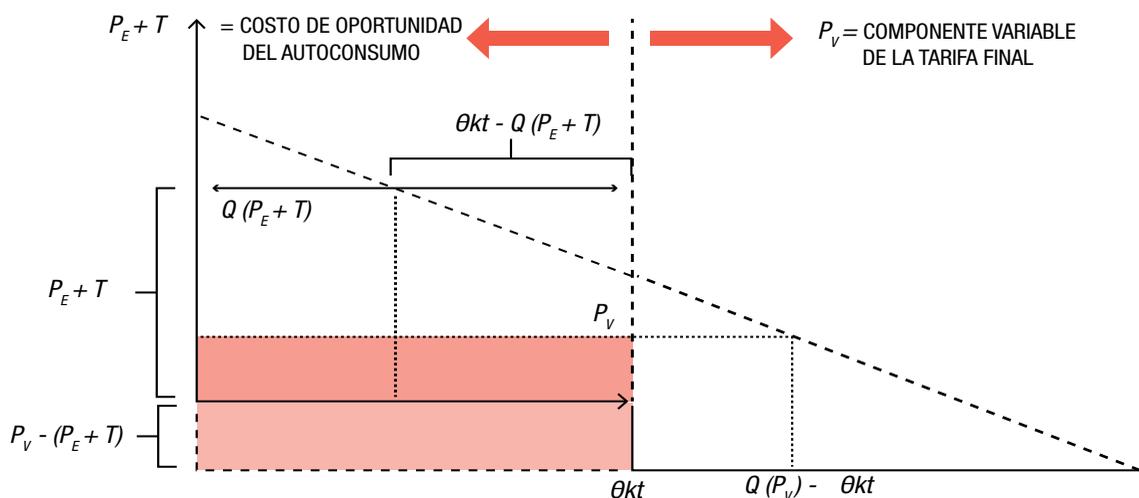
ANDRES CHAMBOULEYRON
Presidente Ente Nacional Regulador de la Electricidad

Se define a la generación distribuida como aquella que usa fuentes renovables de energía, como el sol, el viento, el agua en cauces de río, la biomasa, y otros, para generar electricidad con el objeto de ser **autoconsumida** en el mismo punto de generación **inyectando** a su vez el excedente no autoconsumido a la red de distribución. En nuestro país la actividad está regulada por la Ley 27.424 y sus Decreto 986/18 y Resolución SGE 314/18 reglamentarias que establecen que la potencia a instalar debe ser igual o inferior a la contratada con el distribuidor y que el excedente que el usuario inyecte a la red será remunerado

al precio estacional más el cargo de transporte.

UN MODELO ECONÓMICO SENCILLO

Imaginemos un usuario residencial con potencia instalada de k kW en su vivienda y que adquiere un panel solar de θk kW de capacidad donde $\theta \leq 1$ como lo establece la regulación. Ese panel generará θkt kWh de energía durante t horas por mes. La decisión del usuario de instalar el panel y cuánto consumir dados los precios de mercado se puede analizar con el siguiente gráfico.



El gráfico ilustra una curva de demanda de electricidad separada en dos partes por la energía θkt generada por el panel. Hacia la derecha de θkt el usuario consume más de lo que genera el panel y toma de la red la diferencia $[Q(P_V) - \theta kt]$ enfrentado un precio por unidad igual al componente variable de la tarifa P_V . A la izquierda de θkt el usuario consume menos de lo que produce el panel y lo que no consume $[kt - Q(P_E + T)]$ se lo vende a la distribuidora a un precio igual $P_E + T$ por KWh. Nótese que si bien el autoconsumo es libre, tiene sin embargo un costo de oportunidad igual a $P_E + T$ que es lo que el usuario deja de percibir al no venderle esa energía a la distribuidora. Asumiendo un usuario que consume más de lo que genera el panel, aquel instalará un panel siempre y cuando su gasto mensual sea igual o menor a su gasto mensual sin panel o si:

$$m + [Q(P_V) - \theta kt] P_V + \theta kt (P_E + T) + C \leq m + Q(P_V) P_V$$

Donde m es el cargo fijo que el usuario le paga a la distribuidora instale o no el panel (irrelevante al momento de la decisión) y C es el costo mensual del panel que incluye amortización del equipo y O&M. Reordenando:

$$[P_V - (P_E + T)] \theta kt - C \geq 0$$

El usuario instalará el panel siempre y cuando el gasto **evitable** (*i.e.* componente variable de la tarifa P_V por θkt) sea lo suficientemente alto como para compensar: **a)** el costo de oportunidad del autoconsumo ($P_E + T$ por θkt) más **b)** el costo mensual C del panel. En otras palabras, mientras más alto sea el componente variable de la tarifa (P_V), más dinero se va a ahorrar el usuario al instalar el panel. Mientras más alto sea el precio al que el usuario le pueda vender energía a la distribuidora ($P_E + T$), más caro será el autoconsumo ergo menor incentivo habrá a instalar un panel. Similarmente, mientras más caros sean la compra y O&M del panel, menos incentivo habrá para su instalación.

A la distribuidora por otra parte le va a convenir instalar un panel siempre y cuando su beneficio sea superior al escenario sin panel, a saber:

$$(m - CFD) + [Q(P_V) - \theta kt] (P_V - CVD) + \theta kt [P_E (1 + l_E) + T] \geq (m - CFD) + Q(P_V) (P_V - CVD)$$



Nuestro pensamiento está
en brindar el mejor servicio
a todos nuestros clientes

Por eso, durante más de 25 años de gestión incorporamos al servicio a cerca de 800 mil familias y ampliamos nuestra red de distribución superando los 25.000 km.



Naturgy 

Donde CFD y CVD , son los costos fijos y variables de distribución y el término $[P_E (1+l_E) + T] \theta kt$ es el ahorro que experimenta la distribuidora en costos de abastecimiento (incluidas las pérdidas l_E) al no tener que comprar θkt en el mercado mayorista. Reordenando se tiene que:

$$[P_E (1+l_E) + T] - (P_V - CVD) \geq 0$$

Instalar un panel será redituable para la distribuidora siempre y cuando el ahorro que ésta experimente en costos de abastecimiento mayorista (debido a la generación del panel) sea superior al beneficio que deja de percibir por cada KWh que no le vende al usuario por el autoconsumo.

Es evidente que las condiciones de instalación para el usuario y la distribuidora son contradictorias: lo que le conviene a uno no le conviene al otro, a saber: al primero le conviene un P_V alto (gasto **evitable** alto) y a la segunda que sea lo más bajo posible (gasto **evitable** P_V bajo y cargo fijo m alto). Por otra parte, al primero le conviene un costo de oportunidad del autoconsumo ($P_E + T$) bajo mientras que a la distribuidora le conviene que sea alto para reducir su costo de abastecimiento mayorista (incluidas las pérdidas).

Esta aparente contradicción se explica ya que durante la decisión privada de instalación de paneles el usuario no tiene en cuenta el impacto que su decisión tiene sobre los costos del resto de la red eléctrica (menores pérdidas, menores costos de generación, menores inversiones en distribución y transporte, etc.). En otras palabras, el usuario final no internaliza las externalidades (*i.e.* reducciones de costos) que su decisión crea en el resto de la red y, por lo tanto, librada la decisión sólo al usuario, se instalará una cantidad socialmente sub-óptima de paneles.

¿Cómo internalizar todas o parte de esas externalidades y lograr así la cantidad socialmente óptima de paneles? Una forma sería que a la distribuidora se le permitiera instalar en las viviendas paneles de su propiedad incurriendo ella el costo C pero vendiéndole a su vez la energía generada por el panel al usuario con un descuento δ sobre la tarifa variable P_V . Nótese que este arreglo implica (necesariamente) una reducción en la factura del usuario final que es proporcional al descuento δ . La nueva condición de rentabilidad para la distribuidora sería ahora:

$$(m_I - CFD) + [Q(P_V) - \theta kt] (P_V - CVD) - C + \theta kt [P_E (1+l_E) + T] + \theta kt (1-\delta)P_V \geq (m_I - CFD) + Q(P_V) (P_V - CVD)$$

Reordenando se obtiene que

$$\delta P_V \theta kt \leq [P_E (1+l_E) + T + CVD] \theta kt - C$$

Instalar paneles será rentable para la distribuidora en la medida que el descuento que le aplique al precio de venta de la energía generada por el panel (δPV) sea lo suficientemente bajo como para compensar la diferencia entre lo que se ahorra (costo de abastecimiento mayorista más pérdidas) más el costo variable de distribución y el costo C del panel que ahora es incurrido por la distribuidora.

En síntesis, el usuario final instalará paneles solares siempre y cuando lo que se ahorre en su factura final más que compense los costos del panel, ese ahorro sin embargo implica (necesariamente) menores ingresos para la distribuidora. Una forma de evitar esta disyuntiva sería permitirle a la distribuidora instalar ella paneles de su propiedad y venderle al usuario la energía generada por este con un descuento sobre la tarifa final. Este arreglo implica (necesariamente) una mejora en el sentido de Pareto ya que el usuario experimenta un descuento en su factura mensual y la distribuidora aumenta sus beneficios al reducir sus costos de abastecimiento mayoristas que más que compensan el descuento y el costo del panel.

CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO URUGUAYO, EVOLUCIÓN Y PERSPECTIVAS

Uruguay avanza con gran determinación en la instalación de centrales eólicas y solares que le permitirán abastecer la demanda en un futuro previsible con energías renovables, convencionales o no convencionales. En esta nota los autores afirman que el sistema uruguayo podría mantener la confiabilidad en el suministro en niveles similares a los actuales, en un horizonte como el año 2030, con un promedio esperado anual de 65% de abastecimiento en base a energías intermitentes.



ELIANA CORNALINO
Administración del Mercado Eléctrico Mayorista. República Oriental del Uruguay



RUBEN CHAER
Administración del Mercado Eléctrico Mayorista. República Oriental del Uruguay, IIE-FING-Udelar

INTRODUCCIÓN

En la última década, el importante avance de las “nuevas renovables” en la matriz eléctrica mundial ha comenzado a introducir nuevos desafíos para la operación de aquellos sistemas donde los niveles de penetración de estas fuentes de energía variable no gestionables superan ciertos límites.

Uruguay posee una demanda promedio de 1200MW, con una capacidad eólica instalada de 1500MW y 220 MW de energía solar fotovoltaica (ver Figura 1). La participación media actual de estas energías en la energía anual generada es de 30% aproximadamente, y la perspectiva a futuro es continuar expandiendo el sistema a partir de estas fuentes. En la actualidad y en el futuro inmediato la flexibilidad del sistema uruguayo está cubierta gracias a la gran capacidad de respaldo hidroeléctrico existente, de 1500 MW, que a su vez cuenta con suficiente respaldo térmico, de 1172 MW, al que se puede recurrir en períodos de baja hidráulica.

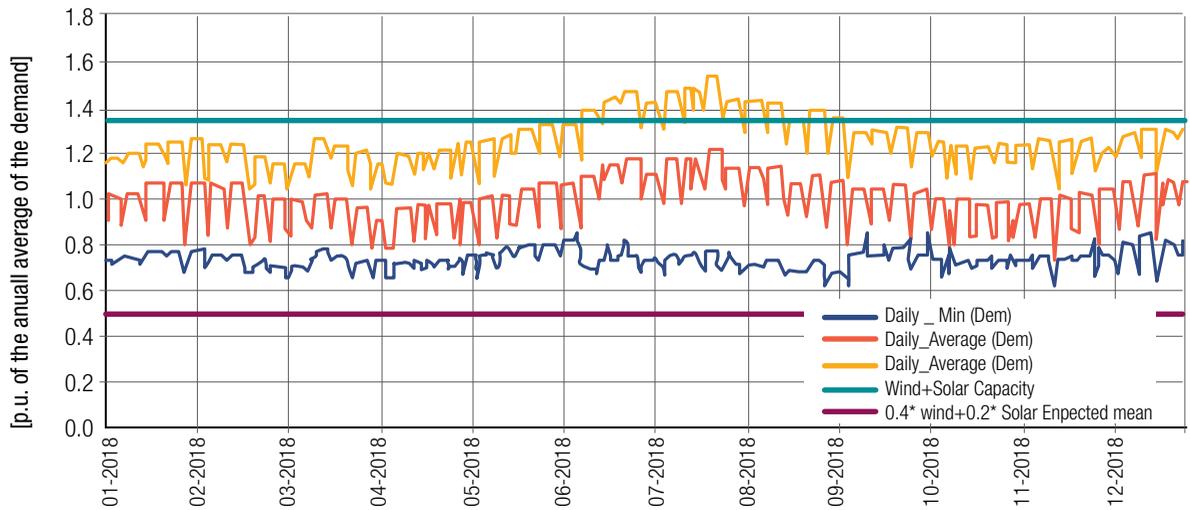
Los planes de expansión óptimos calculados con las

herramientas disponibles, proyectan continuar con la incorporación masiva de generación de fuente eólica y solar, adicionando pequeñas cantidades modulares de respaldo térmico recién en años posteriores al 2030. Desde ADME (Administración del Mercado Eléctrico) como operador del sistema, se requiere tener certeza de que la expansión esperada basada en energía eólica y solar permita continuar con una operación segura y con la confiabilidad adecuada. Frente a esto, el interrogante que surge es si la utilización de las mencionadas herramientas de planificación a largo plazo siguen siendo válidas en un contexto de alto nivel de variabilidad, o si será necesario incorporar nuevos parámetros en la optimización que representen con mayor precisión las complejidades en cuanto a la operación de corto plazo del sistema.

SOBRE LA VARIABILIDAD

En Uruguay, los promedios de energía solar y eólica recibidos en el lapso de dos meses se encuentra dentro de +/-10% su valor esperado con un 90% de confianza. En contrapartida, la energía hidráulica, para alcanzar +/-10% de

FIGURA 1 DEMANDA DIARIA Y ENERGÍA ESPERADA SOLAR Y EÓLICA



su valor esperado con 90% de confianza, requiere promediar intervalos mayores a 16 años. El período promediado necesario para obtener con determinado nivel de confianza un valor esperado de energía está directamente relacionado con el volumen de almacenamiento necesario para filtrar sus variaciones y garantizar un suministro confiable.

Esta característica de variabilidad del sistema nos lleva a tener que modelar muy bien la dinámica de corto plazo, siendo el manejo de dicha dinámica el que determinará la cantidad de energía solar y eólica manejable en el sistema.

EL CAMINO RECORRIDO

El sistema eléctrico uruguayo era hasta algo menos de una década fuertemente dependiente de la combinación de dos variables no controladas: los regímenes de lluvias, que determinaban la generación autóctona disponible

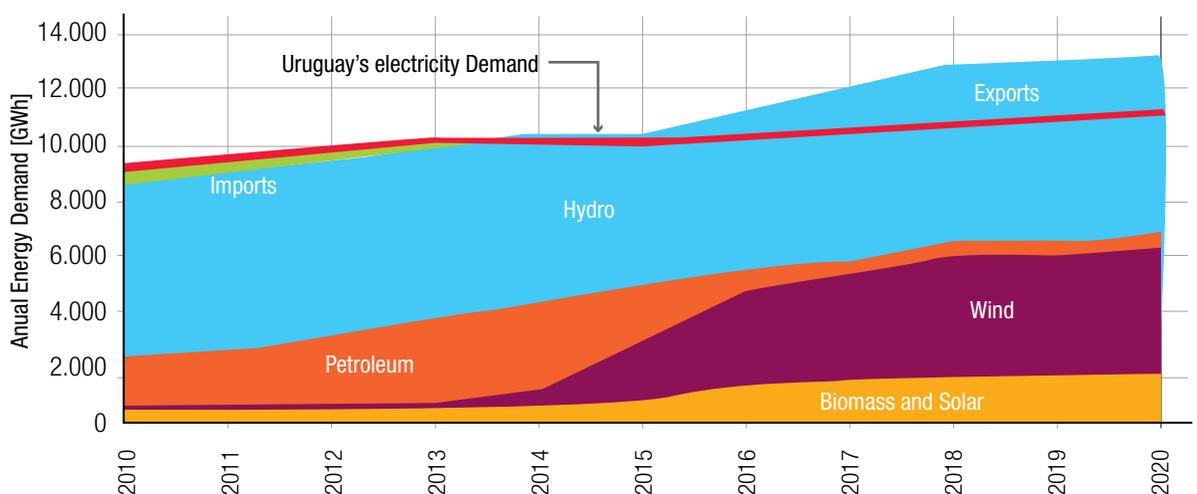
(hidroeléctrica), y los precios del petróleo que determinaban el costo del respaldo térmico necesario.

En el año 2008, la desafortunada combinación de estas variables resultó en un sobrecosto del 300% para el sistema eléctrico respecto de su valor esperado. Esta situación fue decisiva para la implementación de una fuerte política de diversificación de la matriz de generación, promoviendo la instalación de centrales eólicas, solares y de biomasa, con el objetivo de mitigar riesgos.

Para el año 2011 se había elaborado un plan de inversiones fuertemente basado en energías renovables autóctonas. La distribución de energía por fuente resultante de dicho plan se observa en la Figura 2.

Con el plan de inversiones definido, la incertidumbre giraba en torno a si la gran cantidad de energía eólica que

FIGURA 2 DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA POR FUENTE. PLAN DE INVERSIONES 2011





se planteaba instalar sería manejable desde el punto de vista de la operación del sistema.

Para responder a dicha interrogante se realizaron diversos estudios, tanto de prospección de los recursos y su comportamiento para modelarlos dentro de las herramientas de operación óptima del sistema, como del comportamiento del sistema en sí, variabilidad de la demanda, necesidad adicional de reserva rotante, etc.

Se trabajó sobre la base de la plataforma SimSEE [1] dentro de la cual los procesos estocásticos se modelaron usando el modelo de Correlación en Espacio Gaussiano con Histograma (CEGH). Esto incluye el modelado de los aportes hídricos y su dependencia del fenómeno del Niño, la producción de energía eólica y de energía solar, y la demanda de energía eléctrica y su variabilidad.

Para mejorar el manejo del aumento de variabilidad prevista se resolvió la instalación de un sistema de control automático de generación (AGC), así como requerimientos impuestos a las centrales generadoras habilitando al operador a enviar consignas de generación máxima y potencia reactiva para el control de voltaje en el punto de conexión.

El sistema uruguayo puede mantener la confiabilidad hasta el año 2030, con un promedio de 65% en base a energías intermitentes.

Se desarrolló un proyecto específico, PRONOS (<http://pronos.adme.com.uy/svg>), para mejora de los pronósticos de producción eólica y solar, los cuales son fundamentales para la programación de la operación semanal y diaria.

Para la programación en tiempo casi real se integran los pronósticos y el estado actual del sistema utilizando la aplicación VATES (<http://vates.adme.com.uy>).

En [2] se presenta un resumen de todos los estudios realizados y herramientas desarrolladas que aquí se mencionan, pudiendo encontrar allí las referencias a los correspondientes trabajos publicados, para mayor información.

Al día de hoy, luego de cerca de 2 años con 1200 MW de potencia eólica y 220 MW de potencia solar en operación, se puede asegurar que los estudios realizados y herramientas desarrolladas han permitido arribar a resultados correctos y conservadores.

Expertos en Energías Renovables

Desarrollo, financiación, construcción y mantenimiento de parques solares

argentina@abo-wind.com
www.abo-wind.com/es



ABO WIND SOLAR

SOBRE LOS EXCEDENTES

El plan de inversión es el resultado de una optimización considerando todos los costos de instalación y operación y modelando adecuadamente la variabilidad de los recursos y precios. El resultado implica que en ciertas oportunidades habrá bloques de energía que no serán absorbidos por la demanda nacional, con el consecuente derrame de energía eólica y solar, de manera similar a lo que ocurre con las centrales hidroeléctricas en oportunidad de exceso de recursos. Esta es justamente la contracara de un sistema que ofrece una cobertura de riesgos razonable para afrontar épocas de escasez, con resultados económicos óptimos. Dichos excedentes no son un desperdicio sino una oportunidad para lograr beneficios adicionales, por ejemplo, mediante exportaciones a Brasil o Argentina.

La Figura 3 muestra el costo de suministro de la demanda en valor esperado y con probabilidades de excedencia del 5% y 95% de una simulación con el plan de instalación definido en 2011. Como puede verse, hay una reducción en el valor esperado del costo de cerca del 25% comparando 2015 con el 2012.

Además, el riesgo de costo con una superación del 5% se reduce en un 62,5% en el mismo período.

EL FUTURO Y LA CONFIABILIDAD

Como se planteó al principio del artículo, la principal preocupación actual gira en torno a la confiabilidad del sistema futuro con el incremento de la proporción de energía variable no gestionable en el sistema.

Una aproximación a este problema se realiza en [3] donde se analiza la operación horaria del sistema proyectado para el año 2030. A modo de ejemplo se muestra el análisis de un caso de importante racionamiento de energía registrado en una realización, de las mil simuladas para dicho año. La Figura 4 muestra la generación por fuente para la semana escogida. Es un día de verano nublado y con poco viento, asociado a una gran demanda debida a los sistemas de aire acondicionado. La pregunta es ¿por qué la generación hidroeléctrica y térmica no logra satisfacer toda la demanda? La respuesta está en la forma en que se decide administrar el agua embalsada en Salto Grande, la central con mayor capacidad instalada. El optimizador de la operación de SimSEE, asume el riesgo de utilizar a fondo el agua embalsada tres días antes del evento sin contar con que la naturaleza le jugaría una mala pasada con tres días consecutivos nublados y con poco viento, algo con muy baja probabilidad de ocurrencia. La realidad es que esa decisión de asumir el riesgo de racionamiento por la promesa de ganar unos

FIGURA 3 REDUCCIÓN DE COSTO Y RIESGO DE COSTOS DEL SUMINISTRO DE LA DEMANDA.

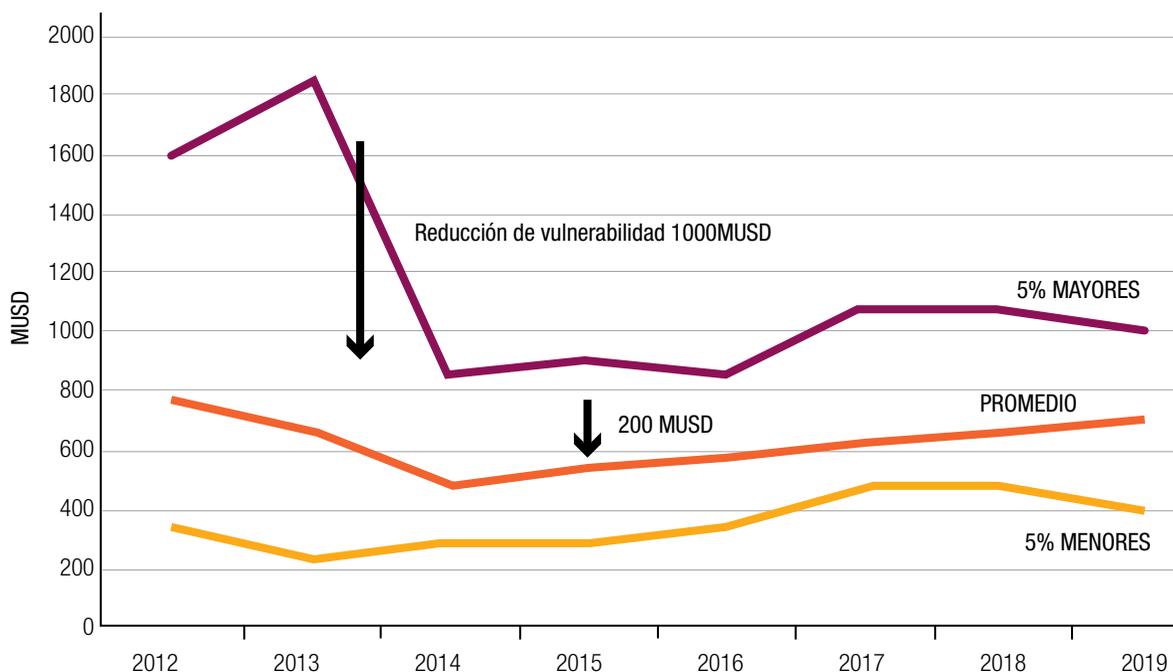
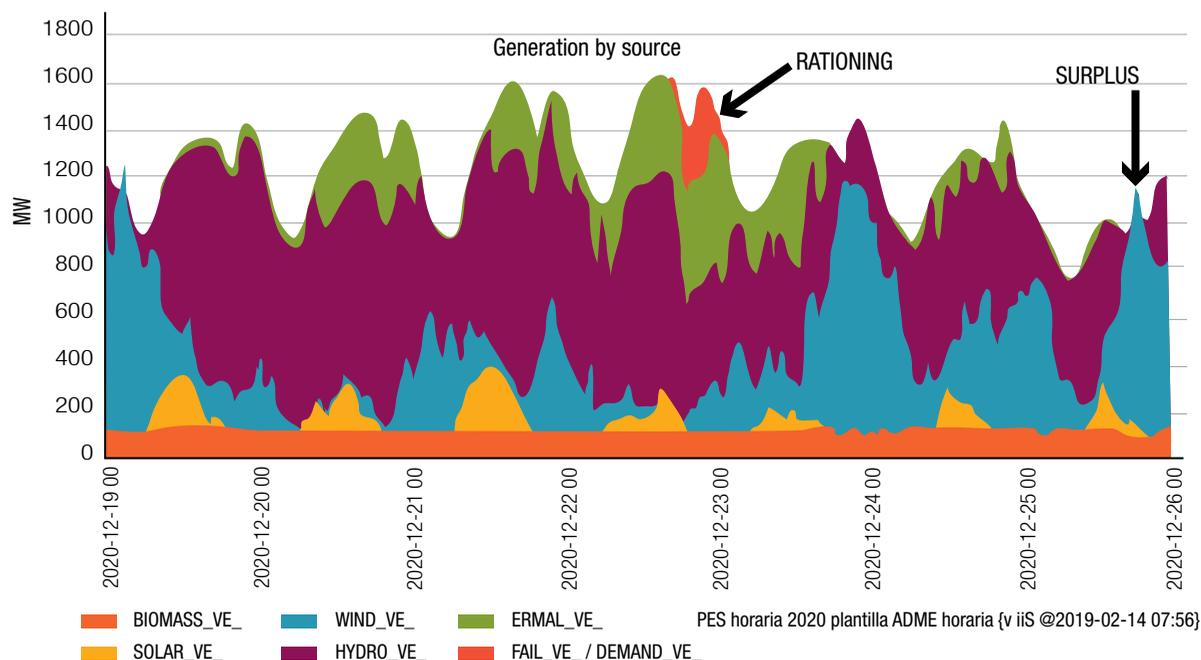


FIGURA 4 GENERACIÓN POR FUENTE PARA UNA SEMANA CON RACIONAMIENTO DE ENERGÍA. AÑO 2030.



pocos dólares, no es la que tomaría el operador humano enfrentado a la misma situación, el cual activaría la generación térmica la semana anterior para no llevar tan al límite la capacidad de respaldo, evitando en este caso el racionamiento.

Este ejemplo muestra que el sistema es más robusto de lo que muestran las simulaciones. Aunque por supuesto, hay eventos no manejables, como la indisponibilidad simultánea de varias centrales o de líneas de transmisión, los cuales no dependen del tipo de recursos sino de la suerte.

CONCLUSIONES

Los estudios realizados permiten afirmar que el sistema uruguayo podría mantener la confiabilidad en el suministro en niveles similares a los actuales, incluso en un horizonte como el año 2030, con un promedio esperado anual de 65% de abastecimiento en base a energías intermitentes.

Pensando a largo plazo, nadie sabe cuáles serán las tecnologías disponibles y sus costos a partir de 2030, ni la velocidad con la que la movilidad eléctrica y las redes inteligentes permitirán que se utilicen nuevas demandas como elementos de filtrado para la variabilidad. Como siempre, se acerca un futuro desafiante y entretenido.

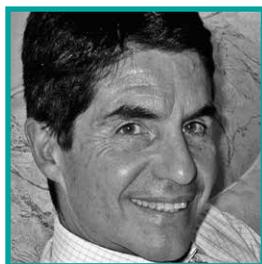
REFERENCIAS

- [1] Casaravilla, Chaer, Alfaro. SimSEE : Simulador de Sistemas de Energía Eléctrica. Proyecto PDT 47/12. Technical Report 7, Universidad de la República (Uruguay). Facultad de Ingeniería. Instituto de Ingeniería Eléctrica, Number 7 - Dec. 2008.
- [2] Cornalino, Soubes, Palacios, Alvarez, Coppes, Casaravilla, Chaer. Handling the Intermittence of Wind an Solar energy resouces, from Planning to operation Uruguay's success. 36th USAEE/IAEE NORTH AMERICAN CONFERENCE, Sept 23-26, 2018. Washington-USA.
- http://www.usaee.org/usaee2018/submissions/OnlineProceedings/chaer_solar_wind_plannig_operation_uruguay_v3.pdf
- [3] Cornalino, Chaer. Variability of the Generation and Reliability of the Electrical System. 7th Latin America Energy Economics Meeting, Buenos Aires, Argentina, 10-12 mar 2019,
- <https://iie.fing.edu.uy/publicaciones/2019/CC19>.
- Eliana Cornalino recibió el título de Magister en ingeniería de la Energía de la Udelar en el año 2015. Se especializó en el estudio del recurso eólico y su incorporación al sistema eléctrico. Actualmente trabaja en ADME en temas relacionados al modelado estocástico de la generación renovable y de la Demanda eléctrica y como investigadora en Facultad de Ingeniería en los mismos temas.
- Ruben Chaer, es Magister en Ingeniería de la Energía de UdelaR y docente/investigador del Instituto de Ingeniería Eléctrica de la misma institución. Se ha especializado en modelado y simulación de la operación óptima del sistema electro-energético. Es el gerente del Despacho Nacional de Cargas de la Administración del Mercado Eléctrico de Uruguay.

ENERGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO: LA HIDROELECTRICIDAD Y LA ENERGÍA NUCLEAR SON ACTORES PRINCIPALES

El calentamiento global debido a las emisiones de gases de efecto invernadero es uno de los grandes problemas de la humanidad que afectará a las futuras generaciones. La producción de electricidad es la principal responsable por un 35% de estas emisiones. El consumo de electricidad evoluciona en función del crecimiento demográfico y económico. Las energías renovables no convencionales son propuestas como una solución, pero no la única.

La eficiencia energética, la hidroelectricidad y la energía nuclear deben jugar un papel importante en el conjunto de soluciones de este problema.



ING. LUIS FLORY
Coordinador Comisión Hidroelectricidad del IAE

INTRODUCCIÓN

En el 2011, la sequía más importante en África en 50 años, generó la peor crisis alimentaria para casi 11 millones de personas, en 5 países. En el 2018, las inundaciones en India, sin precedentes en 100 años, dejaron más de 350 muertos y 220.000 evacuados en campamentos de emergencias.

Si bien los incendios no son causados por el cambio climático, este agrava las consecuencias y aumenta su riesgo por el aumento de las temperaturas. En 2018 en Mendocino, California se registró un incendio que arrasó con cerca de 115000 ha, además del incendio “Thomas” en 2017, con 113800 ha devastadas en ese mismo estado, estos cada vez son más frecuentes. De igual forma los huracanes se

vuelven más frecuentes con aumentos de la temperatura. En enero del 2019 se vivieron fenómenos inusuales en gran parte de Estados Unidos, se presentaron temperaturas muy bajas, con vientos helados de entre 30 y 60 grados bajo cero: Chicago, la zona con mayor densidad poblacional del área afectada, presentó temperaturas de -30°C , con una sensación térmica de -46°C .

Se ha producido una serie sin precedentes de tormentas, sequías, blanqueamiento de corales, olas de calor e inundaciones en todo el mundo con solo un grado Celsius de calentamiento global.

Los fenómenos extremos aparecen como más frecuentes, pero resulta difícil el uso de la estadística para estudiar fenómenos que son escasos por definición. Sin

embargo existe consenso científico sobre su relación con el calentamiento global.

Según el Panel Intergubernamental para el Cambio Climático, IPCC por sus sigla en inglés, (organización que reúne y establece la información científica sobre el CC) si permitimos que este calentamiento aumente a más de 1.5°C desde el inicio de la Revolución Industrial hasta el 2100, pondremos en riesgo a las generaciones futuras.

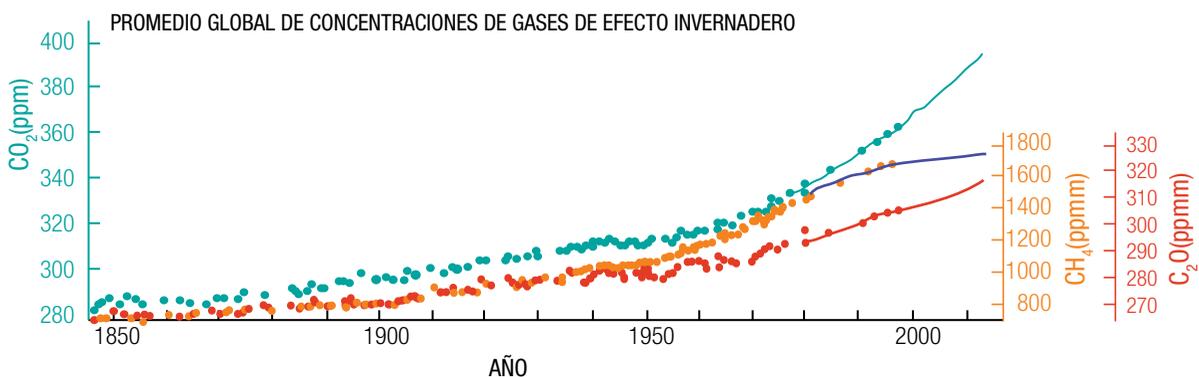
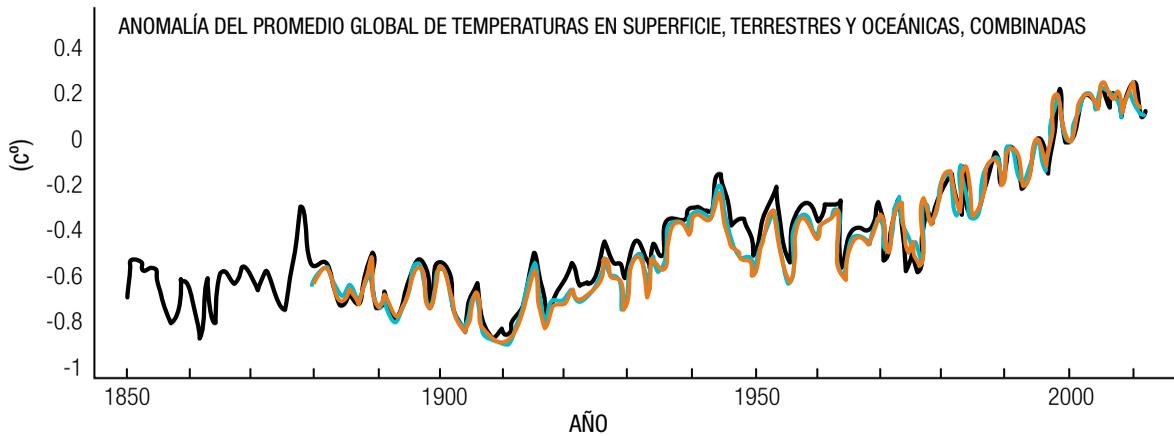
El fenómeno global del cambio climático está generado por la mayor concentración de los “gases de efecto invernadero” en la atmósfera, como consecuencia de actividades antrópicas ligadas al incremento acelerado del consumo de energía basada en la combustión de hidrocarburos. Otros mecanismos vinculados a la deforestación y a la ganadería contribuyen también en el mismo sentido.

Se registra una correlación notable entre las emisiones de gases de efecto invernadero y la temperatura media global. En el siguiente gráfico se observa la evolución de las concentraciones de GEI con el aumento de la temperatura global en los últimos 100 años.

Este calentamiento global es consecuencia directa de la Revolución industrial, cuya base conceptual fue la incorporación de enormes cantidades de energía, producida por la combustión de hidrocarburos fósiles, donde predominó al inicio el carbón y luego el petróleo y el gas. El gran crecimiento de la producción registrada a lo largo de todo el siglo XX partió del concepto de que era deseable multiplicar el consumo de energía para lograr el crecimiento socio económico de la población. Tenemos en cuenta que, desde los umbrales de la memoria del hombre hasta el inicio de la revolución industrial, toda la producción de la humanidad se basaba en la fuerza física de los hombres jóvenes, más el uso de animales, la energía eólica en las velas de los barcos y los molinos, más la leña y el sol como fuentes de calor. El uso de los hidrocarburos permitió disponer de un incremento fantástico de la disponibilidad de energía y generó cambios sociales tan importantes y positivos como la abolición de la esclavitud.

Sin embargo, en los últimos años han surgido múltiples señales que indican que estamos gradualmente ingresando en una etapa distinta.

GRÁFICOS DE AUMENTO DE LA TEMPERATURA A TRAVÉS DEL TIEMPO Y EVOLUCIÓN DE LOS GASES DE EFECTO INVERNADERO EN LA ATMÓSFERA. TOMADO DEL 5^{TO} INFORME DE IPCC



CRECIMIENTO POBLACIONAL Y CRECIMIENTO DEL PRODUCTO

La humanidad ha registrado un fuerte incremento de la población mundial, que se sostiene en forma lineal en las últimas décadas, como se aprecia en el gráfico 2.

En realidad, el crecimiento de la población mundial, es la suma del crecimiento de las distintas regiones que se han desarrollado con velocidades muy diferentes. En ese sentido, la población del África que en el año 1960 era menos de la mitad de la de Europa, hoy casi la duplica, como podemos ver en la tabla 1.

Al mismo tiempo que se registró el crecimiento poblacional indicado, se produjo un crecimiento importante del PBI per cápita y del Producto Bruto Global.

El crecimiento del producto bruto mundial es una combinación de crecimiento demográfico y crecimiento del PBI per cápita. En el periodo 1960 a 2015, la población creció un 143% mientras el PBI per cápita hizo lo propio en un 175% de lo que se desprende un crecimiento del PBI global del 568%, se aprecia que el crecimiento poblacional tiene una incidencia casi tan importante como el crecimiento del producto bruto per cápita en el resultado global. El camino a recorrer deberá basarse en el freno de

GRÁFICO 2. EVOLUCIÓN DE LA POBLACIÓN MUNDIAL (1950-2015). ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A NACIONES UNIDAS, DEPARTAMENTO DE ASUNTOS ECONÓMICOS Y SOCIALES, DIVISIÓN DE POBLACIÓN (2017).

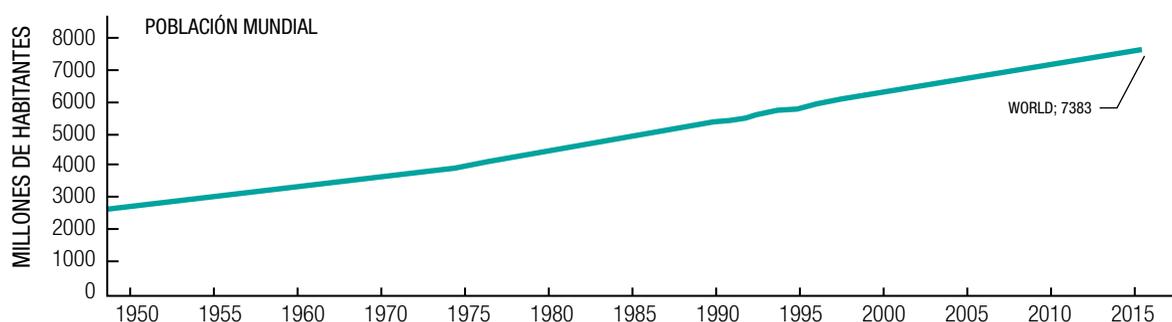
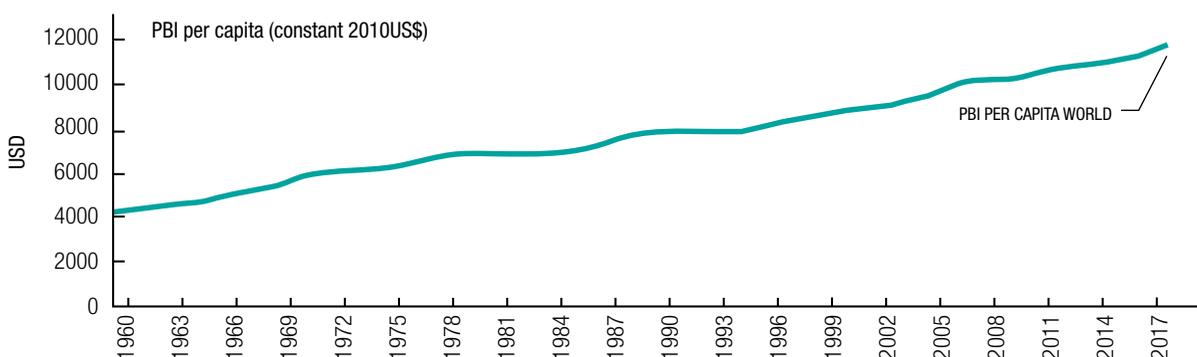


TABLA 1. POBLACIÓN MUNDIAL Y POR REGIONES. OBTENIDO DEL DEPARTAMENTO DE ASUNTOS ECONÓMICOS Y SOCIALES, DIVISIÓN DE POBLACIÓN (2017). PERSPECTIVAS DE LA POBLACIÓN MUNDIAL: REVISIÓN DE 2017.

POBLACIÓN MUNDIAL Y POR REGIÓN	POBLACIÓN Y CRECIMIENTO (Millones)			
	1960	2015	TASA DE CRECIMIENTO	CRECIMIENTO EN EXTREMO
Mundo	3 033	7 383	1,38	143
África	285	1 194	2,23	319
Asia	1 700	4 420	1,48	160
Europa	606	741	0,31	22
Latino América y el Caribe	221	632	1,63	186
Norte América	205	356	0,85	74
Oceanía	16	40	1,42	150

GRÁFICO 3. EVOLUCIÓN DEL PBI PER CÁPITA MUNDIAL. ELABORACIÓN PROPIA EN BASE DE LOS DATOS DE CUENTAS NACIONALES DEL BANCO MUNDIAL Y ARCHIVOS DE DATOS DE CUENTAS NACIONALES DE LA OCDE.



la explosión demográfica, sumado a una política agresiva de uso racional de la energía, para incrementar el Producto Bruto sin aumentar los insumos energéticos. Además será importante auditar los resultados de estas políticas para que los ahorros que se planifiquen se registren efectivamente en la evaluación posterior.

Resulta, además, muy necesario comenzar a realizar una planificación energética global, basada en paradigmas distintos a los del siglo XX, en el cual se asumió como un valor fuera de discusión que debía promoverse el crecimiento permanente del consumo de energía y que el aumento de la producción de petróleo y gas era el medio idóneo para lograrlo.

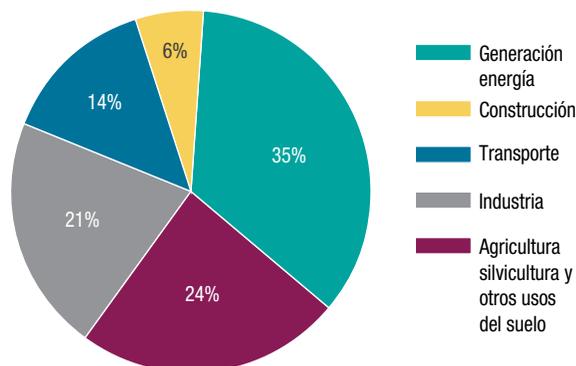
PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA EMISIÓN DE GEIS

La generación de energía eléctrica es el principal responsable de la emisión de gases de efecto invernadero. Este sector representa el 35% del total de las emisiones globales.

Se podría suponer que este sector, que es la cuna de la planificación y uno de los sectores más regulados de la economía en todos los países, debería obtener los mejores resultados en la aplicación de políticas para el abatimiento de las emisiones, Sin embargo los resultados son muy desalentadores (Tabla 2).

El año de origen es cercano al inicio de los trabajos de Naciones Unidas en esta materia, que se materializó en los acuerdos de Estocolmo de 1992.

GRÁFICO 4. FUENTES DE EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN EL AÑO 2010. ELABORACIÓN PROPIA EN BASE AL QUINTO INFORME DE IPCC.



La generación total de electricidad tuvo un crecimiento del 104% en términos absolutos en el periodo 1990 - 2015 y, con un aumento porcentual de la participación de los hidrocarburos como fuente. Se observa, incluso, que el carbón registra un crecimiento de 115% en términos absolutos y que su participación pasa de 37,3% a 39,25% (Gráfico 4).

Se puede indicar, además, que el importante crecimiento de la energía eólica, solar y de biomasa no compensa la baja de la participación nuclear e hidráulica, ni en términos absolutos ni relativos.

En las últimas décadas se asumió la necesidad de reducir la participación de los hidrocarburos, principalmente

TABLA 2. GENERACIÓN ELÉCTRICA POR FUENTE 1990-2015. ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS ESTADÍSTICOS DE LA AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA.

FUENTE	1990		2015	
	GENERACIÓN GWh	% GENERACIÓN	GENERACIÓN GWh	% GENERACIÓN
Carbón	4430352	37%	9551747	39%
Petróleo	1323109	11%	972574	4%
Gas	1750108	14%	5551832	23%
Biocombustible	105716	1%	414032	2%
Residuos	24141	0,2%	103026	0,4%
Nuclear	2012902	17%	2570170	11%
Hidroeléctrica	2193299	18%	3992519	16%
Geotérmica	36425	0,3%	80471	0,3%
Solar	0	0,0%	250228	1%
Solar térmica	0	0,0%	9605	0,04%
Eólica	0	0,0%	838546	3,4%
Mareomotriz	536	0,0%	1006	0,004%
Total	11876588	100,00%	24335756	100,000%

del carbón, para reducir la emisiones de GEIs, pero la estrategia utilizada se basó en el no desarrollo de la energía hidráulica y de la energía nuclear, por lo que se produjo un retroceso relativo de estos sectores, sin que la producción de energía eólica y solar lograra reemplazar, ni a la generación con hidrocarburos, ni a la pérdida relativa de la hidro y la nuclear. Ninguna estrategia exitosa de abatimiento de los GEI puede prescindir de los dos sectores más importantes de generación no emisora, que son la hidro y la nuclear. Podrá extremarse el cuidado en el desarrollo de estos sectores para evitar consecuencias ambientales no deseadas pero nunca tratar de eliminarlos. El objetivo de esta política debería ser lograr el crecimiento porcentual de la participación hidroeléctrica, nuclear y renovable no convencional, de modo de apuntar a una baja de la participación de los hidrocarburos en términos relativos, como mínimo y en términos absolutos como deseable.

Esto no debería interpretarse como una recomendación que promueva la disminución de los esfuerzos en el desarrollo eólico y solar, sino por el contrario, desarrollar en forma conjunta y planificada, la expansión de las fuentes no emisoras en la producción de energía eléctrica.

En paralelo debe trabajarse la demanda mediante políticas de ahorro y uso racional de la energía, que limiten las necesidades totales de la producción energética.

Este esfuerzo para acotar la producción total, debe considerar además el crecimiento esperable de demandas adicionales de energía eléctrica, que forma parte de la presente política de ahorro. Tal es el caso de la demanda adicional que sumará el desarrollo del auto eléctrico y la expansión de trenes eléctricos y subtes. En ningún caso esta demanda adicional debería ser atendida mediante un incremento de la participación de fuentes de generación basadas en la combustión de hidrocarburos.

EL ROL DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA

La energía hidráulica es, por mucho, el recurso renovable más usado en los sistemas eléctricos del mundo. Es usada desde hace más de un siglo y hoy representa el 16 % de la producción global.

La producción de energía hidroeléctrica ha enfrentado críticas y obstrucciones de parte de sectores que defienden principios de protección del ambiente, lo que ha generado dificultades para la obtención del financiamiento de nuevas obras hidroeléctricas. Esto ha derivado en la caída de la participación hidroeléctrica en la generación de energía eléctrica global, del 18% en el año 1990 al 16% en el 2015. Esta disminución pone en entre dicho el incremento de la producción de energía renovable en el sector eléctrico a nivel mundial.

Las centrales hidroeléctricas con embalse pueden generar potencia garantida para el sistema y resulta la única manera de alcanzar proporciones altas de energía renovable, como por ejemplo, volver a superar el 50 % como ocurrió en 1985, en la generación eléctrica en la Argentina. Además, son la mejor forma conocida de acumulación de grandes cantidades de energía y permiten compensar las interrupciones y la falta de garantía de otras formas de generación, como la eólica y la solar.

Por otra parte, las centrales hidroeléctricas son de carácter multipropósito, ya que según los casos, brindan control de crecidas, regulación de los ríos para el riego y la navegación, desarrollo turístico y provisión de agua para usos consuntivos.

El freno al desarrollo de la energía hidráulica impedirá el crecimiento de la contribución de las energías renovables al suministro eléctrico y el abatimiento de la producción y emisión de gases de efecto invernadero.

ROL DE LA ENERGÍA NUCLEAR

La participación de la generación nuclear en la generación total de energía eléctrica en el mundo, registra un crecimiento aproximado del 30% en términos absolutos entre los años 1990 y 2015, pero una pérdida importante en su participación relativa y su contribución a la generación global sin emisión de GEI, ya que registra una pérdida del 17% al 11%.

La energía nuclear no genera GEI durante su explotación, pero ha sufrido importantes resistencias a la instalación de nuevas centrales por los temores que despierta entre las poblaciones cercanas y entre los grupos preocupados por la contaminación ambiental.

Si bien se pueden comprender los temores de las poblaciones cercanas y la resistencia a la construcción de nuevas centrales, resulta claro que son un aporte importante a la generación sin emisión de GEI y que su freno dificulta el progreso en el abatimiento de las emisiones.

ROL DE LA ENERGÍA EÓLICA, LA ENERGÍA SOLAR Y OTRAS FORMAS DE ENERGÍA EN DESARROLLO

En el sector eléctrico se han impulsado los proyectos de energía eólica y solar como propuesta principal para desarrollar tecnologías limpias en la generación eléctrica y así disminuir las emisiones de GEI, sin embargo este envío que promete cambios visibles no es suficiente, se habla de los megaproyectos de aerogeneradores que sin dejar de ser muy grandes (Solo los Parques de aerogeneradores en EEUU generan más que toda la Argentina), no representa una cantidad que permita dejar a un lado las tecnologías con hidrocarburos.

TABLA 3. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD TOTAL Y EÓLICA EN PAÍSES SELECCIONADOS EN EL 2016. ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA.

PAÍS	GENERACIÓN TOTAL GWh	EÓLICA GWh	% EÓLICA
China	6217907	237071	3,81%
US	4322038	229471	5,31%
Alemania	649119	78598	12,11%
India	1477564	44856	3,04%
España	274779	48906	17,80%
Reino Unido	339399	37367	11,01%
Brasil	578889	33488	5,78%
Japón	1057976	5951	0,56%
Uruguay	13238	2994	22,62%
Suecia	156010	15479	9,92%
Dinamarca	30522	12782	41,88%
Portugal	60280	12474	20,69%
Irlanda	30418	6149	20,22%
Argentina*	147220	554	0,38%

*La generación de energía eólica aumentó a 1412 GWh en el 2018

El cuadro precedente permite apreciar que los sistemas que no cuentan con interconexiones a sistemas mucho más grandes, que les sirven de reserva, presentan porcentajes que rara vez superan un dígito y que los porcentajes más importantes solo se alcanzan en países que forman parte de sistemas mucho mayores donde el porcentaje total resulta más bajo. En este sentido, los casos de países como Dinamarca, Portugal y Uruguay no son repetibles en los sistemas mayores sin incurrir en inversiones muy importantes de reserva y transmisión.

Téngase presente que las normas argentinas han establecido, de manera explícita que el costo de los sistemas de transmisión destinados a evacuar energía eólica y solar, serán absorbidos por el sistema en su conjunto y no se sumará al costo de generación de la central renovable. Este criterio puede resultar interesante para facilitar las primeras etapas de estos desarrollos pero puede derivar en sobrecostos importantes si se pretende llegar a porcentajes de participación eólica y solar del 20% de la generación de energía para el año 2025, como prevé la ley 27191.

De todos modos, la participación real sigue siendo inferior al 5%, muy lejana de valores como el mencionado más arriba.

Las normas de promoción deberían abarcar además a la energía eólica y solar que no produzca energía eléctrica, sino energía mecánica o calor, al igual que la energía eléctrica que no se inyecta al servicio público, ya que estas omisiones, dejan fuera de las políticas públicas a sectores tan importantes como el bombeo eólico de agua para la agricultura y ganadería, que es clásica en el campo argentino.

CONCLUSIONES

El crecimiento de la población mundial debería ser frenado y, más tarde revertido, para que el crecimiento del producto bruto per cápita (necesario en los países no desarrollados) no genere un importante crecimiento de las emisiones de GEI. Además, debería ponerse el mayor de los énfasis en la aplicación de políticas de uso racional de la energía para disminuir el uso de energía por cada unidad de producto.

El desarrollo de las energías renovables es un desafío, una oportunidad y una necesidad, tanto a nivel mundial como nacional. Sin embargo, no resulta previsible un crecimiento importante de la participación de las energías renovables sin un desarrollo acelerado de los recursos hídricos. No es esperable un crecimiento ilimitado de la participación de la energía eólica y solar por sus limitaciones para la garantía del servicio eléctrico, pero la suma de estos recursos con la energía hidráulica, especialmente las centrales con embalse que pueden acumular grandes cantidades de energía y compensar las interrupciones de los sistemas discontinuos pueden asegurar una baja efectiva de las emisiones de GEI.

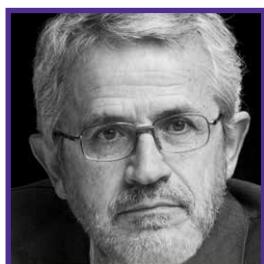
Para que la declinación permanente de la participación de la energía renovable se revierta, en la Argentina, resulta necesario modificar el rumbo de las acciones y no persistir en los errores. En ese sentido se propone complementar el desarrollo de la energía eólica y solar con un crecimiento importante de la energía hidráulica, en el marco de una planificación que asegure la disponibilidad de estudios técnicos, económicos y ambientales adecuados según la complejidad de cada emprendimiento.

En la Argentina se dictaron distintas normas para promover el uso de la energía renovable no convencional, pero estos regímenes no produjeron resultados materiales hasta que se dictó el decreto 531 del año 2016, reglamentando la ley 27191. En este marco, el régimen despertó interés y canalizó inversiones importantes, que permitieron la aparición de la generación eólica y solar como un jugador real en el sistema, aunque sin un volumen que compense la pérdida relativa de la energía hidráulica.

Es necesario revisar la estrategia mundial para el abatimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero, ya que los esfuerzos realizados hasta el presente no permiten prever la solución del problema ambiental más grande que enfrenta la humanidad y el único que compromete la permanencia de la especie.

¿LA TECNOLOGÍA PODRÁ SALVAR A NUESTRA ESPECIE?

El cambio climático genera desafíos muy importantes que tecnológicamente pueden ser afrontados con el conocimiento actual. Las tecnologías disruptivas en la producción de electricidad, en el transporte y en usos industriales son esenciales para producir los cambios requeridos, afectando en el futuro a la industria petrolera que vería caer sustancialmente su demanda y precios.



LIC. LUIS ROTAECHE

Coordinador Comisión de Energías Renovables no Convencionales
Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi"

1. DEBATE DEL CALENTAMIENTO GLOBAL

Entre los distintos puntos de vista que existen sobre la forma en que deberíamos evitar una catástrofe climática, que podría poner en riesgo la supervivencia de nuestra civilización y aún de la especie, surgen, muy esquemáticamente, tres corrientes mayoritarias: **a)** Una dice que el problema ambiental no existe o está exagerado; **b)** Otra que la lucha contra este problema se puede llevar a cabo con acuerdos internacionales; y **c)** una tercera, posiblemente la que mayor consenso recoge entre los expertos, afirma que poder tener una matriz dominada por energías limpias requerirá cambios tecnológicos que solo con una transición de varias décadas sería posible. Proponen así que durante ese lapso se utilice un combustible fósil, el gas natural, que suponen que es mucho menos contaminante que el petróleo y sobre todo que el carbón.

Dejando de lado aquí, en aras de la brevedad, el análisis de la negación del calentamiento del planeta y la de los eventuales acuerdos internacionales, cabe advertir que el gas natural, cuyo componente principalísimo es

el metano, tiene un efecto mucho más duradero y posiblemente más dañino que el CO₂ para la atmósfera terrestre. Además deberíamos preguntarnos con mucha rigurosidad si la Tierra podrá soportar esa transición sin sufrir una catástrofe ambiental, grave e irreversible.

En contraposición a estas distintas visiones sobre el futuro del planeta y de la energía, aparece una minoría que sostiene que los cambios tecnológicos que se están produciendo, básicamente en la energía y el transporte, serán disruptivos. Ya que suponen que para el año 2030 una parte importante de la matriz energética mundial se conformará con energías renovables no convencionales (ERNC) y que el transporte, hoy el principal consumidor de derivados del petróleo, será mayormente eléctrico, vector que a su vez se producirá en gran parte con ERNC.

El principal defensor de esta idea, quizás hasta hace poco el único¹, es un empresario de Silicon Valley, y profesor en la Universidad de Stanford, Tony Seba, quien publicó entre otros el libro "Disrupción limpia de la energía y el transporte", en el año 2014².

(1) En el punto V se presenta un estudio reciente que llega a conclusiones parecidas a las de T. Seba.).

(2) Clean disruption of energy and transportation. How Silicon Valley will make oil, nuclear, gas, coal, electric utilities, and conventional cars obsolete by 2030. Tony Seba. 2014. Clean Planet Ventures.

En el análisis de su pronóstico surgen dos elementos que a nuestro parecer no se han considerado suficientemente para entender la disrupción de la energía y el transporte que él pronostica: **1)** La nueva tecnología puede ser más, o mucho más, conveniente³ brindando servicios mejores que aquella que sustituye. El ejemplo sería el reemplazo de un ábaco o una regla de calcular más una máquina de escribir, la vieja tecnología, por una computadora, la nueva tecnología. La mayoría, o la totalidad, de los usuarios preferiría la computadora, aún si su costo fuera mayor; y **2)** La sinergia que puede existir entre varias tecnologías nuevas, que se potencian una con otra y facilitan así la disrupción, que no hubiera tenido lugar si actuaran independientemente. Un ejemplo al respecto ha sido el teléfono celular, el Smart phone, que fue el resultado de la sinergia de varias tecnologías: computación, touchtone, baterías de litio, nano tecnología, comunicaciones, internet, gráfica, etc.

Existe un tercer punto, que no se analizará aquí, y que consiste en la velocidad del cambio tecnológico que se está

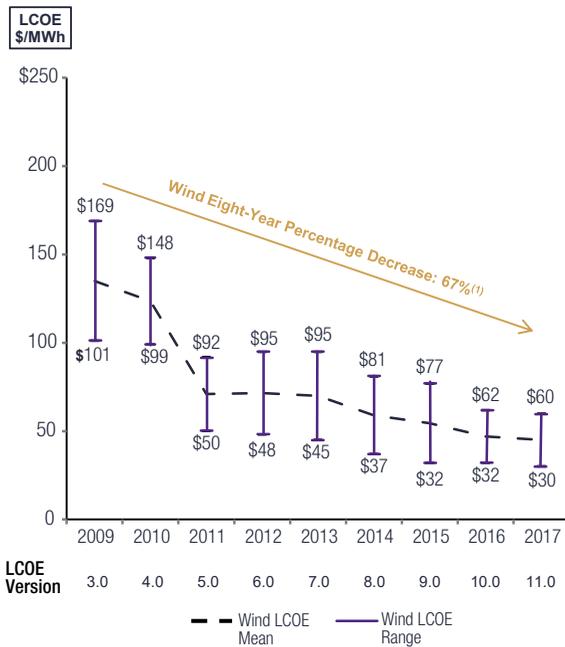
acelerando día a día debido, entre muchas otras razones, al aumento del tamaño del mercado para las nuevas tecnologías y la existencia de la computación y de internet.

2. DISRUPCIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA Y SOLAR

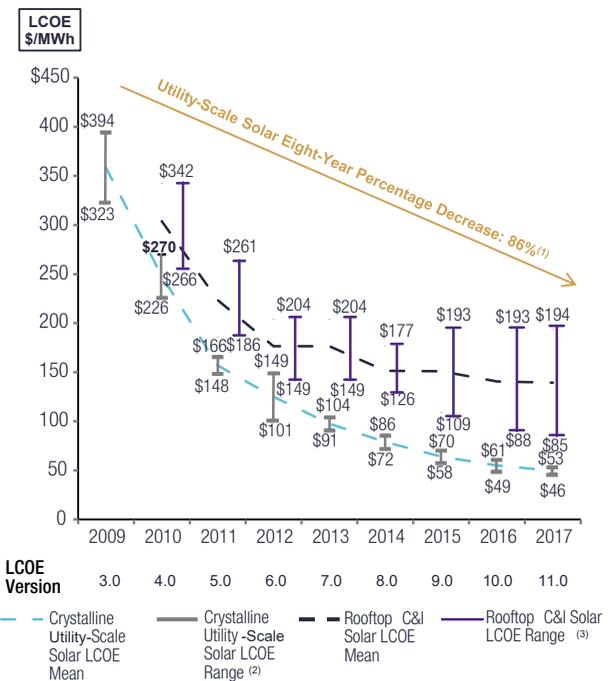
La disrupción de la energía eólica, y sobre todo de la solar, es muy fuerte dado que sus costos se han reducido, en el caso de esta última, en un 99% desde la década de los 70's hasta el año 2015, como lo afirma un estudio del MIT⁴ si bien hay estimaciones que hablan de disminuciones aún más pronunciadas, 1/150. Consecuentemente el último estudio anual de costos de Lazard⁵, ver gráfico siguiente, señala que en los últimos ocho años el costo, LCOE⁶, de la energía eólica se ha reducido en un 67% y el de la FV en un 86%.

Y, como lo calcula Lazard en la misma publicación, con esta reducción la energía eólica resulta hoy la más económica, seguida por el ciclo combinado de gas y luego la FV.

WIND LCOE



SOLAR PV LCOE



Source: Lazard estimates.

(1) Represents average percentage decrease of high end and low end of LCOE range

(2) Low end represents crystalline utility scale solar with single axis tracking in high insolation jurisdictions (e.g., Southwest U.S.), while high end represents crystalline utility scale solar with fixed tilt-design.

(3) Lazard's LCOE initiated reporting of rooftop C&I solar in 2010.

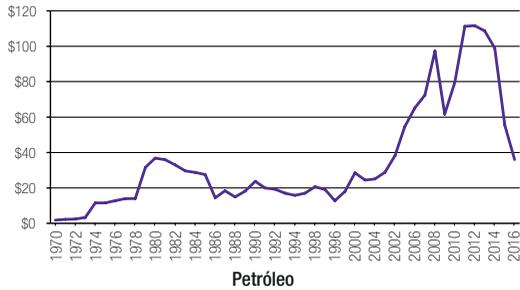
(3) O menos convenientes

(4) MIT Technology improvement and emissions reductions mutually reinforcing efforts Jessica Trancik y otros. MIT, November 13, 2015.

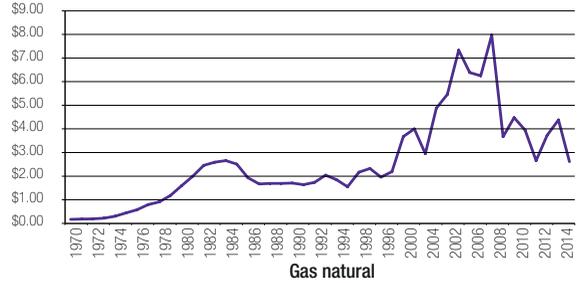
(5) Lazard. Levelized cost of energy. Versión 12. 2018.

(6) LCOE. Levelized cost of energy. (costo nivelado de la energía)

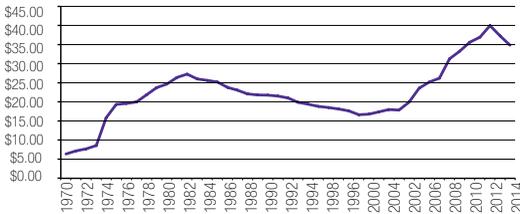
DESDE 1970 LOS PRECIOS DE LA ENERGÍA A PARTIR DE FUENTES CONVENCIONALES SE HA INCREMENTADO ENTRE 6 Y 16 VECES.



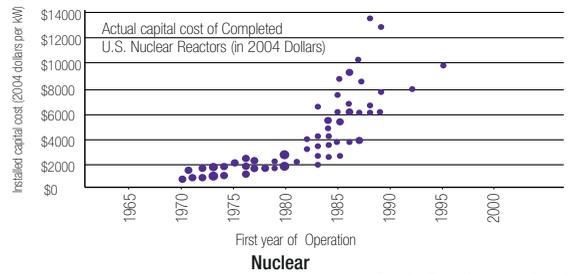
Petróleo



Gas natural



Carbón



Nuclear

Fuente: Tony Seba a partir de DOE

Ahora bien, como se ve en el gráfico siguiente⁷, todas las energías fósiles han aumentado fuertemente sus costos en los últimos casi 50 años, incluyendo, y especialmente, la energía nuclear. Entre ellos el petróleo cuesta hoy más de 20 veces los tres dólares y poco más⁸ que costaba el barril en los 70'. Por otro lado, como se mencionó, el costo de la FV es hoy un centésimo de lo que costaba en la misma década, por lo que esta energía ha reducido su costo, en términos de petróleo unas 2.000 veces. Esto sí que es disrupción.

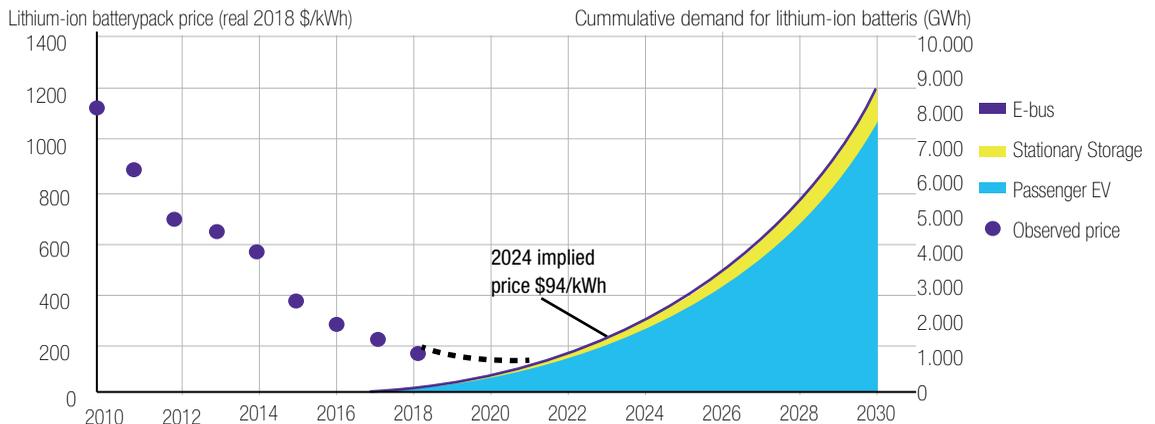
Aquí tenemos un caso al revés entre la performance de la nueva y la vieja tecnología que reemplaza, pues la nueva energía, eólica o solar, es intermitente ya que no puede generar electricidad cuando falta viento o sol,

respectivamente. Es decir que en este caso la nueva tecnología tiene una performance que, sin tomar en cuenta el enorme beneficio que genera para mitigar el calentamiento global, es inferior a la energía convencional, electricidad a base de centrales térmicas, que sustituye.

3. DISRUPCIÓN DE LA ACUMULACIÓN DE ENERGÍA

Otra tecnología que está en proceso de disrupción por la reducción de sus costos y la mejora en su performance es la acumulación de energía. Como se ve en el gráfico de Bloomberg⁹ siguiente, el costo de las baterías de litio ha bajado más de un 80% en solo ocho años y bajaría a la mitad en los próximos cinco años.

VOLUME-WEIGHTED BATTERY PACK PRICES HAVE BEEN FALLING



(7) El gráfico de Tony Seba es anterior al fuerte rebote de los precios de los fósiles en los últimos años.

(8) T. Seba. Clean disruption Ob. Cit

(9) Bloomberg. Video of the week: BNEF Talk: The life and death of a lithium-ion battery. Feb 20, 2019

Sin embargo, no es fácil predecir la evolución futura de sus costos y sobre todo tener algún consenso al respecto, como no lo tendría ni siquiera este gráfico de Bloomberg pese al prestigio de sus autores. Pero, aun asumiendo esta dificultad, parece mucho más sensato suponer que, dado la cantidad de formas de acumulación sobre las que se está investigando y experimentando, compitiendo en ello diversas instituciones y empresas, en varias partes del mundo y con gigantescas inversiones, es muy probable que aparezca una importante disrupción, o descubrimiento significativo (breakthrough) en la forma de acumular energía.

Un estudio de factibilidad de inversión precisamente sobre baterías para el sistema eléctrico de Massachusetts¹⁰ señala doce tecnologías diferentes sobre las que se está trabajando e investigando actualmente en el mundo.

Por otro lado, además de los dos importantísimos beneficios para la electrificación del transporte, que se analiza en el punto siguiente, y la afirmación de la energía intermitente, señalada, la acumulación puede tener muchas otras ventajas para por ejemplo mejorar la resiliencia de los grandes sistemas eléctricos y para fortalecer el desarrollo de la energía distribuida. Un reciente trabajo de IRENA¹¹ identifica 26 beneficios diferentes que puede proveer la acumulación de energía.

4. DISRUPCIÓN DE LA ELECTRIFICACIÓN DEL TRANSPORTE

La electrificación del transporte es una de las disrupciones importantes que se produciría en los próximos años y ello sería posible porque la nueva tecnología, el vehículo eléctrico (VE), tiene una performance, como se muestra en el cuadro siguiente, muy superior a la que reemplaza, el vehículo de combustión interna (VCI). Además, la suma de todos los costos del VE, de capital, mantenimiento y combustible, sería muy inferior, un décimo, a los del VCI¹². Y también existiría una notable sinergia entre si de las dos nuevas tecnologías, el VE y el vehículo autónomo (VA), y estas a su vez con el cambio que se está produciendo en el modelo de negocios de la propiedad y el uso de los vehículos.

Este nuevo modelo de negocios, denominado “transporte como servicio” (TaaS), se basa en empresas de flotas de automotores, que serían las dueñas y alquilarían los vehículos a los usuarios por el tiempo que estos los requieran, por breve que sea. Así desaparecería mayormente la propiedad individual del vehículo y el espacio de estacionamiento, que antes se ocupaba para los autos que solo se utilizaban menos del 20% de su vida útil¹³.

El cuadro comparativo siguiente presenta las características principales de la tecnología a reemplazar, VCI, y de la nueva tecnología que la sustituye, el VE.

	VEHÍCULO DE COMBUSTIÓN INTERNA (VCI)	VEHÍCULO ELÉCTRICO (VE) + EL TRANSPORTE COMO UN SERVICIO (TAAS)
FUNCIONAMIENTO DEL VEHÍCULO	Muy complejo	Súper sencillo
PARTES MÓBILES	2000	20
EFICIENCIA	20 %. Pérdidas: calor y fricción	80 %
MANTENIMIENTO	Muy complicado	Muy fácil
USO COMO TAAS (TRANSPORTE COMO SERVICIO)	Difícil	*Sinergia entre VE y TaaS. *Con el TaaS desaparece mayormente el uso del estacionamiento
EL VCI TENDRÍA UN COSTO, CAPITAL, MANTENIMIENTO Y COMBUSTIBLE, 10 VECES MAYOR QUE EL DEL VE ¹⁴ .	Costo VE = 1/10 VCI	Falta bajar el costo de las baterías, que hoy representan casi el 50% del costo del VE
AUTONOMÍA DEL VEHÍCULO	Muy amplia	Hoy sería de unos 300 a 400 km. A mejorar
CONTAMINACION DE LA CIUDAD	Muy alta	Los buses eléctricos disminuyen muchísimo la contaminación ambiental y sonora. Beneficios estos que justificarían costos muy altos. Vehículos autónomos (VA): Sinergia con TaaS y VE

(10) *State of Charge. Massachusetts Energy Storage Initiative Study, 2017.

(11) IRENA. Electricity Storage and Renewables. Costs and Markets to 2030. October 2017.

(12) RethinkX. Disruption, implications and choices. James Arbib & Tony Seba. May 2017.

(13) Tony Seba. Clean Disruption Ob. Cit

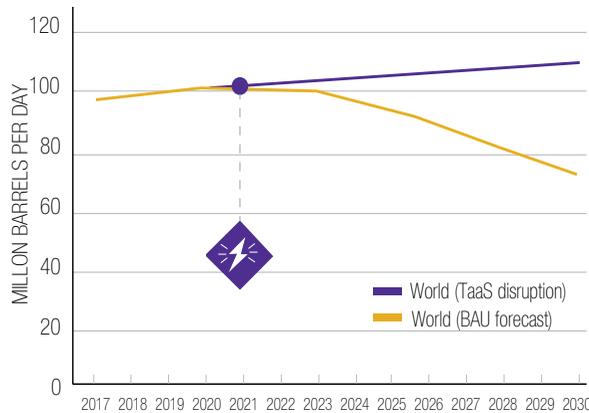
(14) James Arbib & T. Seba. Rethink X. Ob. Cit.

5. DISRUPCIÓN DEL PETRÓLEO

Supone Tony Seba que por las ventajas del VE, más la sinergia señalada con los VA y el TaaS, la electrificación del transporte va a ser muy rápida, pues cubriría el 95% del uso del automóvil de pasajeros, los kilómetros recorridos no la cantidad de autos, para el año 2030.

Consecuentemente la demanda de petróleo llegaría a su máximo en el 2022 y luego descendería, según el gráfico siguiente, hasta el año 2030, para cuando se reduciría aproximadamente a 70 millones de barriles diarios, es decir en un poco menos que el 30% de lo que sería entonces si siguiera la tendencia actual.

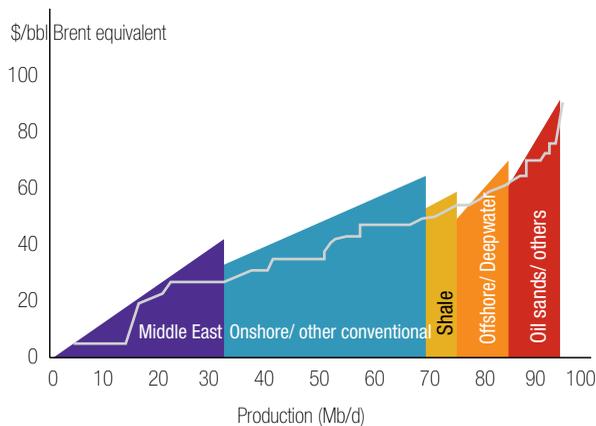
GLOBAL OIL-DEMAND FORECAST



Fuente "James Arbib & T. Seba. Rethink X. Op.cit.

Por otra parte, BP estima el costo de producción del petróleo según las diferentes calidades y orígenes, ordenándolos desde el más barato, a la izquierda, que sería el convencional de Medio Oriente, hasta el más caro que sería el "sand-oil", trazando el gráfico siguiente:

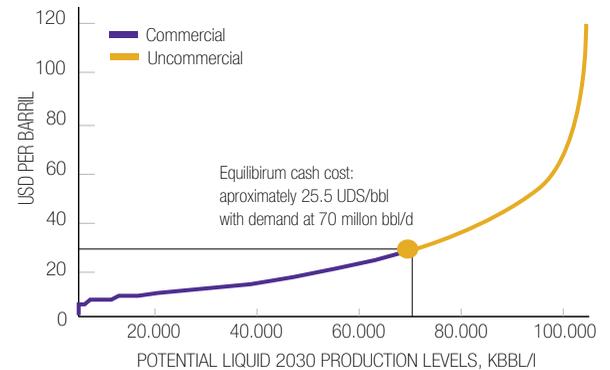
STYLISED OIL PRODUCTION COST CURVE



Fuente "BP Outlook 2017

Las diferencias de costos, de estos valores o similares, le permiten a Tony Seba construir la siguiente curva de oferta convencional:

GLOBAL CASH COST SUPPLY CURVE FOR LIQUIDS IN 2030



Fuente "James Arbib & T. Seba. Rethink X. Op.cit.

Donde se muestra bastante elasticidad, es decir que la cantidad ofrecida es sensible al precio. Por lo tanto, si la demanda se achica su curva se desplaza a la izquierda y corta la curva de oferta en el punto de coincidencia de una cantidad menor, 70 millones de b/d, con el precio, que también es inferior, de US\$ 25/b, en el año 2030.

Recientemente un estudio de las universidades de Radboud, de Holanda, y de la Universidad de Cambridge¹⁵, llega a conclusiones bastante parecidas a las de Tony Seba.

CONCLUSIONES

El libro de Tony Seba fue publicado en el año 2014 con datos que llegan hasta el año 2013, por lo tanto su revisión hoy nos permite evaluar hasta ahora algo de la validez de sus previsiones. De su lectura surge que sus pronósticos se ajustan bastante bien a los hechos: Un ejemplo relevante sería que sus proyecciones de los costos de la FV y de las baterías de litio, y estas últimas en su escenario de mayor caída de precios, se ajustan bien a lo sucedido.

La pregunta que plantea el título de este artículo, ¿la tecnología podría salvar nuestra especie?, relevante por cierto, no se ha podido responder categóricamente aquí. Sin embargo la conclusión principal a que se llega es que el cambio tecnológico, en forma de disrupción, parece una alternativa muy importante para mitigar el calentamiento global, sobre todo en comparación con otras posibilidades que plantean interrogantes. Especialmente porque la sinergia entre las nuevas tecnologías y la comparación de su performance respecto a las que reemplazan no parecen que se han tenido suficientemente en cuenta para evaluar la validez de los pronósticos de Tony Seba.

(15) "Macroeconomic impact of stranded fossil fuel assets", de la Universidad de Radboud, Holanda, Cambridge y otros. Junio 2018

EL COMPLIANCE EN LA INDUSTRIA PETROLERA ARGENTINA

A raíz de la sanción y entrada en vigencia de la Ley 27.401 -Ley de Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas por los Delitos de Corrupción- (en adelante la “LRP”), se ha generado un pronunciado entusiasmo sobre temas de Compliance; si bien para algunos, el término es completamente novedoso, para la industria petrolera no. Muchos de los actores de la industria petrolera argentina son compañías multinacionales que por diferentes motivos están alcanzados por normas internacionales tales como FCPA y/o la UK Bribery Act, entre otras.



DR. JUAN PABLO ALBARENQUE

Abogado (Universidad Nacional del Nordeste, 1996). Posgrado en Derecho Marítimo y Comercio Exterior (Universidad de Buenos Aires, 1997), Posgrado en Gas y Petróleo (Universidad de Buenos Aires, 2004), Posgrado en Gestión Ambiental (Instituto Tecnológico de Buenos Aires, 2010), Mergers & Adquisitions School (Norton Rose Fulbright, Houston -TX-, 2014). Profesor de Transporte de Hidrocarburos por Agua y Downstream en el Posgrado de Gas y Petróleo (Universidad de Buenos Aires, desde 2010-2013)

Es importante destacar que la actividad petrolera, en todas sus etapas, Upstream, Midstream y Downstream genera una gran variedad de relaciones e interacciones con terceras partes, pero sobre todo con el estado; dependiendo su objeto, la actividad puede ser, regulada total o parcialmente, desregulada o incluso servicio público. Es por ello que el Departamento de Justicia de Estados Unidos monitorea estas actividades y a consecuencia de ello esta industria ha evolucionado dinámicamente en la creación y aplicación de Programas de Compliance o Programas de Integridad, que van más allá de los temas de soborno y corrupción.

En la mayoría de los casos, estos Programas son elaborados por sus casas matrices –los cuales son comunes para todas sus afiliadas y subsidiarias independientemente del lugar donde operen-. En el caso de las compañías de capital argentino que coticen en la SEC o que se encuentren vinculadas con compañías que sí lo hacen, sus Programas de Integridad deben cumplir con los requisitos que dichos organismos imponen.

Hasta la sanción de la LRP, no existía una movida tan dinámica y explícita sobre Compliance, se puede asegurar

Es importante destacar que la actividad petrolera, en todas sus etapas genera una gran variedad de relaciones e interacciones con terceras partes, pero sobre todo con el Estado

que el Compliance se ha convertido en un Trending Topic en Argentina.

Antes de seguir avanzando es importante recordar alguna definición de Compliance, a tal efecto reproduzco la definición del Word Compliance Association que textualmente dice:

“*El Corporate Compliance es un conjunto de procedimientos y buenas prácticas adoptados por las organizaciones para identificar y clasificar los riesgos operativos y legales* a los que se enfrentan y establecer mecanismos internos de prevención, gestión, control y reacción frente a los mismos”.

Como Argentina es un país de alto riesgo, obliga a que los procedimientos descriptos en el Programa de Integridad sean más exigentes.

El motivo de su nombre en inglés, es el hecho de que nace en el mundo empresarial anglosajón, más concretamente en el sector financiero, el cual estaba sujeto a una rigurosa regulación. Ésta política se fue ampliando a otras actividades y se extendieron por el resto del mundo, en la medida que las compañías multinacionales, cuyas casas matrices estaban ubicadas en países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), expandieron sus operaciones en otros países.

Tal como surge de la definición, el término Compliance es muy amplio y se fue materializando mediante la incorporación, por parte de las compañías, de programas de integridad, principios generales de negocios, códigos de conducta, manuales sobre antisoborno y anticorrupción, lavado de activos, antimonopolio, controles y sanciones en el comercio internacional, protección de datos, etc.

Teniendo en cuenta que el Programa de Integridad es un sistema de gestión, uno de los pilares para su éxito es la identificación y clasificación de los riesgos a los cuales las compañías se enfrentan en sus operaciones, se puede afirmar que a través de los programas estandarizados – o sea los provistos por las casas matrices- los riesgos –propios de la actividad- estarían debidamente identificados, a esto podemos definirlo como los riesgos “autogenerados”; ahora bien que pasa con los riesgos “generados por terceros”, es ahí donde se debe mirar el contexto local y adaptar lo que sea necesario. Los riesgos no son los mismos en todos los países, hay instituciones que hacen investigaciones y califican a los países acorde a ese riesgo, por ejemplo Argentina es un país de alto riesgo en temas de “soborno y corrupción”. Entonces, las compañías que hagan negocios en Argentina deben tener un Programa de Integridad acorde al riesgo del país. Hay que tener muy presente que la actividad de terceros puede generar responsabilidades imputables a las compañías, ya sea por acción u omisión.

A consecuencia de este Trending Topic muchos de los contratistas, proveedores y hasta clientes de las compañías petroleras, están entendiendo el racional de los pedidos de información/documentación/explicaciones/etc. que era requerido en etapas previas al perfeccionamiento de las relaciones contractuales. Estos procesos, en los que muchas veces los proveedores, contratistas y clientes se consideraban invadidos, hoy van teniendo cierto soporte jurídico como ser las normas antilavado, de defensa de la competencia, de responsabilidad penal de las

personas jurídicas por actos de corrupción, entre otras.

Vuelvo a recordar que por el hecho de que Argentina sea un país de alto riesgo, obliga a que algunos de los procedimientos descriptos en el Programa de Integridad sean más exigentes.

Esta movida viene generado un cambio de paradigma, sin embargo, el Programa de Integridad no se debe limitar únicamente a los temas de soborno y corrupción; como su misma definición lo indica, el Compliance es mucho más amplio.

La LRP dispone que se podrá eximir de la pena, si y solo si, la empresa tiene una Programa de Integridad, ha denunciado espontáneamente el delito tras una investigación interna, ha regresado el beneficio económico obtenido por el ilícito y, fundamentalmente, si dicho Programa de Integridad contiene todos los puntos que exige el texto legal para que realmente pueda considerarse robusto y eficaz. Sobre los Programas de Compliance, se puede decir que los sistemas penales comparados (americanos y europeos) generalmente tienen efectos eximentes de condenas –siempre que se ajusten a la ley-. De este modo se ha ido generando en dichos países un derecho penal preventivo y la instalación de una cultura ética corporativa. Veremos cómo resulta la experiencia en Argentina

La implementación de un Programa de Integridad es optativo y solo obligatorio para las empresas que contraten con el estado en los extremos descriptos en el art. 24 de la LRP; sin embargo, existe un consenso generalizado sobre la necesidad de su implementación, independientemente del tamaño de la compañía.

Ahora bien, este entusiasmo sobre los temas de antisoborno y anticorrupción no debe soslayar los otros riesgos relacionados que impactan a la industria petrolera, en esta oportunidad me gustaría destacar:

- **Lavado de Dinero:** es fundamental asegurarse del origen lícito de los fondos y si bien las petroleras no son sujetos obligados conforme el artículo de la ley 25.246, los bancos y entidades financieras si lo son, es por ello que es allí donde hay que poner el foco, en seleccionar entidades serias y con buena reputación.
- **Defensa de la Competencia:** en el mercado argentino la oferta, tanto en el Upstream como en el Downstream, está muy concentrada, sumado al hecho de la existencia de una compañía con participación estatal que detenta una posición dominante.
- **Trade Control:** las operaciones de importación, exportación e incluso los ranchos pueden estar sujeto a

restricciones conforme las sanciones impuestas ya sea por Estados Unidos, Unión Europea, organismos internacionales, etc. Acá hay que tener muy presente que esto no se limita solamente a materias primas y derivados, sino también a tecnología, información, procesos, etc., y que un simple viaje con un dispositivo tecnológico (laptop, Smartphone, tablet, etc.) puede ser considerado una exportación que debió cumplir con determinados requisitos de ingreso y/o egreso de un país.

Esta etapa de revisión y análisis sobre los Programas de Integridad existentes y los nuevos que aplicaran las compañías que recién se inicien en estos sistemas, debiera servir para hacer un análisis más profundo sobre los riesgos a los que se exponen, tratando de hacer una evaluación de las normas que regulan sus actividades y riesgos, que imagen y reputación quiero construir y como quiero gestionar los riesgos identificados.

Los Programas de Integridad establecen los principios o en cierta medida los límites en los cuales debe y quiere actuar una compañía a efectos de tener un sistema de gestión de los mismos.

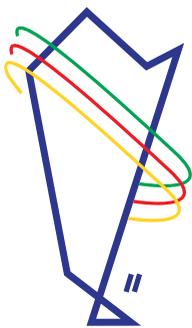
Las compañías que operan en diversas jurisdicciones,

como es el caso de la industria petrolera, deben extremar sus cuidados, lo que se busca con los Programas de Integridad es elevar los estándares éticos de la industria y sus stakeholders, de manera uniforme, por lo tanto no se pueden tolerar algunas conductas en un país y en otros no, debe quedar claro que esto es algo más que un requerimiento legal, es un cambio cultural.

Sin embargo, creo que el mayor desafío para las compañías petroleras será su interacción con stakeholders que no están familiarizados con los temas de Compliance, posiblemente se deba iniciar un proceso de acompañamiento conjunto a efectos de poder capacitar, en cierta medida, a los stakeholders esenciales o necesarios a fin de poder coordinar sinergias e incluso a los mismos funcionarios públicos.

En este punto me gustaría traer a colación un comentario que realizó Delia Ferreira Rubio (Transparencia Internacional) cuando dijo que en algunos países se trabaja con “*pactos de integridad por sector*”, me parece que ese tipo de sistemas contribuiría mucho a mejorar y capacitar a todos los actores de la industria petrolera, ya que de antemano se conocería el marco (framework) en el que la industria se mueve.

CONFEDERACIÓN DE ENTIDADES DEL COMERCIO DE HIDROCARBUROS Y AFINES DE LA REPÚBLICA ARGENTINA



CECHA
"en defensa
de los intereses
del sector"

**Integrante de
C.L.A.E.C.**
Comisión Latinoamericana
de Empresarios
de Combustibles

A.M.E.N.A.
Asociación Mendocina de
Expendedores de Naftas y Afines

C.A.P.E.G.A.
Cámara de Comerciantes y
Derivados del Petróleo, Garajes y
Afines

C.E.C.A.E.R.
Cámara de Estaciones de
Combustibles y Anexos
de Entre Ríos

CEC JUJUY
Cámara de Expendedores de
Combustibles de la
Provincia de Jujuy

C.E.C.L.A. LA PAMPA
Asociación Cámara de
Expendedores de Combustibles,
Lubricantes y Afines de La Pampa

**C.E.C. NEUQUEN
Y RIO NEGRO**
Cámara de Expendedores de
Combustibles de
Neuquén y Río Negro

C.E.C.A. SAN JUAN
Cámara de Expendedores
de Combustibles y Afines

C.E.C.A. SAN LUIS
Cámara de Expendedores
de Combustibles de San Luis

C.E.C.A.CH.
Cámara de Expendedores de
Combustibles y
Afines del Chaco

C.E.GNC
Cámara de Expendedores
de GNC

C.E.P.A.S.E.
Cámara de Expendedores de
sub-Productos del Petróleo y
Anexos de la Provincia de
Santiago del Estero

C.E.S.A.N.E.
Cámara de Estaciones de
Servicio y Afines del Nordeste.

C.E.S.COR
Cámara de Expendedores de
Servicio y Empresarios de
Combustibles de Corrientes

C.E.S.E.C.A.
Cámara de Estaciones
de Servicio Expendedores de
Combustibles y Afines de Salta

F.A.E.N.I.
Federación Argentina de
Expendedores de Nafta
del Interior

F.E.C.A.C.
Federación de Expendedores
de Combustibles y Afines
del Centro de la República

F.E.C.R.A.
Federación de Expendedores de
Combustibles de la República
Argentina.

C.E.C.H.A. 4342-4804 / 4342-9394 | Av. Mayo 633 2º / 12º Capital Federal (1084) | cecha@cecha.org.ar

INTEGRACIÓN ELÉCTRICA EUROPEA: FRACASOS Y DESAFÍOS

El Lic. Jorge A. Olmedo del IAE General Mosconi recupera fragmentos del prefacio del libro escrito por Jean Pierre Hansen y Jacques Percebois sobre la Transición Eléctrica en Europa, sus éxitos y fracasos que ilustran la complejidad de una historia de construcción y liberalización a ultranza cuyo final aun no está escrito.

TRANSICION (ES) ELECTRICA (ES): LO QUE EUROPA Y LOS MERCADOS NO SUPIERON CONTARTE de Jean Pierre HANSEN y Jacques PERCEBOIS; Traducción y adaptación: Gerardo RABINOVICH

Prefacio de Gérard MESTRALLET, Presidente del Consejo de Administración de ENGIE

El libro se lee como un cuento de aventuras. Toma a veces el aspecto de un manual, mediante el ejemplo eléctrico, de las grandes teorías económicas. Son destacados los desafíos que la electricidad ha presentado y presenta a la micro y a la macroeconomía: monopolio natural, formación de precios, costos de transporte... Otras veces permite alternar con placer – que los simples títulos de los capítulos alcanzan a transmitir – las anécdotas históricas y las monografías nacionales.

La fuerza de este libro consiste en trazar la historia de la electricidad en Europa, como laboratorio de una pequeña historia del continente. Desde la lenta construcción de la Unión, luego de la segunda guerra mundial, a las dificultades atravesadas los últimos años. La energía y, en primer lugar, la electricidad son excelentes reveladores de los avances y retrocesos del proyecto europeo. No es posible otra cosa que compartir las constataciones que realizan sin concesiones los autores. La política energética europea está equivocada. El gran sueño de los mercados integrados y líquidos, descrito en la segunda parte, ha concluido en un fracaso, luego que se cruzaran en su ruta las cuestiones ambientales y la crisis económica.

La Europa de la energía es una idea linda y útil que no se trata de descalificar si se evita pedirle que siga numerosos objetivos generalmente contradictorios. Nunca fue más que un sueño que, por el momento, no se ha transformado en realidad. Las trayectorias energéticas nacionales, lejos de converger, han tendido a alejarse unas de otras. De esta forma, los precios mayoristas de las diferentes regiones europeas van perdiendo correlación. Cuando Alemania detiene sus centrales nucleares, Francia y Gran Bretaña construyen nuevas. El carbón resiste del otro lado del río Rin, en un país que paradójicamente es el más dedicado a las energías renovables. El resultado puede ser la balcanización de la Europa energética.

¿Todo para lograr que resultados? La seguridad común de abastecimiento no ha mejorado, y está muy lejos de ello. Tampoco el momento permite verificar una mayor competitividad, tanto para los industriales como para los particulares,

que reciben precios dos veces más altos que los que pagan sus pares del otro lado del Atlántico. Si bien se han realizado progresos en la disminución de las emisiones de CO₂, no hay que equivocarse en su explicación. Pese a haber gastado cientos de miles de millones de euros, la caída de las emisiones se debe a la crisis y retroceso de la actividad económica. Actualmente se superpone un mercado mayorista, sobre el cual se vuelcan las sobrecapacidades, y las energías renovables con ingresos garantizados. Los grandes actores energéticos europeos venden su producción al mercado mayorista con precios deprimidos, debilitando este sector económico, sin que estos bajos precios beneficien a los clientes industriales.

¿Hay que enterrar por ello la Europa de la energía? Los autores describen una “ruta de la incertidumbre” sobre esta pregunta, resultando difícil ver con claridad el futuro. Los progresos tecnológicos, la digitalización y la energía fotovoltaica son factores de transformación profunda del sector energético y podrían beneficiar a los consumidores.

No sabemos todavía si el progreso de las energías renovables va a marcar el desarrollo de grandes infraestructuras transnacionales para equilibrar el sistema entre el recurso eólico del Norte del continente y el solar del Sur o si, por el contrario, se afirmará un enfoque más descentralizado bajo una forma local múltiple. Cualquiera fuera el resultado, la Unión de la energía es un bello concepto que ha sufrido demasiadas contradicciones y complejidades.

Los dos autores son expertos de la electricidad. Jacques Percebois es un universitario que consagró sus investigaciones y enseñanzas a la energía. Tuvo importantes cargos como experto de los poderes públicos y formó parte del consejo de sociedades de transporte energético. Jean Pierre Hansen supo combinar una larga experiencia industrial en el sector energético con una intensa atracción por lo académico y una inclinación personal por la reflexión y la economía de la energía. Este doble enfoque, marcó su carrera en Electrabel y en el grupo Engie. En el mundo energético, solamente Marcel Boiteux llegó tan lejos en este doble interés.



Hacer las cosas bien es la mejor manera de hacerlas

Somos la primera compañía privada integrada de energía de la región. Desde hace más de 20 años invertimos, trabajamos y crecemos haciendo que otros crezcan.

Pan American
ENERGY

LÍDERES EN TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

