

68
EDICIÓN

REVISTA CIER

Sin fronteras para la energía





Ing. Juan José Carrasco
Director Ejecutivo de la CIER

Estimados colegas de la colectividad de la CIER,

En el presente año nos encontramos nuevamente con las ediciones de la revista CIER. Aprovecharé este breve espacio para comunicarles algunas novedades del plan de trabajo de la CIER durante el año 2016 y cambios que se llevarán a cabo en la planificación estratégica, modos de funcionamiento de la CIER, y productos y servicios de los que les iremos informando en las ediciones venideras.

Deseamos que la revista se constituya como un canal a través del cual el lector pueda acceder al pensamiento estratégico, a la información sobre el Sector en la Región y en el Mundo, así como a compartir mejores prácticas surgidas de la experiencia en la gestión y el conocimiento sobre avances tecnológicos a través de los principales referentes y especialistas de nuestra Región.

Entre estos esfuerzos se encuentra cambiar la diagramación de la misma abriendo distintas secciones.

También queremos agradecer, en forma particular, a auspiciantes que con sus aportes contribuirán a mejorar la calidad y oportunidades de la edición de la revista.

Fundamentalmente, esperamos la participación de todos ustedes para enriquecerla. Para ello solicitamos realimentarnos sobre temas de su interés, problemáticas que ustedes necesitan solucionar de su ámbito de trabajo, conocimientos específicos, comentarios de los artículos, entre otros.

En la revista encontrarán algunos mecanismos de participación y también algunas formas de reconocer la

misma que consideramos de justicia y que esperamos ir incrementando.

Entre los temas más importantes que le quiero comentar se encuentran:

El proceso de Planificación Estratégica y Gobernanza de la CIER: el mismo está orientado establecer un plan de acción para los próximos 4 años.

Desde el punto de vista del asociado busca una mayor participación en las actividades de la organización, en la renovación del portafolio de productos y servicios a medida, así como asegurar su financiamiento con costos inferiores a productos y servicios similares existentes en el mercado.

Este portafolio está basado en soluciones integrales que incluirán estudios propios y análisis de estudios de terceros, referenciamientos, grupos de trabajo sobre temas específicos, la gestión del conocimiento explícito y tácito a través de la consolidación de la Universidad Corporativa de la CIER, los webinar, la nueva plataforma multimedia del conocimiento, la creación de los intercambios empresariales, los servicios de profesionales senior, entre otros.

Los principales proyectos y grupos de trabajo del cual les dejo un esquema y de los cuales se lanzan nuevas etapas:



GRUPOS DE TRABAJO

Plantas Térmicas y Gas

Energías Renovables

Represas y Embalses

Operadores y Administradores de Mercados

Transporte de Energía

Trabajos con Tensión

Generación Distribuida

Calidad de Potencia en la Distribución

Movilidad Eléctrica

Smart Grids

Transformadores y Reactores

Medio Ambiente

Precios de Energía y Tarifas Eléctricas

Regulación Sector Eléctricos

Salud y Seguridad en la Industria Eléctrica

Responsabilidad Social Empresarial

Calidad Percibida Satisfacción de Clientes

Benchmarking AOM (Gen /Transm/ Dist)
Manejo de Activos (Gen / Transm/ Dist)

Los cursos a Distancia de la Universidad Corporativa: con el lanzamiento de dos áreas, la de Distribución y de la Finanzas en el Sector Eléctrico se adjunta a la ya larga lista de cursos previstos para este 2016.

Los webinar sobre distintas temáticas.

DESARROLLO DE COMPETENCIAS



▪ **Aula Permanente del Sector Energético hacia una universidad corporativa CIER**
Cursos a Distancia - Cursos Presenciales - Cursos in company
Más de 30 cursos realizados anualmente

▪ **Congresos, Seminarios, Talleres y Jornadas**
10 eventos anuales que congregan 2000 especialistas



▪ **Webinarios**
Destacados conferencistas del sector eléctrico exponen sus experiencias vía web para aproximadamente 50 especialistas en cada instancia.

En cuanto a los canales de comunicación estamos revisando los mecanismos, la eficacia y eficiencia de los mismos. Segmentado a los grupos de interés y logrando el justo equilibrio de información, motivando la participación y el no avasallar a los asociados.

Este año estrenaremos una nueva web y con en ella algunos servicios nuevos como el sitio de las licitaciones regionales, la bolsa de trabajo regional, un portal de mercados así como de seguimiento de los procesos de integración.

Como decimos siempre **“La CIER es de ustedes y para ustedes. Cuanto más se participa y se aporta más beneficios se obtienen para las instituciones y para sus profesionales”**. La CIER tiene un diferencial en cuanto a las actividades desarrolladas por otras organizaciones que es la experiencia y conocimiento de un colectivo amplio y las soluciones a medida con alto compromiso de los participantes y que refleja las necesidades de la Región.

La Región y el mundo están frente a cambios no antes vistos: la información y las redes sociales nos sobre informan por lo que requerimos segmentar y seleccionar aquellos contenidos con real valor agregado. A su vez, necesitamos tender puentes generacionales para complementar los conocimientos explícitos de las universidades y fuentes de información con los conocimientos tácitos de las personas.

Nada de esto será posible si no promovemos y, posteriormente, potenciamos el trabajo colaborativo y solidario entre empresas y generaciones de profesionales.

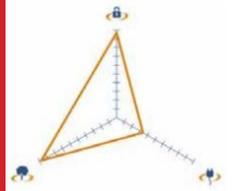
Nada nos limita para hacerlo solo dependemos de nosotros. Participa en la CIER, la Región te lo agradece.

TRABAJOS TÉCNICOS DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

6 Escenarios energéticos a 2050 para las Smart Grids en Colombia

Daniel Felipe Díaz Toro - COCME - Colombia

6



GENERACIÓN

14 Caracterización de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de biogás y estimación de sus principales variables en Argentina

Mg. Ing. Manuela Pendón, Mg. Ing. Eduardo Williams, Ing. Belén Filippetti, Ing. Maite Granada, Ing. Natalia Cibeira, Ing. Franco Castellazzi

Celdas cambiantes:
Precio de la Energía [USD/MWh]
Energía Generada Anual [%]
Remuneración Adicional (Ley 26.190)
Costos Anuales [%]
Inversión Inicial sin IVA [USD]
Celdas de resultado:

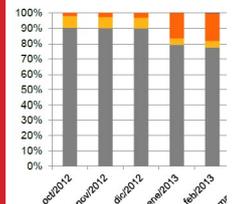
14

OPERACIÓN, SISTEMAS Y MERCADO DE ENERGÍA

21 Alternativas para incrementar la liquidez del Mercado de Energía Mayorista Colombiano: el caso del Mercado No Regulado

Diego García, Cecilia Maya, Diego Mejía - XM FILIAL DE ISA - Colombia

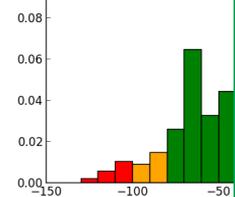
21



TRANSMISIÓN

29 Flujo de carga probabilístico para estudios de conectividad con gran penetración de generación distribuida

MSc. Ing. Pablo Pena, Ing. Nicolás Morales, Ing. Cedric Zoppolo - UTE - Uruguay



29

ARTÍCULOS DE INTERÉS MANAGEMENT

34 La escalera de la abstracción de los intereses

Gabriel Vallone - Dirección Estratégica - NDE -

34



CAMBIO CLIMÁTICO

37 El Acuerdo de París. Valoración del sector eléctrico

Cristina Rivero Fernández - Jefe del Departamento de Cambio Climático de UNESA -



37

Marzo 2016

Presidente de la CIER:

Ing. Víctor Romero Solís (Paraguay)

Vicepresidente:

Ing. Jaime Astudillo (Ecuador)

Sr. Luis Pacheco Morgan (Costa Rica)

Director Ejecutivo:

Ing. Juan José Carrasco (Uruguay)

Redacción y Administración en Secretaría Ejecutiva de la CIER:

Blvr Artigas 1040 Montevideo, Uruguay

Tel: (+598) 27090611*

Fax: (+598) 27083193

Correo Electrónico: secier@cier.org

Lic. Jessica Kaufman

Asistente de Comunicación y Relaciones Institucionales

jkaufman@cier.org

Foto de Portada: Puesta de sol en subestación Carrasco, Cochabamba, Bolivia. Autor: J. Fernando Díaz Rico. Empresa Valle Hermoso.

Web: www.cier.org.uy

***Queda autorizada la reproducción total o parcial haciéndose mención de la fuente.**



INICIOS 2016

¡Conoce parte de nuestra propuesta para este próximo año!

ÁREA CORPORATIVA

Economía de la regulación de la actividad de distribución
MARZO - ABRIL

Desafíos para la gestión del talento
MARZO - ABRIL

Gobierno corporativo
ABRIL - MAYO

Tarifas en distribución para clientes regulados en el sector de la energía eléctrica
JULIO - AGOSTO

Licitaciones públicas para la expansión de la capacidad de generación
JULIO - AGOSTO

Curso general de NIIF para empresas eléctricas
AGOSTO - SEPTIEMBRE

Curso presencial: evaluación financiera de proyectos de inversión
AGOSTO

Economía de la regulación de la actividad de generación
SEPTIEMBRE - OCTUBRE

Calidad de vida laboral y factores psicosociales
SEPTIEMBRE - OCTUBRE

ÁREA COMERCIAL

Relacionamiento en la era digital. Distinciones, conceptos y herramientas
MAYO - JUNIO

Bases para un comportamiento empresarial responsable y sostenible
JUNIO - JULIO

Comunicación con el cliente
AGOSTO - SEPTIEMBRE

ÁREA DISTRIBUCIÓN

Introducción a la generación distribuida
JUNIO - JULIO

Smart grids
AGOSTO - SEPTIEMBRE

Calidad de servicio
SEPTIEMBRE - OCTUBRE

Planificación de las redes eléctricas de distribución
SEPTIEMBRE - OCTUBRE

ÁREA GENERACIÓN

Fundamentos de auscultación y seguridad de presas
MAYO - JUNIO

Medición y evaluación del recurso eólico
MAYO - JUNIO

Buenas prácticas para la gestión de activos de generación según PASS 55
JULIO - AGOSTO

Energía solar fotovoltaica
JULIO - AGOSTO

Fundamentos de la energía eólica
AGOSTO - SEPTIEMBRE

Mantenimiento de turbinas de gas
AGOSTO - SEPTIEMBRE

Fundamentos de energía hidroeléctrica
SEPTIEMBRE - OCTUBRE

VARIAS ÁREAS

Comunicaciones para los sistemas de control y protección de SSEE eléctricas, smart grid, vehículo eléctrico y energías renovables
ABRIL - MAYO

Curso avanzado en tecnología, regulación y financiación de energías renovables
ABRIL - MAYO - JUNIO

¡Reserve con tiempo su lugar y acceda a capacitaciones y especialistas de alto nivel en el sector energético!

Por más información: fvazquez@cier.org

Escenarios energéticos a 2050 para las Smart Grids en Colombia

IntegraCIER - Congreso Iberoamericano De Energía
Noviembre 2014

Autor:

Daniel Felipe Díaz Toro, Ing Electricista, Ing Electrónico,
Ing Asistente Técnico FUTURE ENERGY LEADER –
COMITÉ COLOMBIANO DEL WEC - COCME – Colombia.

DATOS DE LA EMPRESA

Dirección: Calle 12 sur No18-168
Localidad: Medellín, Colombia
Teléfono: 57-4-3171698
E-Mail: a.tecnico@cocme.org

Resumen

El paper propone dos escenarios energéticos para las Smart Grids en Colombia, con base en los estudios del Consejo Mundial de Energía - WEC, World Energy Scenarios 2050 y Energy Trilemma.

Los escenarios propuestos recopilan los resultados y conclusiones de estas herramientas y reflejan las condiciones que favorecerían la incorporación de las Redes Inteligentes en el año 2050 en Colombia, considerando las variables económicas, políticas, sociales y culturales del país.

Contenido

- **Introducción**
- **Propuesta de dos escenarios energéticos para el desarrollo futuro de las smart grids en Colombia con base en los estudios del wec**
- **Conclusiones**
- **Bibliografía**

Introducción

Son tiempos de grandes incertidumbres, sin precedentes para el sector energético de Colombia. La seguridad energética, la confiabilidad, la asequibilidad y el suministro limpio y equitativo de la energía son clave para el crecimiento económico global, el desarrollo humano y presentan grandes desafíos para todas las personas.

El panorama energético del país y del mundo se encuentra en constante cambio, donde participan nuevos jugadores, nuevas tecnologías, nuevos inversionistas, entre otros.

De igual manera, es importante conocer algunos aspectos que se han presentado en el sector, que han llevado a radicales cambios en el modo como se produce, consume y comercializa la energía. Por estas razones y muchas otras, es fundamental conocer los escenarios para las Smart Grids en Colombia a largo plazo, que muestren una diversidad de posibles trayectorias que podrían impactar el sector energético.

Los dos escenarios propuestos para las Smart Grids en Colombia a 2050 describen dos mundos, uno donde el país se concentra en la mitigación del impacto ambiental y otro en el que se centra en la equidad social.

La relevancia de este trabajo también se puede apreciar, en que actualmente en Colombia no se cuenta con un estudio de escenarios energéticos hacia el futuro para las Smart Grids, como factor para lograr la sostenibilidad energética futura, tampoco se ha realizado este tipo de análisis con base en publicaciones del Consejo Mundial de Energía, los cuales son indicadores de alta importancia para evaluar, comparar y analizar el desarrollo energético de un país. Teniendo presente que el futuro del sector energético de Colombia estará cada vez más ligado al desarrollo de las redes inteligentes, las cuales no sólo suministran energía sino también información para desarrollar inteligencia y que se logre una mejor utilización de las tecnologías y soluciones para optimizar la planificación y funcionamiento de las redes de electricidad existentes, de esta manera tener escenarios para estas redes permitirá desarrollar visiones alternativas del futuro, las cuales pueden ser utilizadas para explorar las implicaciones de diferentes conjuntos de supuestos y determinar el grado de solidez de los posibles futuros desarrollos.

Propuesta de dos escenarios energéticos para el desarrollo futuro de las Smart Grids en Colombia con base en los estudios WEC

La propuesta de los escenarios energéticos para las Smart Grids en Colombia se realizó con base en los estudios del Consejo Mundial de Energía Energy Scenarios 2050 y Energy Trilemma, de manera que es de alta importancia entender la metodología y procedimiento de elaboración de cada uno de ellos.

Energy Trilemma (Trilema Energético del WEC)

El Consejo Mundial de Energía, define la sostenibilidad energética con base en tres dimensiones: seguridad energética (disponibilidad), equidad social (acceso y asequibilidad a la energía) y la sostenibilidad ambiental. Estas tres metas constituyen un "trilema" que en su solución lleva implícita una compleja red de vínculos entre actores públicos y privados, gobiernos, reguladores, factores sociales y económicos, recursos nacionales, intereses ambientales y comportamientos individuales. (García, 2013)

• Seguridad energética

Tanto para los países exportadores como para los importadores de energía se refiere a la gestión eficiente del suministro de energía primaria desde fuentes domésticas, o externas. Requiere, además, garantizar una gran confiabilidad de la infraestructura energética y la capacidad para atender la demanda actual y la futura. Para los países exportadores netos de energía, también tiene que ver con la capacidad de mantener los ingresos provenientes de los mercados externos.

• Equidad social

Su objetivo es la accesibilidad y asequibilidad a la energía, para toda la población. La energía es parte de la vida de las personas hoy, más que antes. El reto, lograr la reducción de la pobreza energética.

• Mitigación del impacto ambiental

Involucra el logro de eficiencias energéticas tanto desde el lado de la demanda como desde el suministro e igualmente mayor participación de fuentes energéticas renovables con bajas en emisiones de carbono, en las canastas energéticas.

De esta manera, idealmente, la respuesta a estos retos se expresa como un triángulo equilátero y el desarrollo y mantenimiento de la sostenibilidad energética implica balancear equilibradamente las tres dimensiones del Trilema.

A continuación se presenta el triángulo de Colombia, donde se aprecia que las dimensiones de la mitigación del impacto ambiental y la seguridad energética están entre los valores más altos del ranking mundial, pero la equidad social se encuentra en una posición más rezagada, debido a que el acceso a la energía continúa siendo un tema de preocupación en el país, donde un alto porcentaje de la población se encuentra desconectado o con acceso precario a formas modernas de energía (problemas de acceso económico y disponibilidad).



Figura 1 Trilema Energético de Colombia (World Energy Council, 2013)

Energy Scenarios 2050 (Escenarios Energéticos a 2050)

El estudio de escenarios del WEC aborda dos escenarios energéticos, el Jazz y Sinfonía, donde intenta proporcionar una herramienta para medir el posible impacto de las decisiones en el futuro.

Este estudio de escenarios tiene la característica que en lugar de decirle a los políticos y líderes de la energía de alto nivel lo que deben hacer, para lograr un objetivo político específico, permitirán poner a prueba los supuestos clave que darían forma a la energía del mañana y que por ejemplo los inversionistas puedan utilizar esta herramienta para evaluar cuáles sean probablemente las áreas más dinámicas del futuro.

Estos dos escenarios están diseñados para ayudar a una variedad de interesados a abordar y a balancear en el futuro el trilema de la sostenibilidad energética y que se puedan a lo largo del tiempo desarrollar políticas energéticas. Es de resaltar que un escenario no es necesariamente mejor que el otro y no debería ser juzgado como tal. En cambio, permiten tener una visión más amplia y llamar a la reflexión sobre las implicaciones globales de las decisiones en el futuro.

Jazz

El nombre de este escenario se debe a que el Jazz es un estilo de música, que se caracteriza por una estructura rítmica fuerte pero flexible. En Jazz los músicos tienen la libertad de tomar la iniciativa e improvisar, mientras que otros en la banda a menudo los siguen. El Jazz tiene un enfoque de equidad social priorizando el acceso universal y la asequibilidad a la energía como resultado del crecimiento económico.

Sinfonía

El nombre de este escenario se debe a que una Sinfonía es una pieza compleja de música con una estructura fija compuesta para ser interpretada por una orquesta sinfónica. Sinfonía tiene un enfoque de sostenibilidad del medio ambiente a través de políticas y prácticas coordinadas internacionalmente.

Los escenarios del WEC son dos visiones del mundo, que a largo plazo buscan la manera de gestionar adecuadamente la sostenibilidad energética en sus tres dimensiones, lo que permite el desarrollo de los componentes claves de los sistemas energéticos inteligentes futuros.

• La seguridad energética en los escenarios del WEC

No existe una gran diferencia en la seguridad energética en los dos escenarios, ya que Sinfonía utiliza fuentes energéticas subsidiadas e incentivadas por los gobiernos, mientras que el escenario Jazz se focaliza en el consumidor para garantizar el acceso y la asequibilidad a la energía, calidad en el suministro y el uso de las mejores fuentes energéticas disponibles.

• Equidad social en los escenarios del WEC

En promedio, la equidad social avanza mejor en Jazz, ya que más personas son capaces de pagar por la energía, porque el mercado mundial conduce a un mayor crecimiento del PIB. La equidad social es menor en Sinfonía porque hay intervenciones que restringen el crecimiento del PIB, además los fondos dirigidos a las iniciativas de bajas emisiones de carbono causarán que se desvíen los fondos que deben atender otras prioridades del gobierno.

• Mitigación del impacto ambiental

El escenario Sinfonía tiene un buen desempeño en la mitigación del impacto ambiental, especialmente en las emisiones de CO₂, las cuales bajan después del año 2020, debido a que los países adoptan una serie de mecanismos para cumplir con los tratados internacionales sobre el carbono, de esta forma en este escenario el comercio de emisiones internacionales es el principal mecanismo de cumplimiento de las metas de emisión de CO₂.

En el escenario Jazz el resultado en este aspecto es menor, ya que las emisiones comienzan a disminuir considerablemente después de 2040. Esto es una consecuencia de que el precio global para el mercado de carbono, tiene un desarrollo más lento.

Escenario Jazz propuesto para las Smart Grids en Colombia

El escenario Jazz para Colombia se vislumbra en dos partes: desde 2015 a 2030 y desde 2030 a 2050.

Colombia en este escenario se caracteriza por mejorar considerablemente en la equidad social, el acceso a la energía y un crecimiento económico acelerado.

En la primera etapa del escenario Jazz en Colombia, la actitud de las personas hacia los parques eólicos y otras tecnologías renovables, como la energía solar fotovoltaica y la biomasa, sigue siendo de prevención, debido a que el usuario comúnmente asocia el desarrollo de estos proyectos con el aumento de los precios de la electricidad.

En el lado de la demanda, los consumidores se mantienen pasivos en su participación en el sistema y no parecen estar interesados en obtener los beneficios adicionales de este. De igual forma, la medición inteligente que se comienza a desplegar en el país permite obtener pequeños ahorros en el sector residencial, este ahorro es muy limitado debido a que los subsidios cruzados no incentivan a que los usuarios hagan ahorros significativos y se preocupen por el consumo excesivo. Sin embargo, la industria se esfuerza por hacerse más competitiva implementando medidas de eficiencia y controlando su consumo a través de la gestión de los Smart Meters.

El gobierno se preocupa cada vez más por tomar acciones y por formular leyes para reducir el costo de la energía y

que más personas puedan pagar por este recurso, lo cual a largo plazo se traduce en un crecimiento acelerado de la demanda, sin embargo, el proceso de interconexión con países de la región es más lento que en el escenario Sinfonía y con muchas barreras.

Las inversiones para atender la demanda se podrán realizar sin inconvenientes mayores, debido a que se cuenta con el capital y existen oportunidades para los mega proyectos con precios competitivos, adicionalmente se comenzarán a reemplazar las plantas viejas de gas y carbón, por plantas que usen estos mismos combustibles pero con mejores índices de eficiencia.

En esta época, la canasta energética de Colombia estará basada en un conjunto de grandes centrales hidroeléctricas y aparece un crecimiento acelerado plantas a gas y carbón, también se instalan algunos proyectos de fuentes de energía renovables de manera independiente, principalmente en generación eólica y parques fotovoltaicos pequeños y medianos. La mayor parte de la generación para abastecer la demanda continua siendo centralizada para los grandes centros de carga en las ciudades y grandes industrias.

Las subestaciones se comienzan a actualizar y modificar con tecnologías y medios tradicionales para manejar la demanda adicional que trae el mayor crecimiento económico, debido a que los costos de las soluciones inteligentes siguen siendo demasiado altos en la primera etapa del escenario.

Los vehículos eléctricos se comienzan a desplegar en algunas zonas urbanas de altos ingresos económicos, pero se presentan problemas en las redes de distribución que no están preparadas para este aumento de la demanda, y las inversiones en estas solo se realizan en función de las necesidades y sobre todo de la rentabilidad.

Los flujos de energía bidireccionales se sesgan a pequeños proyectos pilotos desarrollados por los operadores de red, pero su masificación es difícil y costosa debido a que la I+D es limitada.

En general, en la primera etapa de este escenario, la energía se continúa generando en grandes cantidades en lugares remotos, transmitido a nivel nacional y luego distribuido a los hogares y las empresas a través de las redes de distribución, con una imagen muy similar a la del sistema actual. El perfil de generación ha cambiado lentamente solo por la incorporación de gas a gran escala y pequeños centros con energías renovables.

En la segunda etapa del escenario, las compañías prestadoras del servicio de energía eléctrica, comienzan a observar mayor viabilidad en las inversiones de nuevas tecnologías, en vez de invertir en mejorar los equipos convencionales ya existentes.

Los operadores de red toman la iniciativa con la innovación, ya que ésta es necesaria para manejar la elevada demanda, especialmente en horas pico.

Los usuarios en los hogares permanecen aún pasivos en tomar medidas para controlar y reducir su consumo de energía. Sin embargo los consumidores adoptan nuevas tecnologías en sus hogares, pero lo hacen a manera de incorporación de nuevos "gadgets" y electrodomésticos inteligentes, debido a que tienen mayores ingresos y desean continuar con la vanguardia tecnológica. Estos equipos aportan medidas de eficiencia energética pero su gestión de manera coordinada no es la óptima.

De igual forma, los consumidores presentan desconfianza hacia los operadores de red, aspecto que no permite avanzar de manera significativa en los sistemas de gestión de la demanda.

Solo una pequeña cantidad de usuarios comienzan a participar activamente del sistema, debido a que los precios comienzan a estar disponibles en tiempo real, gracias al despliegue de medidores inteligentes en gran parte de la población. Los consumidores industriales y comerciales adoptan con entusiasmo los sistemas de medición avanzada, participan en contratos flexibles, nuevas estructuras tarifarias y medidas de eficiencia.

La inversión extranjera en el país es impulsada por el gobierno, por medio de leyes y normas que garanticen el retorno de las inversiones, como es el caso actualmente de la ley de Energías renovables. El gobierno también continúa con el apoyo para reducir la pobreza y la desigualdad, garantizando energía en las Zonas No Interconectadas, por medio de proyectos con energías verdes.

Los signos de una menor confiabilidad en el sistema y la posibilidad de cortes de energía debido a la creciente demanda, comienzan a generar mayor interés en las compañías prestadoras del servicio por tecnologías Smart Grids para el control y monitorización de la red.

El desarrollo de las tecnologías renovables con características distribuidas y en pequeña escala, significa que las empresas prestadoras del servicio comienzan a invertir en la red para permitir los flujos de potencia bidireccionales.

El crecimiento en el número de hogares que poseen y operan sistemas de micro generación, tecnologías de pequeña escala y de almacenamiento es importante en la segunda etapa del escenario, en particular en las zonas urbanas (grandes ciudades) que utilizan vehículos eléctricos, sin embargo el petróleo se continúa utilizando como el principal combustible para el transporte a gran escala.

Este escenario en el país se caracteriza por realizar mayores exploraciones de combustibles fósiles para satisfacer la demanda creciente. El precio del petróleo es bajo en la primera etapa del escenario en el país, pero en la segunda tiene un crecimiento considerado debido a la fuerte demanda especialmente en el transporte.

La economía de los vehículos eléctricos ha ido mejorando poco a poco en las grandes ciudades del país, especialmente en los vecindarios con mayor poder adquisitivo y gracias a esfuerzos de empresas y universidades. De igual forma la red continua requiriendo refuerzos en lugares específicos para manejar los picos de carga, ya que el usuario aun no gestiona muy bien los recursos. También se debe resaltar que la mayor parte de los vehículos están equipados con un software que analiza la frecuencia y el voltaje de la red, o incluso se comunican automáticamente para evitar los picos de carga, pero como se mencionó, la mayoría de los propietarios anulan esta función porque no les interesa o porque no tienen el conocimiento.

Las baterías de los vehículos eléctricos juegan un papel fundamental para gestionar los picos de demanda y funcionar como sistemas de almacenamiento, sin embargo su utilización continúa siendo pequeña en el país, debido a que aún no están desarrolladas para almacenamiento a gran escala por las limitaciones en I+D.

Una cantidad significativa de generación de electricidad a pequeña escala se comienza a generar en los hogares y en algunas comunidades, pero la generación centralizada todavía tiene un papel que desempeñar para satisfacer la demanda, especialmente en los centros urbanos y la industria.

De manera general, en este escenario se continúa con una respuesta limitada para utilizar los beneficios de la variación de los precios de la energía durante el día, ya que

los incentivos siguen siendo insuficientes para cambiar el comportamiento del consumidor.

Aunque el usuario no es tan participativo como en el escenario Sinfonía, la incorporación de medidores inteligentes en los hogares permite modelar y conocer el sistema por medio de los datos obtenidos, lo cual ayuda a los operadores a gestionar mejor los recursos y a que se haga un mejor planeamiento año - año de las inversiones en generación, transmisión y distribución que se deben realizar, así como la gestión de activos.

Es de resaltar que en la primera y segunda parte del escenario, las estaciones de combustible como gasolina y diésel aún continúan participes y a gran escala en el mercado, ya que mucho porcentaje de la población continúa con vehículos de combustión interna.

Escenario Sinfonía propuesto para las Smart Grids en Colombia

El escenario Sinfonía para Colombia se vislumbra al igual que el Jazz en dos partes: desde 2015 a 2030 y desde 2030 a 2050.

Este escenario en Colombia se caracteriza por apoyar la sostenibilidad ambiental y el desarrollo de políticas coordinadas internacionalmente.

Los contadores inteligentes se comienzan instalar a gran escala en los hogares; la fuerte demanda de los contadores crea un mercado para nuevos dispositivos con características más inteligentes y funcionales, los cuales son populares principalmente en los usuarios jóvenes.

Aunque los proveedores de energía instalan con éxito contadores inteligentes en todos los hogares e industrias, la confianza en las empresas es baja debido a que los precios siguen aumentando a historias negativas sobre posibles infracciones y violaciones de privacidad. Pero inmediatamente se comienzan a tomar medidas para superar los inconvenientes con base en experiencias exitosas en otros países, (especialmente el tema de la confianza en el operador).

Las redes de comunicación comienzan a mejorar gradualmente a medida que se va presentando un mayor despliegue de Smart Meters y generación distribuida, para dar una mejor cobertura a los usuarios y que éstos se comiencen a enterar de los beneficios que el sistema les ofrece.

En la primer parte del escenario comienzan a aparecer problemas en las redes eléctricas por la intermitencia de las energías verdes, la cual se comienza a solucionar con la incorporación de tecnologías Smart Grids.

Los precios de la energía continúan en ascenso en este escenario, lo que ayuda a que se desarrollen medidas de eficiencia energética. De igual forma, desde la primera etapa del escenario se comienza a crecer el interés por la energía renovable producida en los hogares (donde el usuario participa como consumidor y generador de electricidad), así como por las medidas de eficiencia energética con el objetivo de seguir disfrutando de las comodidades en los hogares, pero reduciendo su consumo y la cantidad de dinero que se paga por los servicios, de igual forma estas medidas ayudan al sistema de potencia a que no se deba recurrir a la construcción masiva de proyectos insostenibles ambientalmente.

Aunque la I + D continúa y se están haciendo mejoras,

Los costos de las tecnologías de almacenamiento siguen siendo considerablemente altos, teniendo presente que en la actualidad este tema está muy poco desarrollado en el país. Los precios no son competitivos hasta que se masifique con el paso de los años la implementación de vehículos eléctricos y generación distribuida.

La hidroelectricidad seguirá creciendo y con la ayuda de las plantas de gas constituye la generación base del sistema, ya que las centrales de carbón se comienzan a restringir o si se implementan deben incorporar tecnologías que reduzcan las emisiones de CO₂. De igual forma, la capacidad de generación eólica y fotovoltaica se eleva a un ritmo considerable por el fuerte apoyo del gobierno. Las interconexiones regionales permiten exportar los excedentes de energía, aprovechando que se cuenta con un mercado latinoamericano de energía firmemente integrado, que también ayuda a reforzar la seguridad del suministro de energía y gas.

Algunas regiones del país comienzan a generar con sistemas muy eficientes a partir de biomasa o biogás local, además se continúan fortaleciendo las redes para que tengan características bidireccionales, con el objetivo de que se obtengan beneficios reales de eficiencia y gestión en el sistema de potencia, como la precisión en la facturación, detección de conexiones fraudulentas, lectura automatizada, gestión de la demanda y control a distancia.

Estos servicios son bien recibidos por las personas en los hogares, lo que aumenta el conocimiento de los niveles de consumo y genera un creciente interés por adquirir y desarrollar electrodomésticos más eficientes e inteligentes.

El aumento de la cantidad de generación suministrada directamente en las redes de distribución, conlleva una reducción de transporte de potencia por el sistema de transmisión y algunas de las habilidades y conocimientos adquiridos en décadas anteriores, se han transferido a la distribución y a los sistemas de baja tensión.

Los operadores de red instalan regularmente sensores para mejorar la observabilidad de la red, y no sólo en los extremos de ésta, lo que les permite ir conformando más y más el desarrollo de una Smart Grid nacional.

La capacidad eólica y solar continúa creciendo y el gobierno otorga a las autoridades locales un mayor control sobre las cuestiones energéticas, para asegurar que los beneficios de los proyectos de energías renovables fluyan sin inconvenientes en las comunidades, sin embargo se crean tensiones entre los ciudadanos y el gobierno por el creciente precio de la energía, por los costos involucrados para reducir las emisiones de CO₂.

Las personas en los hogares comprenden el uso de su energía y se genera un mayor interés en mejorar los sistemas de aire acondicionado, iluminación led y electrodomésticos que adecuen su consumo de acuerdo con las condiciones del mercado.

De manera general, en la primera etapa de este escenario, los contadores inteligentes se instalan con éxito y con un fuerte y creíble acompañamiento del público, a pesar de algunas historias de miedo de los medios. Las compañías se caracterizan por gestionar los flujos de datos de manera eficaz y segura por lo que el usuario no se preocupa por los riesgos de privacidad y concentra su atención en nuevas aplicaciones con el uso de las pantallas en el hogar, buscando potenciar al máximo el ahorro de energía, teniendo en cuenta su creciente costo.

La utilización de los vehículos eléctricos continúa creciendo en las ciudades pero se limitan principalmente en las grandes

zonas urbanas, en tanto los vehículos de combustión interna siguen presentes a gran escala, pero utilizan cada vez más mezclas con biocombustibles para reducir el impacto ambiental.

En la segunda etapa del escenario, especialmente en sectores con altos ingresos, se comienza a adoptar a gran escala la generación distribuida a través de proyectos de la comunidad (micro redes), buscando reducir poco a poco la dependencia de la red eléctrica y de la volatilidad de los precios, ya que fenómenos como el niño o la niña crean grandes variaciones. La buena experiencia de ser menos dependientes de la red eléctrica atrae a más comunidades y a más proyectos, los cuales pueden funcionar de manera autónoma pero generan grandes beneficios al sistema como confiabilidad y seguridad.

Las reformas regulatorias resuelven rápidamente los problemas que se presenten de posesión y operación de los activos de las Smart Grids y se comienzan a desarrollar las tecnologías de almacenamiento a gran escala, especialmente las baterías de los vehículos eléctricos, para mayor gestión de la red. Este tipo de avances son fuertemente impulsados por el alto compromiso en impulsar la I+D.

Los propietarios de las viviendas comienzan a desempeñar un papel muy importante en el impulso de la eficiencia energética, así como en la instalación de sistemas fotovoltaicos y aerogeneradores, para actuar como prosumidores.

El crecimiento de los sistemas fotovoltaicos y eólicos en todas las regiones, impulsa mayores niveles de interconexión regional, proporcionando una fuente importante de flexibilidad. Además el comercio de emisiones de CO₂ juega un papel fundamental en esta etapa del escenario, siempre y cuando el precio del CO₂ sea lo suficientemente alto para que incentive emprender proyectos con base en los bonos de carbono.

Las centrales eléctricas a gas construidas durante la primera parte del escenario comenzarán a reemplazarse por nuevas centrales menos contaminantes, debido a las estrictas regulaciones ambientales. De igual forma, el Gobierno incentivará el desarrollo de exploraciones de fuentes de energía no convencionales, buscando seguir reduciendo las emisiones, ya que aunque el país no es gran emisor de gases de efecto invernadero, es altamente vulnerable a los cambios climáticos (ciclos hídricos), teniendo en cuenta que la canasta energética es predominantemente hídrica.

El crecimiento de los vehículos eléctricos provoca una mayor demanda energética, pero las redes son capaces de interactuar con los vehículos con el fin de suavizar los picos de carga, además la I + D es impulsada en las empresas con el fin de ser más competitivas.

Muchas de las zonas rurales del país, especialmente algunas Zonas No Interconectadas generan su electricidad a nivel local, esto tomará más tiempo en el escenario Sinfonía, en tanto que en el Jazz los mayores ingresos per cápita fomentan más el acceso a la energía, sin embargo, el gobierno apoya la sustitución del diésel en las Zonas no Interconectadas - ZNI - por energías verdes con un mayor beneficio social y ambiental.

La generación distribuida es controlable con mayor facilidad y se reducen los problemas de estabilidad y frecuencia asociados a la micro generación, debido a que esta es una práctica común que se realiza en el país y ya se cuenta con el personal calificado para la operación y control.

Los usuarios en sus hogares generalmente actúan como "prosumidores" y pueden vender excedentes a la red,

además las redes y los medidores inteligentes son capaces de ejercer medidas de control sobre electrodomésticos en los hogares de los clientes.

Las personas que crecieron con pantallas y medidores inteligentes en el hogar, comienzan ahora sus propias familias en esta etapa del escenario, de manera que para una significativa y la creciente proporción de la población, la eficiencia energética es una actividad normal y un factor importante a la hora de adquirir una casa.

Los equipos de vigilancia y automatización están ahora generalizados en la red de media y baja tensión, además incluyen tecnologías de Smart Grids en las subestaciones.

Las estaciones de gasolina aún continúan como participes para cubrir la demanda de los vehículos convencionales (en una proporción menor que en el Jazz), pero se imponen regulaciones e impuestos, que buscan reducir el impacto ambiental e incentivar la transición de la flota del transporte a combustibles limpios.

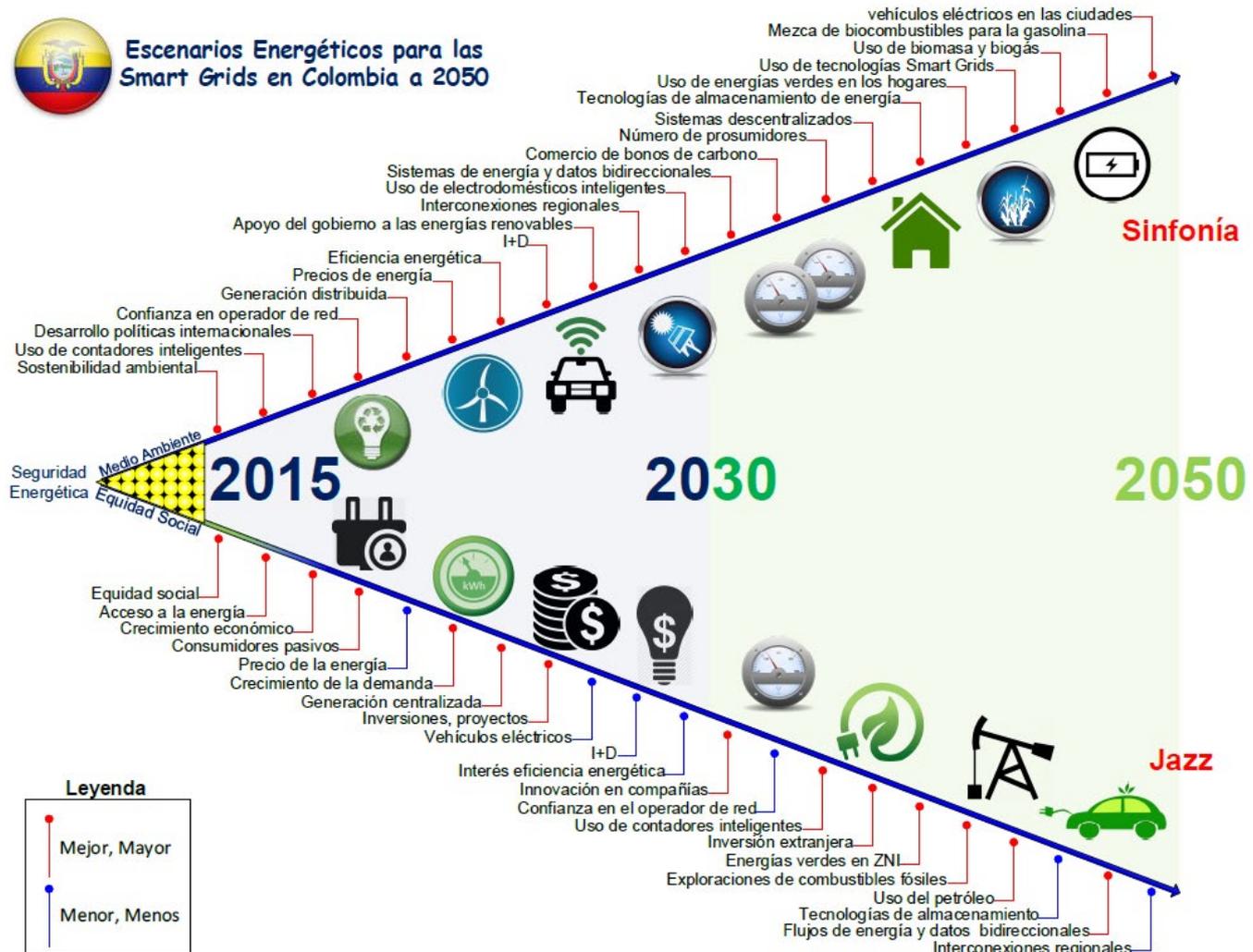
En este escenario la demanda de electricidad podría reducirse debido a la utilización de nuevos aparatos y a la adopción masiva de prácticas de eficiencia y ahorro; pero al mismo tiempo, la demanda de electricidad podría crecer significativamente en el futuro por mayor utilización de electricidad para el transporte, refrigeración, calefacción y aire acondicionado. En esta segunda etapa del escenario se aprecia un movimiento radical lejos del funcionamiento histórico de la industria de la energía y una evolución hacia un sistema mucho más descentralizado, donde los consumidores contribuyen al desarrollo de los sistemas de potencia.

De acuerdo con los escenarios propuestos y las condiciones actuales del país en torno a los proyectos de Smart Grids, se esperaría que en los escenarios Jazz y Sinfonía se incorporen muchas de las tecnologías que el día de hoy ya se han probado o se encuentran en proyectos pilotos como: Tecnificación de la Medida, Medición Inteligente, PMUs, WACS, Protocolos de Comunicaciones y de seguridad, Eficiencia energética, Energías Renovables, Iluminación LED, Micro redes, Subestaciones Inteligentes, FACTS, Vehículos Eléctricos, entre otros.

En la Figura anterior se recrean los escenarios Jazz y Sinfonía para las Smart Grids en Colombia, donde se resaltan las dos etapas en que se construyeron (de 2015 a 2030 y de 2030 a 2050), así como los instrumentos y tecnologías características de cada uno de ellos. De igual forma, en la gráfica se aprecia que los escenarios surgen de un triángulo con el vértice en la seguridad energética (la cual es balanceada de forma similar en los dos escenarios) y se bifurcan, de acuerdo con las características de los escenarios, en la parte del acceso a la energía (Jazz) y en la mitigación del impacto ambiental (Sinfonía), permitiendo relacionar una vez más el estudio del trilema energético del WEC con los escenarios a 2050 para el país.

Conclusiones

Los escenarios propuestos para las Smart Grids en Colombia a 2050, permiten identificar a los principales impulsores para el desarrollo de las diferentes aplicaciones y tecnologías en el país, teniendo presente que las redes



inteligentes pueden ayudar a solucionar inconvenientes actuales como reemplazar la infraestructura vieja, mejorar la gestión de activos, mejores ofertas de empleo, desarrollar la competencia en innovación en el servicio, entre otras.

De igual forma, los escenarios Jazz y Sinfonía propuestos son una poderosa herramienta para lograr una visión de largo plazo del desarrollo de las Smart Grids en Colombia, teniendo presente la gran incertidumbre y el impacto, debido a la diversidad de actores e intereses que intervienen.

Los escenarios ayudaron a identificar que la misma complejidad física e institucional del sistema de potencia colombiano, hace poco probable que el mercado por sí solo implemente las Smart Grids en la escala necesaria, ya que los gobiernos, el sector privado, los consumidores y el medio ambiente deben trabajar juntos para definir las necesidades del sistema y las soluciones que sean necesarias implementar.

Los proyectos piloto son altamente necesarios para que se logre ver en el futuro la imagen de alguno de los escenarios propuestos. Debido a que se necesitan desarrollar tecnologías, soluciones y modelos de negocios de Smart Grids a pequeña escala, para luego replicarlas a las circunstancias específicas de cada población o empresa.

Se logró identificar en todos los escenarios consultados y propuestos el papel fundamental del usuario para lograr el desarrollo futuro de las Smart Grids, ya que muchos beneficios y desarrollos dependerán únicamente de la decisión de las personas, de participar o no participar.

El análisis y construcción de este trabajo permitió conocer que Colombia trabaja prácticamente en todos los eslabones de la cadena de las Smart Grids, pero de manera desarticulada. De igual forma, son muy importantes los esfuerzos que han realizado las empresas del sector eléctrico, pero aún son discretos, ya que aunque se dispone de leyes, decretos, resoluciones, estudios, desarrollo de proyectos pilotos, iniciativas y experiencias puntuales, no se dispone de lineamientos, estrategias, ni definición de criterios para establecer prioridades estratégicas para el país, lo que resalta una vez más la importancia y pertinencia de la construcción y análisis de los escenarios energéticos para Colombia.

Bibliografía

Economics. (2012). Economics. Consultado el 1 de 12 de 2013, de <http://economics.about.com/cs/businesscycles/a/depressions.htm>

Escenarios Energeticos. (s.f.). Escenarios Energeticos. Consultado el 11 de 11 de 2013, de 2012: <http://escenariosenergeticos.cl/>

European Commission. (2012). European Commission. Consultado el 27 de 11 de 2013, de http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/doc/com_2011_8852_en.pdf

European Technology Platform. (2011). European Technology Platform. Consultado el 2 de 12 de 2013, de <http://www.smartgrids.eu>

Förster, H. (2012). Smart Energy for Europe Platform. Consultado el 3 de 4 de 2014, de <http://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Briefing%20Metastudy%20energy%20scenarios.pdf>

García, J. L. (2013). Trilema Energético del WEC. Energía Bolivia, 4-10.

Google News. (2014). Google News. Consultado el 20

de 03 de 2014, de http://news.google.com/intl/es_co/about_google_news.html

Google Trends. (2014). Google Trends. Consultado el 12 de 03 de 2014, de <http://www.google.es/trends/>

International Energy Agency. (2013). Deres.org.uy. Consultado el 3 de 02 de 2014, de http://www.deres.org.uy/practicas_pdf/cambio_climatico/Energy_to_2050.pdf

Laexcelencia. (2010). Laexcelencia. Consultado el 10 de 05 de 2014, de <http://www.laexcelencia.com/htm/articulos/autoestima/incertidumbre.htm>

Plataforma Escenarios Energéticos Chile 2030. (2013). Escenariosenergeticos.cl. Consultado el 19 de 3 de 2014, de http://escenariosenergeticos.cl/wp-content/uploads/Escenarios_Energeticos_2013.pdf

Real Academia de la Lengua Española. (1992). Real Academia de la Lengua Española. Consultado el 10 de 05 de 2014, de www.rae.es

Shell. (2013). Shell. Consultado el 1 de 12 de 2013, de <http://www.shell.com/global/future-energy/scenarios/2050.html>

Tonn, B. (2010). Mdpi. Consultado el 25 de 3 de 2014, de <http://www.mdpi.com/2071-1050/2/12/3650>

UGT. (s.f.). UGT. Consultado el 23 de 11 de 2013, de 2011: <http://www.ugt.es/medioambiente/escenarios.pdf>

UKERC. (2013). UKERC. Consultado el 13 de 4 de 2014, de <http://www.ukerc.ac.uk/support/Energy+2050+Overview>

World Energy Council. (2013). World Energy Council. Consultado el 4 de 12 de 2013, de <http://www.worldenergy.org/publications/2013/world-energy-scenarios-composing-energy-futures-to-2050>

AUTOR



Daniel Felipe DÍAZ TORO. Ingeniero Electricista e Ingeniero Electrónico, estudiante de Maestría en Transmisión y Distribución de Energía. Actualmente pertenece al programa de Futuros Líderes Energéticos del Consejo Mundial de Energía en el grupo de Smart Grids, es miembro del Working Group del trilema de la Sostenibilidad

Energética del WEC y labora en el Consejo Mundial de Energía Capítulo Colombiano. Adicionalmente sus tesis de Ingeniería Eléctrica e Ingeniería Electrónica estuvieron relacionadas con las Smart Grids.

PRÓXIMOS INICIOS 2016

ÁREA CORPORATIVA

Desafíos para la gestión del talento en empresas del sector eléctrico
4 ABRIL - 8 MAYO

Economía de la regulación de la actividad de distribución
4 ABRIL - 15 MAYO

VARIAS ÁREAS



Comunicaciones para los sistemas de control y protección de subestaciones eléctricas, smart grid, vehículo eléctrico y energías renovables. Norma IEC 61850.
4 ABRIL - 29 MAYO



Curso avanzado en tecnología, regulación y financiación de energías renovable
18 ABRIL - 10 JULIO

¡Reserve con tiempo su lugar!

Más información en nuestro sitio web: www.cier.org.uy

Por consultas: fvazquez@cier.org

Caracterización de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de biogás y estimación de sus principales variables en Argentina

IntegraCIER - Congreso Iberoamericano De Energía
Noviembre 2014

Autores:

Mg. Ing. Manuela Pendón, Mg. Ing. Eduardo Williams, Ing. Belén Filippetti, Ing. Maite Granada, Ing. Natalia Cibeira, Ing. Franco Castellazzi

DATOS DE LA EMPRESA

FACULTAD DE INGENIERÍA - UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PLATA ARGENTINA

Dirección: Av 1 y 47

Código Postal: 1900

La realidad actual evidencia la necesidad de trabajar en la oferta energética para dar respuesta a una exigente demanda. Al mismo tiempo, la preocupación por el calentamiento global y el desafío de promover el desarrollo sostenible moviliza a los países del mundo en la búsqueda de soluciones, dentro de las cuales, las energías limpias, renovables y con reducción de las emisiones de CO₂ juegan un rol preponderante. En Argentina, la Ley 26.190 establece el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica.

El biogás se encuentra dentro de las fuentes de energía renovables promovidas por el Estado para generar energía eléctrica y cumple una importante función medioambiental ya que se obtiene a partir del tratamiento y la valorización energética de residuos orgánicos de origen animal, vegetal y agroindustrial, entre otros. La Argentina ya cuenta con algunas plantas de biogás que tratan sus residuos recuperando energía, pero aún se presenta como una oportunidad con alto potencial de desarrollo. El objetivo del presente trabajo técnico es caracterizar, a través de sus variables primordiales, los proyectos de generación de energía eléctrica a partir de biogás y estimar sus principales variables e indicadores.

Las variables identificadas son estimadas de acuerdo a valores actuales en Argentina y posteriormente evaluadas mediante la elaboración de un flujo de fondos -confeccionado específicamente para este tipo de proyectos- aplicando conceptos de formulación y evaluación de proyectos y a partir del cual es posible obtener indicadores de rentabilidad del proyecto.

1. Introducción

El biogás se presenta como una oportunidad de negocio para la producción de energía eléctrica y térmica y es, a su vez, una solución a la problemática de residuos agrícolas, industriales y residuos sólidos urbanos. Es una componente importante en el mix de tecnologías de generación de energías verdes, el cuidado del medioambiente y la reducción de efecto invernadero, sin embargo en Argentina recién se encuentra en sus comienzos. La ley 26.190 es el principal instrumento vigente en relación a la promoción de fuentes renovables de energía, dentro de las que, entre otras, se encuentra la generada a partir de biogás. Establece como meta una contribución de las fuentes de energía renovables del 8% del consumo de energía nacional para el año 2016, y una serie de incentivos tributarios y remuneraciones adicionales como mecanismos de promoción de estas energías. Si bien la capacidad instalada en el país no es relevante aún, posee un importante potencial de crecimiento que debe acompañarse de los instrumentos que permitan la evaluación económico-financiera de proyectos por parte de los inversores interesados y agentes del mercado eléctrico y el diseño de políticas e incentivos que favorezcan su desarrollo. Contar con esta información facilita la toma de decisiones por parte de gobiernos, creadores de políticas, investigadores, y empresarios.

En este trabajo se realiza la caracterización de un proyecto de generación de energía eléctrica a partir de biogás en el marco de la Ley 26.190, se estiman sus variables y se calculan indicadores de rentabilidad para un caso de estudio en una granja porcina.

2. Generación de energía eléctrica a partir de biogás

El biogás es el producto de la conversión bioquímica o digestión de biomasa orgánica y está compuesto fundamentalmente por metano (CH₄) dióxido de carbono (CO₂), y pequeñas cantidades de hidrógeno (H₂), sulfuro de hidrógeno (SH₂) y nitrógeno (N₂). El metano es el vector energético y brinda un poder calorífico que oscila entre 5.500 y 6.000 Kcal.; es posible utilizarlo en todas las aplicaciones de este gas. Las aplicaciones comprenden la cogeneración para obtener electricidad y calor, estufas y quemadores para obtener calor, iluminación y calor a través de lámparas y energía mecánica utilizando motores.

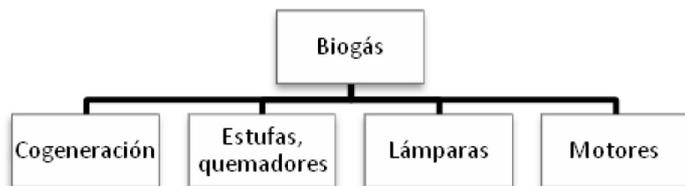


Figura 1. Usos del biogás. Elaboración propia.

Los residuos que pueden utilizarse como materias primas fermentables incluyen excrementos animales y humanos, aguas residuales orgánicas de las industrias (producción de alcohol, procesamiento de frutas, verduras, lácteos, carnes, alimenticias en general), restos de cosechas y basuras de diferentes tipos, como los efluentes de determinadas industrias químicas.

La Argentina se caracteriza por un sólido sector agropecuario y agroindustrial, la producción de granos, carnes, productos lácteos, alimentos, etc. Esta actividad genera una gran cantidad y diversidad de residuos y subproductos agropecuarios, como por ejemplo residuos de procesos agroindustriales y estiércoles (materia fecal animal y agua). En la actualidad, el mayor número de plantas de biogás a partir de residuos agroindustriales se encuentra en Alemania, donde ya existen más de 4.000 instalaciones. En este país han proliferado en los últimos 6- 7 años todo tipo de plantas pero en especial aquellas en las que se realiza co-digestión de residuos ganaderos y cultivos energéticos (principalmente maíz y silo-maíz) [1]. En general, las deyecciones ganaderas presentan producciones bajas por su elevado contenido en agua [2] y es por este motivo que para aumentar la producción de biogás es factible añadir otras componentes biodegradables a los residuos ganaderos, realizando lo que se denomina “co-digestión”. La principal ventaja de la misma es que permite aprovechar la sinergia de las mezclas, compensando las carencias de cada uno de los substratos por separado entre otros beneficios. Los cultivos energéticos presentan propiedades que los hacen muy buenos sustratos en la obtención de biogás mediante digestión anaerobia.

Los sistemas utilizados para digestión anaerobia pueden clasificarse en función de su capacidad para mantener altas concentraciones de microorganismos en el reactor, siguiendo diferentes métodos. El reactor más simple es el de mezcla completa (RMC, CSTR en inglés), y es el más utilizado para residuos. Las experiencias en la generación de energía eléctrica mediante el uso del biogás, muestra la utilización de motores Perkins, STM Power (de ciclo Stirling), GUASCOR, Coleman-Briggs, Capston (turbinas), SPROESSER, KHOLER, Tótem- SIEI, Caterpillar, entre otros. Se utilizan, habitualmente, motores de combustión interna; en menor proporción turbinas de vapor o turbinas de gas. En menor medida, también se encuentran algunos emprendimientos con motores de combustión externa (de ciclo Stirling). Los motores de combustión interna son los adecuados para el rango de generación de entre 0,1 kw a 10 MW. Si bien los costos de operación y mantenimiento se encuentran dentro de los más elevados, la inversión inicial requerida es menor y presentan una alta eficiencia en comparación con otras tecnologías.

3. Definición de caso teórico

Se considera un caso de estudio de un criadero de cerdos de unos 20.000 animales en el que se instala un biodigestor de dos fases, de carga continua, para producir energía a partir de purín de cerdos y silaje de maíz como cultivo energético. La temperatura a la que funcionan los digestores es de 38°C, funcionamiento mesofílico, y los tiempos de retención

hidráulica de los biodigestores primarios y secundarios son 45 días y 30 días, respectivamente.

La carga diaria que se realiza es de 150 m³ de sustrato a los biodigestores primarios en una relación 50-50 y de 50 m³ más que se agregan en los biodigestores secundarios (que se mezclan con las salidas del primero). En condiciones adecuadas de funcionamiento el proceso permite obtener a la salida:

Producción Total de BIOGÁS m ³ /año	4.748.650
Producción Total de METANO m ³ /año	2.602.633

Tabla 1. Estimación de biogás. Elaboración propia.

El biogás es utilizado para producir energía a través de un generador de combustión interna, de 1,5 MW, para el que se considera una eficiencia aproximada del 40 % en la transformación de energía térmica en electricidad y parámetros de operación, 85% de capacidad y 75% de disponibilidad.

Con la configuración dada pueden obtenerse 8.400 MWh por año.

Potencia [MW]	1,50
Funcionamiento Previsto	
Factor de Capacidad	85%
Factor de Disponibilidad	75%
Produccion de Energía Eléctrica MWh/año	8.400
Produccion de Energía Térmica MWh/año	8.820

Tabla 2. Estimación de energía. Elaboración propia.

4. Formulación del proyecto: identificación y cuantificación de variables clave¹

De forma general las componentes que deben formularse en cualquier tipo de proyectos para realizar una evaluación económico-financiera son: horizonte de evaluación, inversiones iniciales (costos iniciales o presentes), ingresos y egresos durante el horizonte de evaluación (ingresos y costos operativos) y el valor de recupero del proyecto.

4.1. Horizonte de Evaluación

Según la normativa vigente en Argentina, Res. SE 108/2011 (Art. 4), la duración de los contratos de generación a través de fuentes renovables es de quince años. Por este motivo el horizonte de evaluación se define en quince años.

4.2. Inversiones Iniciales

Los montos de las inversiones son difíciles de estimar ya que, recién se encuentran los primeros casos de generación a partir de

biogás en Argentina. Según [3], dentro de los proyectos de Energías Renovables No Convencionales que se encontraban en

cartera en Agosto de 2013, solo el 2% corresponde a proyectos de uso de biomasa y biogás, y en particular dentro de estos últimos se encuentra “Yanquetruz”, un proyecto de generación con biogás en un criadero porcino, “San Miguel Norte III C” y “San Martín Norte III A” (11,8 MW y 5 MW de capacidad instalada respectivamente), ambos de

generación de energía eléctrica a partir de biogás de relleno sanitario en la provincia de Buenos Aires y "Bioeléctrica Río Cuarto" (1 MW de capacidad instalada) en la provincia de Córdoba, proyecto para generar electricidad y energía térmica a base de biogás proveniente de maíz y desechos de ovinos y cerdos.

El cálculo de los costos de inversión es muy variable para las distintas ubicaciones y tamaños de plantas. La inversión en las planta de biogás depende del tamaño de la instalación y del caudal de tratamiento, y muestra una marcada economía de escala.

En [4] se destaca dispersión debida a la adaptación de cada inversión a las necesidades específicas de cada planta, de los suministradores, el diseño con cosustratos, etc. Según un estudio de caso de generación eléctrica con una planta de biogás de alta eficiencia realizado por el INTA [5] pueden considerarse como valores de referencia para una instalación llave en mano que contemple las cuatro áreas típicas de plantas de biogás: tratamiento de materias primas por la alimentación, proceso con los digestores, planta de aprovechamiento de biogás con los motores generadores y post-tratamiento de efluentes, un valor de 450 USD por metro cúbico de volumen de digestión instalado ó un valor de 3000 USD por kW de potencia instalada. Considerando dichos valores de referencia la inversión podría estimarse en USD 5.028.409.

Las principales componentes de la inversión inicial pueden estimarse:

Rubro	Total
Equipamiento	1.597.668
Obra Civil	1.537.996
Obra Mecanica	931.767
Obra Eléctrica	432.569
Inversion Inicial	4.500.000
IVA	528.409
Inversion Inicial + IVA	5.028.409

Tabla 3. Estimación Inversión Inicial. Elaboración propia.

4.3. Ingresos

4.3.1. Ingresos por Venta de Energía - Valorización de Energía Eléctrica

Se calculan como producto de la energía eléctrica disponible para el contrato y el precio de venta en USD/MWh.

Aún no existen valores de referencia de tarifas para proyectos de este tipo. Para el caso teórico se considera un precio de 140 USD/MWh para obtener un rendimiento adecuado al sector.

4.3.2. Fondo Fiduciario de Energías Renovables

Según lo establecido en la Ley 26.190 de Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica donde se establece remunerar los proyectos de este tipo en hasta cero coma nueve pesos por kilovatio hora (0,9 \$/kWh) efectivamente generados. Dicho valor, según la normativa citada es actualizable por el Coeficiente de Adecuación Trimestral CAT. Los ingresos por este concepto se estiman en USD 36.027 anuales.

4.3.3. Ahorro de costos en calefacción - Valorización de Energía Térmica

Para sistemas combinados de calor y energía, los ingresos que son derivados de la utilización del calor residual se calculan en base al costo por unidad de energía para el combustible convencional que se sustituye y la energía de calor residual que se está utilizando [6]. El potencial ingreso por producción de calor, presenta interés normalmente en autoconsumo de la planta, no se considera exportar calor. Este valor dependerá del precio del combustible reemplazado para generar energía térmica por ejemplo para calefacción del criadero.

Si para el caso de estudio se supone que el combustible reemplazado es Gas Licuado de Petróleo (GLP) se estima un ahorro de USD 120.152.

4.3.4. Ahorro en costos de disposición de desechos

Generalmente los efluentes de los criaderos son derivados a lagunas de tratamiento, a las cuales llegan por cañerías de conducción por gravedad. En las lagunas se produce una degradación natural que luego de un tiempo acumula sólidos en el fondo de las lagunas, el cual debe retirarse entre los 5 y 10 años. Deben cumplirse auditorías y exámenes químicos sobre los efluentes para cumplir con la normativa ambiental. Por este concepto se estima un ahorro de USD 17.857.

4.3.5. Ingresos por Bonos CO2

En el marco del Protocolo de Kioto presentado por la Convención Marco de las Naciones Unidas (CMNUCC) para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que provocan el calentamiento global, se implementaron tres mecanismos internacionales con el fin de aplicarlo: el comercio internacional de los derechos de emisión de GEI (Transacción de Emisiones); la Implementación Conjunta (IC) y el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

La actividad de un proyecto de este tipo reduce las emisiones de gases de efecto invernadero fundamentalmente por dos motivos: evita que se libere a la atmosfera el metano resultante de la conversión anaeróbica del estiércol de cerdos, por medio de la recuperación de biogás y por la generación de energía a través de una fuente renovable. Sin embargo, actualmente², no hay posibilidad de ingresar en el MDL, solo en el Mercado Voluntario de bonos y los valores de los bonos de este mercado no son significativos. En caso de considerar factible este ingreso debieran considerarse los costos correspondientes a auditorías de certificación.

4.3.6. Ingresos por Venta de Subproductos

El residuo orgánico que se descarga de los biodigestores secundarios obtenido de los procesos de digestión anaerobia es un lodo liquido fluido de propiedades fertilizantes. El mismo se encuentra compuesto por la fracción orgánica que no alcanza a degradarse y por el material orgánico agotado. La cantidad de biofertilizante que se obtiene a la salida de los digestores es aproximadamente igual al volumen que ingresa.

Este efluente puede valorizarse a través del análisis de sus principales macronutrientes componentes: nitrógeno, fosforo, potasio. El mercado del compost es un mercado variable con poca confianza de los consumidores especialmente al obtener en muchos casos productos de baja calidad. La clave para obtener este ingreso es la comercialización, la cercanía al consumidor y la calidad del producto. Sin perjuicio de ello, en un caso pesimista, tal biofertilizante podría ser utilizado

¹ Cambio utilizado en todo el trabajo: 1USD=\$8,4mmmm

en el mismo predio del proyecto para cultivar el recurso energético, y en tal caso no deben considerarse costos de comercialización ni fletes sino solo el costo del fertilizante químico reemplazado. En este concepto se estima un costo de USD 179.703.

4.4. Costos y Gastos

4.4.1. Costos de Materia Verde

Para obtener el costo de la materia verde se deben considerar todos los costos asociados tanto de cultivo como de silaje. Los costos de cultivo incluyen semillas, labranza, fumigaciones, agroquímicos y fertilizantes. Los costos del silaje dependen del tipo de silo (aéreo o embolsado).

El costo total del silo por ton de materia verde se estima en USD 34,37³ [7] y [8]. Se consideró un rendimiento de 25 ton por hectárea y un silo de tipo aéreo por lo cual al costo anterior se le debe adicionar el costo de la manta plástica y las sujeciones. El costo total estimado resulta en 35,9 USD por ton de silaje de maíz. Anualmente la materia verde se estima en USD 655.175, en función de las cantidades necesarias.

4.4.2. Costos de O&M y Administración

Si bien debe tenerse en cuenta que probablemente los costos de mantenimiento tienden a aumentar con la edad del sistema, puede suponerse que el costo de operación y mantenimiento será del 3% del costo de llave en mano. A este último debe adicionarse un 1% correspondiente al gerenciamiento y administración.

Dentro de estos costos se contempla:

- Costos de Operación de la Planta de Producción de Biogás y de la Planta de Generación de Energía Eléctrica.
- Costos de Mantenimiento
- Repuestos y materiales de mantenimiento
- Gastos de Administración
- Gastos de Higiene y Seguridad en el Trabajo, seguros y vigilancia

Para estimar los costos de mantenimiento de la planta de biogás, referentes en la materia consideran un empleado por cada 200 m³ de digestión, si se considera una periodicidad de mantenimiento mensual pueden estimarse 3 trabajadores que se encargarán de la operación y mantenimiento de la planta de biogás.

En función de los regímenes, perfiles de puestos y condiciones laborales establecidas en el Convenio Colectivo de Trabajo de Luz y Fuerza 36/1975 se estiman dos operarios y un capataz dedicados a la operación y mantenimiento de la planta de generación de energía eléctrica. Se utilizan costos salariales promedio.

El costo de repuestos y materiales de mantenimiento se estiman como un porcentaje de la inversión en el generador eléctrico.

A continuación se muestra una tabla que resume los costos para el caso teórico, calculados a partir de su relación con la inversión inicial:

	USD	%/Inversión Inicial
Costos de O&M	179.849	4,0%
Costos de Gerenciamiento	26.000	0,6%

Tabla 4. Estimación de costos. Elaboración propia.

4.4.3. Costos de energía eléctrica autoabastecimiento

Si bien desde el punto de vista técnico, parte de la energía generada es utilizada para el autoabastecimiento, para iluminación del criadero, por ejemplo, a los efectos de la evaluación económico-financiera, dada la disparidad de precios, correspondería disponer de toda la energía generada a partir de la fuente renovable como disponible para la venta en el contrato y un costo de electricidad en función de la alternativa de abastecimiento de no llevar a cabo el proyecto. Este costo puede estimarse⁴ en USD 51.057 anuales.

4.5. Valor de Recupero del Proyecto

Este concepto hace referencia al valor que tendrá el proyecto en el último año del horizonte de evaluación por cuanto dicho período de tiempo puede no coincidir con la vida útil tecnológica del proyecto. A los efectos del presente se calcula el valor de recupero del proyecto a través de la valorización de los activos según su vida útil tecnológica. Para ello es necesario estimar la vida útil tecnológica de la inversión inicial, discriminando sus rubros principales.

Teniendo en cuenta que se prevén los costos de operación y mantenimiento adecuados, resulta prudente considerar las siguientes vidas útiles para los rubros de la inversión inicial:

	Total	Vida Útil Tecnológica	Valor Remanente de la Inversión al fin del contrato
Equipamiento	1.597.668	30	798.834
Obra Civil	1.537.996	50	1.076.597
Obra Mecánica	931.767	20	232.942
Obra Eléctrica	432.569	20	108.142
Inversión Inicial	4.500.000		2.216.515

Tabla 5. Estimación del valor remanente de la inversión inicial al fin del contrato. Elaboración propia.

El valor remanente, calculado de esta forma, es igual al 49% de la inversión inicial.

5. Evaluación del proyecto: definición de escenarios y presentación de resultados

5.1. Beneficios Fiscales

La ley 25.924 de Promoción de Inversiones en Bienes de Capital y Obras de Infraestructura prevé dos beneficios fiscales que pueden aplicarse a este tipo de proyectos:

² La enmienda de Doha (2012) al protocolo de Kioto fue firmada solo por la Unión Europea, quien se convirtió en la única potencial compradora de CERs y ha decidido que para este segundo período de compromiso (2013-2020) solo aceptará CERs que provengan de los Países Menos Desarrollados, una lista de 49 países de África y Asia, entre los que no se encuentra ningún país latinoamericano.

³ Revista Márgenes Agropecuarios y CACF (Cámara Argentina de Contratistas Forrajeros).

⁴ Suponiendo que el proyecto no se encuentra en el área metropolitana cuyos valores tarifarios arrojarían un costo menor.

- Amortización Acelerada: en las obras de infraestructura como mínimo en la cantidad de cuotas anuales, iguales y consecutivas que surjan de considerar su vida útil reducida al 50% de la estimada.
- Devolución anticipada de IVA: el impuesto al valor agregado que por la compra, fabricación, elaboración o importación definitiva de bienes de capital o la realización de obras de infraestructura les hubiera sido facturado a los responsables del gravamen, luego de transcurridos como mínimo tres (3) períodos fiscales contados a partir de aquél en el que se hayan realizado las respectivas inversiones, les será acreditado contra otros impuestos a cargo de la Administración Federal de Ingresos Públicos o, en su defecto, les será devuelto.

5.2. Definición de Escenarios

Se definen tres escenarios a partir de la combinación de las siguientes variables relevantes para el estudio:

- Precio de la Energía USD/MWh
- Energía generada MWh anual
- Remuneración Adicional (Ley 26.190)
- Costos Anuales
- Inversión Inicial (sin IVA)
- Financiamiento Externo con las siguientes características.

Inversion	5.028.409,23
Deuda	70%
Capital Propio	30%
TASA EFECTIVA ANUAL	15,00%
TASA NOMINAL ANUAL	14,06%
TASA NOMINAL MENSUAL	1,17%
CAPITAL:	3.519.886
CUOTAS:	180

Tabla 6. Características del Financiamiento. Elaboración propia.

Variable	Escenario		
	Neutro	Pesimista	Optimista
Precio de la Energía [USD/MWh]	140	135	145
Energía Generada Anual [%]	0%	-5%	5%
Remuneración Adicional (Ley 26.190)	SI	NO	SI
Costos Anuales [%]	0%	3%	0%
Inversión Inicial sin IVA [USD]	0%	3%	-3%

Tabla 7. Definición de Escenarios. Elaboración propia.

5.3. Presentación de Resultados

Resumen de escenario		Neutro	Pesimista	Optimista
Celdas cambiantes:				
Precio de la Energía [USD/MWh]		140	135	145
Energía Generada Anual [%]		0%	-5%	5%
Remuneración Adicional (Ley 26.190)		SI	NO	SI
Costos Anuales [%]		0%	3%	0%
Inversión Inicial sin IVA [USD]		0%	3%	-3%
Celdas de resultado:				
Proyecto	TIR sin beneficios fiscales	12,31%	8,05%	15,35%
	TIR Devolución Anticipada de IVA	12,40%	8,15%	15,40%
	TIR Amortización Acelerada	10,51%	7,44%	12,77%
	Período de Recupero	8	10	6
Accionista	TIR sin beneficios fiscales	9,75%	-	18,67%
	TIR Devolución Anticipada de IVA	9,95%	-	18,87%
	TIR Amortización Acelerada	8,85%	-	17,97%
	Período de Recupero	14	-	5

Tabla 8. Resultados. Elaboración propia.

6. Conclusiones

En un escenario neutro el proyecto permite obtener una rentabilidad de 12.4%, y un período de recupero de 8 años, considerando el beneficio de Devolución Anticipada de IVA previsto en la normativa vigente. Si se miden los indicadores con la estructura de financiamiento definida, la rentabilidad al capital propio es de 9.95% y se recupera en 14 años.

En un escenario optimista, que contempla un aumento de 5 USD/MWh en el precio de venta, una disminución del monto de la inversión inicial en 3% y un aumento de la energía vendida en 5%, se obtendría una rentabilidad de 15.4% y la inversión se recuperaría en 6 años. El capital propio en este caso rendiría casi 19% y se recuperaría en 5 años.

Un escenario pesimista quedaría descrito con un aumento del 3% de la inversión inicial y los costos, una energía generada anual menor en 5%, sin remuneración adicional y un precio de contrato menor en 5 USD/MWh. En este caso, la TIR resulta en 8.15% y la inversión se recupera en 10 años. El escenario pesimista no permitiría cubrir la estructura de financiamiento detallada.

Si se considera que una tasa de rentabilidad esperada en este tipo de proyectos es de 10% en dólares, resulta conveniente el proyecto analizado en un escenario neutro.

En los tres escenarios, para este caso particular, contar con el beneficio de devolución anticipada de IVA permitiría obtener la mayor rentabilidad. Se observa una alta incidencia en los resultados de la remuneración adicional prevista en la ley de promoción de energías renovables. No acceder a dicho beneficio, implicaría la necesidad de negociar un precio más alto de energía para que el proyecto resulte rentable con las características del caso bajo estudio.

El análisis permite concluir acerca de un caso teórico realizado a partir de referencias bibliográficas. Cada proyecto debe ser evaluado de forma particular para poder concluir acerca de su conveniencia. Sin embargo, en el presente se identificaron las variables relevantes para este tipo de proyectos y una metodología que puede ser replicada para evaluar cada proyecto particular.

7. Referencias

- [1] Hilbert, J. (2003). Manual para la producción de biogás. Instituto de Ingeniería Rural. INTA Castelar.
- [2] BESEL, S.A. Departamento de Energía. (2007). "Biomasa: Digestores anaerobios". Madrid: IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía).
- [3] Energy Consulting Services. Datos sobre instalaciones de energía renovable y potencial de los recursos de energía en Argentina. Observatorio de Energías Renovables en América Latina y el Caribe.
- [4] Agencia Andaluza de la Energía. (2011). Estudio Básico del Biogás.
- [5] Gruber, S., Hilbert, J., & Sheimberg, S. (2010). Estudio de caso preliminar de generación eléctrica de 1 MWel con una planta de biogás de alta eficiencia. Buenos Aires: INTA N° Doc BC-INF-16-10.
- [6] U.S. EPA Methane to Markets Program. (2009). Metano para los Mercados Directrices Internacionales para Cuantificar y Reportar el Desempeño de los Sistemas de Digestión Anaeróbica para Estiércol de Ganado. Virginia.
- [7] <http://www.donagro.com.ar>. (s.f.). Recuperado en diciembre de 2013, de (<http://www.donagro.com.ar/ensilaje-45/manta-para-silo-maxilon-duplalon-223.html>)
- [8] <http://www.ensiladores.com.ar>. (s.f.). Recuperado en diciembre de 2013, de (<http://www.ensiladores.com.ar/>)



CLADE 2016

III CONGRESO DE LAS AMÉRICAS
DE **DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

"Innovación Tecnológica para un Servicio Eficiente"

3 al 5 de Octubre de 2016
Sheraton Hotel, Ciudad de Córdoba, República Argentina

ORGANIZA:



AUSPICIA:





SEMINARIO INTERNACIONAL TARIFAS ELÉCTRICAS EN DISTRIBUCIÓN Y SU REGULACIÓN EN LA ERA DE LA ENERGÍA INTELIGENTE

16 y 17 de Mayo de 2016
Hotel Wyndham / Bogotá, Colombia



organiza:

<http://tarifas.eventoscocier.org>



Coordinación Internacional
Áreas Corporativas

Alternativas para incrementar la liquidez del Mercado de Energía Mayorista Colombiano: el caso del Mercado No Regulado

IntegraCIER - Congreso Iberoamericano De Energía
Noviembre 2014

Autores:

Diego García, Magíster Finanzas – XM FILIAL DE ISA

Cecilia Maya, PhD Economía Internacional y Finanzas
– XM FILIAL DE ISA

Diego Mejía, Magíster Finanzas – XM FILIAL DE ISA

DATOS DE LA EMPRESA

Dirección: Calle 12 Sur No. 18 - 168 Bloque 2, Medellín

País: Colombia

Código Postal: 050022

Teléfono: (574) 3172244

Fax: (574) 3170989

E-Mail: info@xm.com.co

Abstract — El presente estudio tiene como objetivo la presentación de alternativas que contribuyan a aumentar la liquidez del mercado no regulado de energía eléctrica en Colombia. Para ello se parte de una revisión general del mercado eléctrico colombiano, partiendo de elementos asociados a la conformación y participación de los agentes del mercado y las características de la contratación en el mercado de energía mayorista en Colombia, posteriormente se introduce el concepto liquidez de manera general con el objetivo de identificar elementos relevantes para mejorar la misma en cualquier mercado, haciendo énfasis especial en la liquidez en mercados eléctricos, marcando las características propias de este tipo de mercado y los aspectos que pueden introducirse para incrementar la liquidez en el mismo, así como las experiencias que se ha tenido, tanto positivas como negativas en otros mercados para el manejo de la liquidez, para lo que se referencian algunos mercados eléctricos desarrollados en Europa, Norte América, Países Nórdicos e Inglaterra, con el objetivo de obtener las mejores prácticas de mercados eléctricos desarrollados y verificar su aplicabilidad al mercado de energía en Colombia. Se concluye que es necesario introducir modificaciones al mercado de energía mayorista, en particular, la manera en la que se realiza la contratación de compraventa de energía en el mercado OTC, de manera que se administre adecuadamente el poder de mercado, aspecto que es muy común en mercados eléctricos y se incentive la participación de pequeños agentes y de nuevos participantes provenientes del sector financiero, aspectos que han sido relevantes para mejorar la liquidez en mercados desarrollados.

1. Introducción al mercado eléctrico colombiano

En 1994 con la expedición de las Leyes 142 y 143 se establecieron en Colombia las bases para la desregulación del sector eléctrico y el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica, siendo en la actualidad un mercado referente para los países de la región latinoamericana.

Al dar una mirada general al sector eléctrico colombiano, se encuentra una estructura conformada por la ejecución de las distintas actividades en forma independiente, transmisión, distribución, generación y comercialización, donde estas dos últimas se desarrollan en condiciones de competencia. Así mismo, como se evidencia en la Figura 1, se puede diferenciar claramente entre dos grandes mercados, el mercado de energía mayorista (MEM) donde se dan las transacciones comerciales que involucran a generadores y comercializadores; y el mercado minorista, que relaciona a los comercializadores con los consumidores finales.

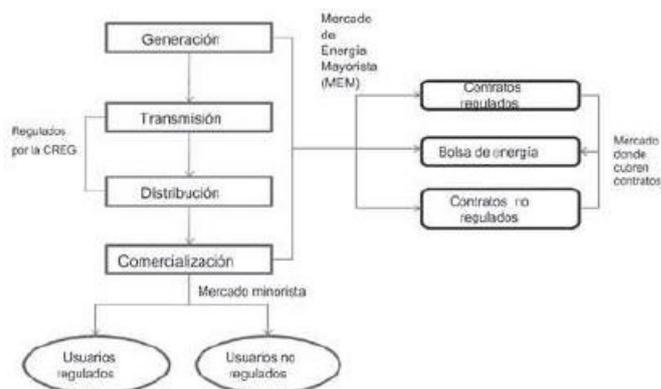


Figura 1. Estructura sector eléctrico colombiano

Acorde con la CREG (1995), el Mercado de Energía Mayorista en Colombia se define como el mercado de grandes bloques de energía eléctrica, en el que generadores y comercializadores venden y compran energía, ya sea en el mercado de largo plazo (mercado de contratos) o en el mercado de corto plazo (Bolsa de Energía).

Cabe destacar que en Colombia el suministro de energía en el mercado mayorista está altamente concentrado, toda vez que, con base en información del Mercado de Energía Mayorista proveniente de XM para el 2012 y con cálculos propios (XM, 2013b), seis grupos empresariales generaron más del 90% de la energía del mercado y siete grupos

empresariales representaron más del 86% de la demanda no regulada del país. A igual conclusión llega Ossa (2012) a partir de calcular el índice Herfindahl e Hirschman (IHH)¹ para el mercado eléctrico colombiano. Así mismo, es un mercado con un alto grado de integración vertical, sustentado en

que en el mismo año 2012 siete grupos empresariales que generaron más del 92% de la energía eléctrica y ocho grupos empresariales que representan más del 78% de la demanda no regulada en Colombia, tienen integración vertical al menos en las actividades de generación y comercialización.

En la comercialización minorista de la electricidad en Colombia, se distinguen dos tipos de usuarios, los regulados y los no regulados. Los primeros tienen asignado el precio a partir de una fórmula tarifaria definida por el regulador. Los segundos son los grandes consumidores² a quienes se les permite negociar directamente con el comercializador seleccionado el precio de la energía eléctrica (Gutiérrez, 2010). Como se evidencia en la Tabla 1, el número de usuarios del mercado no regulado a marzo de 2013 alcanza 5.459, lo que equivale a un crecimiento del 22% frente al número existente en diciembre de 2008.

Nivel de tensión	Número de Usuarios	
	dic-08	mar-13
Nivel 1 < 1 kV	302	410
1 kV <= Nivel 2 < 30 kV	3.214	3.885
30 kV <= Nivel 3 < 57.5 kV	877	1.082
57.5 kV <= Nivel 4 < 220 kV	79	80
Nivel STN>= 220 kV	1	2
Total	4.473	5.459

Tabla 1. Número de usuarios del mercado no regulado por nivel de tensión

La posibilidad que da al usuario el pertenecer al mercado no regulado, y negociar libremente con el comercializador los componentes de generación y comercialización en su tarifa³, tiene un efecto directo en el precio final que se paga por la energía eléctrica, aspecto de la mayor relevancia para el país toda vez que los costos de dicho bien son muy relevantes para los productores nacionales (Corona, 2012). Debe tenerse en cuenta además que, como lo muestra la Figura 2, el componente de compras de energía (componente G), es muy relevante en el total de la tarifa de los usuarios finales en Colombia y a partir del año 2008, éste se ha incrementado de manera relevante. Por ello, es importante analizar cuáles son las condiciones de contratación actuales para el mercado no regulado y plantear alternativas que mejoren su eficiencia. La hipótesis que se explora en este estudio es que ello puede lograrse al incrementar la liquidez en la contratación de largo plazo tal como se analiza en la siguiente sección.

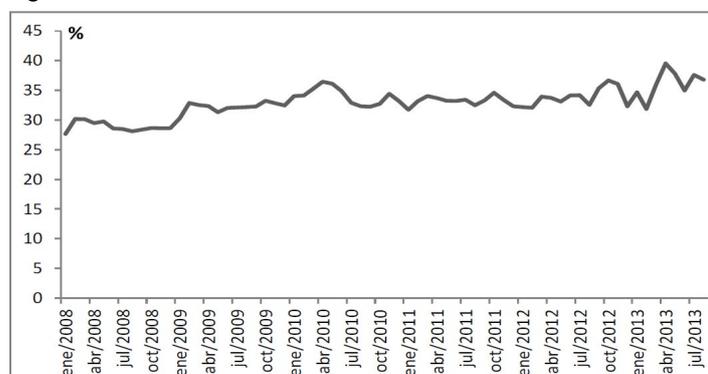


Figura 2. Porcentaje que representa el componente G en el total de la tarifa de usuarios conectados a menos de 1.000 Voltios.

2. Análisis de la liquidez en el mercado no regulado en Colombia

La liquidez se puede definir como la habilidad de comprar y vender rápidamente (inmediatez) un activo particular sin causar un cambio importante en su precio (resiliencia) y sin incurrir en altos costos de transacción (Freire et al. 2012). Una característica de un mercado líquido es que tiene un gran número de compradores y vendedores habilitados para transar todo el tiempo.

De una manera mucho más elaborada, Baena (2008, p.11) plantea lo siguiente: "La liquidez de un activo financiero tiene un impacto directo sobre el precio de los valores negociados. Los valores con escasa liquidez resultan penalizados en su precio y se les exige una rentabilidad adicional o prima de liquidez, lo que supone un mayor coste de la financiación obtenida en los mercados financieros. La iliquidez puede generar distorsiones en la formación de precios y llevar a una paralización de los mercados. La liquidez resulta necesaria para el buen funcionamiento de los mercados y por tanto afecta a los mecanismos de financiación de la economía".

De las definiciones anteriores podemos extraer que liquidez y eficiencia de los mercados están directamente relacionadas. Elementos que contribuyen a una mayor liquidez son la transparencia en la información, entendida como mayor acceso libre a la información, ampliación del número de participantes y poca probabilidad de que pocos agentes afecten el precio del activo; la reducción en la volatilidad de los precios asociados a un menor riesgo del activo y bajos costos en las transacciones.

Una vez comprendido el impacto positivo que la liquidez genera en un mercado, cabe preguntarse ¿qué condiciones requiere un mercado para que sea líquido? Khrisna (2008) plantea que deben existir siempre precios de oferta y demanda para los inversionistas que desean comprar o vender inmediatamente pequeñas medidas del activo; adicionalmente, la diferencia entre dichos precios de oferta y demanda (spread) debe ser pequeña. En un mercado líquido, un inversionista que está comprando o vendiendo una gran cantidad del activo a transar, en ausencia de información privilegiada, puede seguirlo haciendo durante un período largo de tiempo sin que hayan variaciones significativas en el precio del mismo y tanto grandes como pequeñas transacciones del activo pueden ser compradas o vendidas inmediatamente y el precio obtenido en ambos casos es muy similar al precio actual de mercado.

En lo que se refiere a mercados eléctricos, acorde con Ofgem (2009), la liquidez también es deseable porque facilita la entrada de nuevos agentes y permite a estos transar y honrar de manera confiable los requerimientos de demanda de sus clientes; reduce la posibilidad de que los participantes del mercado puedan manipularlo; proporciona un amplio rango de productos y contrapartes para que los participantes cubran su exposición a riesgo; incrementa la confianza en los precios negociados; permite a entrantes no integrados verticalmente participar en las mismas condiciones que los agentes que sí lo están; facilita a los agentes el manejo adecuado del riesgo y da señales de precio en el largo plazo a través del desarrollo del mercado de futuros, revelando decisiones de inversión y promoviendo en el largo plazo la seguridad del suministro y, finalmente, puede permitir a los

¹ El IHH mide el nivel de concentración económica en un mercado

² Aquellos que tienen una capacidad instalada superior a 0,1 megavatios (MW) o un consumo mensual superior a 55 megavatios-hora (MWh) (Resolución CREG 131 de 1998, art.2)

³ Los otros componentes son transmisión y distribución

participantes del mercado ajustar sus posiciones sin altos costos, entre otras.

Es por lo expuesto que los diseñadores de mercados eléctricos deben propender por la liquidez de los mismos. Si ésta no es adecuada, algunos agentes buscarán alternativas de negocios más interesantes lo que conduce a adicionales reducciones de liquidez y una excesiva concentración, lo cual puede acarrear el ejercicio de poder de mercado. Por el contrario, en mercados con alta liquidez y precios de referencia robustos, los participantes del mercado pueden ofrecer un rango diverso de productos, que pueden facilitar la entrada al mercado de nuevos participantes, lo cual a su vez redundará en un aumento de la liquidez.

Las características de un mercado de energía líquido pueden sintetizarse en altos volúmenes negociados en productos estandarizados, disponibilidad de productos claves para el largo plazo y en derivados financieros, uso de plataformas de negociación por agentes pequeños e independientes y un feedback positivo de los agentes pequeños e independientes y potenciales entrantes (Ofgem, 2010).

Una forma de medir la liquidez es mediante un índice de liquidez que estime cuántas veces se transa la energía consumida, es decir que si el total de la demanda de energía es transada una vez, este índice será igual a 1 y, si ésta es comprada en su totalidad por un intermediario y revendida completamente, el índice tomará un valor de 2.

Otras formas de medir la liquidez estiman el número de productos disponibles y la frecuencia con que cada producto se negocia, la profundidad de la negociación de forwards o contratos a plazo, el número de participantes del mercado en el sentido de que un alto número de participantes activos puede indicar confianza en el mercado, lo que a su vez puede ayudar a soportar el desarrollo de la liquidez.

En la Figura 3 se puede observar que el índice de liquidez del mercado de energía en Colombia, tomando como base para su cálculo la información de ventas en bolsa, ventas en contratos y demanda total del sistema (XM, 2013a), es de 1 para el mercado regulado y ha oscilado entre 1.4 y 2.1 para el mercado no regulado en los siete últimos años.

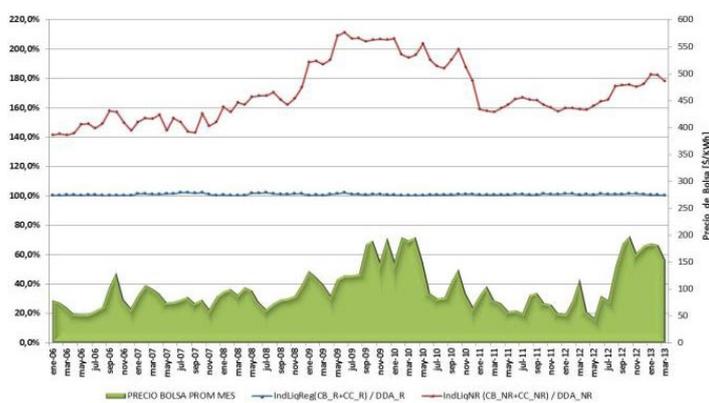


Figura 3: índice de liquidez mercados regulado y no regulado en Colombia

Al comparar el índice de liquidez consolidado el cual incluye los usuarios regulados y no regulados en Colombia (Figura 4), se evidencia que estamos en niveles bajos respecto al existente en Brasil y al de varios países europeos que servirán de referente en este estudio. Mientras nuestro indicador consolidado es de 1.4, países como Alemania o mercados como Nordpool tienen índices de liquidez de 9.6 y 7.6, respectivamente (Ofgem, 2010).

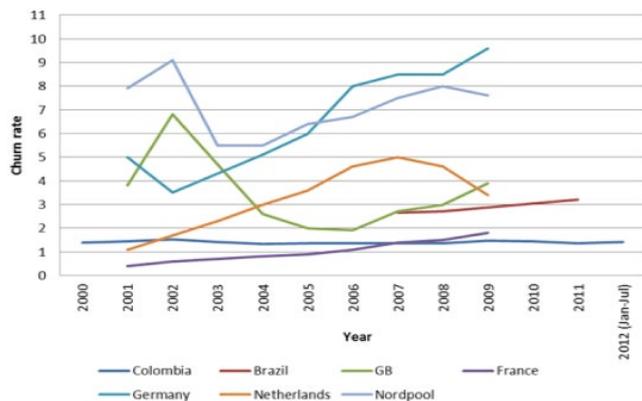


Figura 4: índice de liquidez comparativo de Colombia con varios países

En estudios previos sobre el mercado colombiano v.g. Salazar y Pantoja (2011) se concluye que los agentes del mercado eléctrico en Colombia no disponen de mecanismos que permitan recomponer su posición de largo plazo debido a que no existen procesos de contratación estandarizados ni productos líquidos, salvo los que les brinda el mercado de derivados financieros sobre electricidad que se negocian en Derivex (Derivex, 2010). Además, de acuerdo con la prima de riesgo forward que se observa en el mercado regulado, los compradores pagan la prima para atender su demanda cautiva, mientras que en el mercado no regulado y de intermediación, los vendedores asumen la prima con el fin de garantizar la fidelidad de sus clientes, los grandes consumidores.

Lo anterior, que en principio podría entenderse como un aspecto positivo para el mercado no regulado (precios más bajos para un segmento de consumidores), termina convirtiéndose en una práctica restrictiva de acceso de nuevos agentes, lo que finalmente va en contra del propio mercado. En la Figura 5 se observa que del volumen de energía transado en contratos con destino a usuarios del mercado no regulado (mercado no regulado, alumbrado público y zonas francas), el 73% de la energía despachada en diciembre de 2013 corresponde a contratos que fueron registrados antes de 2011 y negociados a tarifas alrededor de \$86/kWh. En este sentido, debe tenerse en cuenta que si bien la teoría de la regulación de los mercados indica que si un agente oligopolista tiene contratada una parte importante de su generación a un determinado precio, este no tiene incentivos para manipular el precio del mercado (Momoh y Mili, 2010), cuando el oligopolista presenta integración vertical en las actividades de comercialización y generación y además puede autoatender cantidades importantes de su demanda, se perjudica la sana competencia en el mercado toda vez que puede haber incentivos para hacer uso de su poder de mercado.

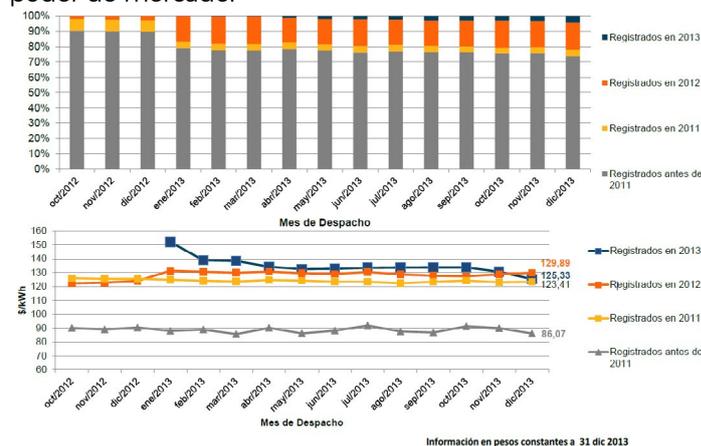


Figura 5. Contratos despachados con destino a usuarios mercado no regulado por año de registro.

Ahora bien, la regulación del mercado eléctrico en Colombia ha evolucionado considerablemente en aspectos fundamentales para promover la liquidez del mercado, principalmente mediante una mejor gestión del riesgo de crédito. Entre estas medidas se cuentan los ajustes a los mecanismos de garantías financieras y procedimientos de limitación de la exposición de los agentes al mercado (CREG, 2011-2), la creación de procedimientos de retiro del mercado para agentes incumplidos (CREG, 2010) y procedimientos para acotar el límite transaccional de las empresas en función del patrimonio de las mismas (CREG, 2012). Además, la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- ha presentado una propuesta del Mercado Organizado para la Demanda Regulada - MOR- (CREG, 2008; CREG, 2011-1), en la que se propone un producto estandarizado obligatorio para la demanda regulada, la cual es pasiva en la subasta de asignación y opcional para la demanda no regulada y para los generadores, donde las negociaciones se realizarán de manera anónima a través del administrador del mercado de energía.

Es claro que la estandarización contribuye a la liquidez del mercado, sin embargo, el esquema propuesto no está exento de dificultades, destacándose, de un lado, el manejo de riesgo de crédito en razón a que puede materializarse la ocurrencia de riesgo sistémico porque el esquema de garantías propuesto no respalda la totalidad de las obligaciones, y de otro lado, la subasta planteada que puede conllevar a que se presente ejercicio de posición dominante por parte de los agentes integrados verticalmente en las actividades de comercialización y generación. Ambas situaciones pueden conducir a precios ineficientes. Finalmente, la liquidez en esta propuesta del MOR es limitada a negociación secundaria de quien adquirió obligaciones de venta exclusivamente.

Una alternativa para incrementar la liquidez del mercado más allá de la estandarización es la de recurrir a los instrumentos e instituciones creados por la ley 964 de 2005 del mercado de valores. Entre estas instituciones se encuentra la Cámara Central de Riesgo de Contraparte, que dan seguridad a las transacciones mediante una muy cuidadosa gestión del riesgo de crédito y al interponerse como contraparte entre comprador y vendedor, opera la novación, mecanismo necesario para que puedan operar mercados anónimos donde la prima de riesgo crediticio se hace nula y permite la formación de precios más eficientes como consecuencia de la implementación de una verdadera estructura de mercado organizado.

En la siguiente sección, se discuten cuáles elementos han contribuido y cuáles han obstaculizado el desarrollo de un mercado OTC líquido de electricidad en Colombia.

3. La liquidez en mercados eléctricos desarrollados

Lo analizado hasta este punto nos permite extraer dos grandes conclusiones: la primera es que el mercado eléctrico en Colombia tiene bajos niveles de liquidez y la segunda es que estos bajos niveles de liquidez representan una limitante a la eficiencia y competitividad tanto del sector eléctrico como de los demás sectores productivos.

Para encontrar alternativas que permitan una mayor profundidad y liquidez en el mercado colombiano, a continuación se exploran diferentes mercados desarrollados que sirven como referente. Los mercados eléctricos desarrollados con buena liquidez focalizan sus esfuerzos en definir una estructura adecuada de la industria, proveer maneras eficientes de negociación en el mercado y disponer de herramientas para un buen manejo del riesgo de crédito.

En lo que respecta a la estructura de la industria, estos mercados administran de manera adecuada la integración vertical de los agentes, propenden por el incremento del tamaño del mercado e interconexión con otros países, promueven la participación activa de la demanda y administran de manera adecuada los criterios de intervención e incertidumbre de las políticas regulatorias (Amundsen y Bergman, 2006; López y Rubia, 2011).

Existen reglas para reducir la posibilidad de que los agentes puedan manipular el mercado y se dispone de mecanismos para asegurar la confianza en la formación de precios. En este sentido, se da alta prioridad al manejo adecuado de la integración vertical, pues a pesar de que es muy común encontrarla en mercados eléctricos, éste es un aspecto muy negativo para la liquidez porque los agentes integrados verticalmente tienen una cobertura natural a la volatilidad: cuando el precio es alto, la ganancia del generador se incrementa, pese a que la del comercializador disminuye y viceversa; esta cobertura no permite que otros agentes del mercado puedan encontrar fácilmente productos para cubrir sus riesgos porque el mercado reduce la oferta de éstos en presencia de integración vertical (Ofgem, 2009; Freire et al, 2012).

Sin embargo, si bien la integración vertical causa baja liquidez, no quiere decir esto que un mercado con alta integración vertical deba ser un mercado ilíquido. Ejemplo de ello son los países nórdicos y Alemania que tienen altos niveles de liquidez a pesar de su alta integración vertical, gracias al grado de interconexión con otros países y participación de grandes usuarios del servicio e instituciones financieras (Amundsen y Bergman, 2006; Capitán y Rodríguez, 2013; Krishna, 2008).

Con el objeto de manejar adecuadamente la integración vertical, no se permiten agentes entrantes con esta condición y existen reglas para que los competidores participen en igualdad de condiciones independiente de que sean integrados verticalmente o no; los agentes responden y compiten alrededor de las preferencias de riesgo y cobertura de sus clientes; pueden obtener la totalidad de productos y contrapartes para cubrir su perfil específico de exposición al riesgo y ajustar sus posiciones sin altos costos; toman decisiones de cobertura de largo plazo e inversiones con base en los precios transados en el mercado, promoviendo en el largo plazo la seguridad de suministro (Capitán y Rodríguez, 2013; Ofgem, 2009).

Existen reglas que obligan a las empresas integradas verticalmente a suministrar información de sus compañías porque los participantes deben entender y cuantificar los riesgos del mercado y la falta de información relevante o información asimétrica incrementa el riesgo en los agentes y reduce la liquidez. Algunos mercados hacen uso de las siguientes herramientas para administrar esta situación: publicar información de negociación e información de estrategias de cobertura para las empresas integradas verticalmente; publicar de manera separada la información de generación y comercialización, segmentando además la información financiera de la operacional; proporcionar los precios internos de transferencia de las empresas integradas; publicar los costos promedio de producir energía y publicar información general del mercado que pueda ser útil para incrementar la liquidez (Freire et al, 2012; Ofgem, 2009).

Ahora bien, la amenaza de nuevos agentes en el mercado es una restricción importante para los agentes integrados verticalmente y proporciona incentivos para mejorar los precios, incrementar la eficiencia y ofrecer productos innovadores. Por esta razón, para lograr alta liquidez, los mercados crean mecanismos que aseguran la existencia de pequeños agentes. Estos pequeños participantes necesitan adquirir bajos volúmenes a diferentes plazos de

contratación, sin importar si los compran directamente o a través de intermediarios, situación que no es eficiente para los grandes participantes del mercado (Ofgem, 2009).

De otra parte, la certeza de que el diseño del mercado mayorista promueva la competencia es también muy relevante para mejorar la liquidez. Sin embargo, la existencia de voluntariedad para la negociación también contribuye a la reducción de la liquidez del mercado, debido a que existen argumentos en el sentido de que los pequeños agentes lo ven como una barrera de entrada al no poder conseguir fácilmente los contratos que requieren y desalienta la participación de agentes que no atienden a usuarios finales, aspecto bien relevante para generar liquidez porque atraer nuevos agentes de otras industrias que no atiendan demanda, como por ejemplo el sector financiero, inyecta liquidez en un mercado (Amundsen y Bergman, 2006; López y Rubia, 2011; Ofgem, 2010).

Los mercados líquidos establecen reglas que motivan a las empresas a reformar los contratos existentes que desincentivan a que los participantes no físicos negocien en el mercado mayorista, aspecto que tiene mucho impacto sobre los pequeños agentes. Además, algunos precios de contratos existentes no pueden ser usados como precios de referencia porque pueden ser realizados entre el agente comercializador y generador de una empresa integrada verticalmente y no necesariamente puede reflejar los costos de los contratos en el mercado (Ofgem, 2009).

Ahora bien, los mercados desarrollados son muy conscientes de que entre más grande sea el tamaño del mercado, mayor posibilidad hay de que este sea líquido, toda vez que incrementa el número de participantes y se pueden tener más incentivos para atraer o crear nuevos y variados productos y ayudar a reducir la volatilidad del precio. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que el tamaño de la demanda es una condición necesaria pero no suficiente para la liquidez de un mercado (Amundsen y Bergman, 2006; Capitán y Rodríguez, 2013).

En lo que respecta a la participación activa del lado de la demanda, la existencia de grandes usuarios, consumidores del sector público e intermediarios que actúen en nombre de pequeños usuarios y consumidores residenciales en el mercado hace que exista mayor cantidad de agentes en el mismo y con esto promover la liquidez. La simplicidad de la regulación y los acuerdos de negociación o contratos, así como los requerimientos tecnológicos, hacen que se incentive la participación de la demanda en el mercado mayorista. También en el mecanismo de formación del precio de bolsa, se tiene en cuenta la participación de la demanda, la cual oferta cantidades y precios hasta los cuales está dispuesta a pagar. Además se dispone de mecanismos donde los usuarios finales pueden poner a disposición del sistema energía mediante recursos de generación de su propiedad o paneles solares que inyectan energía a la red (Freire et al, 2012).

Es común en estos mercados encontrar que las autoridades evitan la frecuente intervención y se busca reducir la incertidumbre en las políticas porque estas desincentivan la liquidez en la medida en que afectan la señales de los precios y reduce los volúmenes de transacción en los mercados de futuros. La regulación aplicable al negocio es simple, los costos del cumplimiento de esta regulación, así como los registros y pagos a las instituciones de regulación y supervisión son eficientes (Ofgem, 2010).

En lo referente a la negociación en el mercado, se busca que los agentes puedan tomar posiciones con suficiente anticipación y puedan ajustarlas en el futuro. Se tienen formas de negociación orientadas a este objetivo como

son las negociaciones del día siguiente, las negociaciones intradiarias, las negociaciones de balance, los forward y las negociaciones de futuros y opciones (Krishna, 2008; Wilson, 2002). En todos estos casos se promueve la existencia de reglas simples, bajos costos de transacción, se provee información suficiente, confiable y comparable de los fundamentales que afectan el precio para todos los participantes y se diseña de manera que se generen los incentivos adecuados en el mercado, de forma que no promueva la integración vertical (Freire et al, 2012).

De igual forma, se tiene adecuada cantidad de productos disponibles y suficiente profundidad en los mismos, para que todos los participantes puedan resolver las necesidades que tengan de ellos, especialmente sin descuidar la creación de productos de bajos volúmenes de energía que son los que incentivan a los nuevos actores del mercado, los cuales tienen costos de transacción muy eficientes para incentivar que los grandes actores del mercado los ofrezcan (Krishna, 2008).

Las plataformas transaccionales ofrecen al mercado una interface externa para compradores y vendedores, negociaciones anónimas, un mecanismo robusto de subasta, contratos estandarizados, capacidad de recoger y suministrar eficientemente datos al mercado como precios y volúmenes. El rango de productos es amplio incluyendo negociaciones de energía de media hora, carga pico y base, contratos del día siguiente, intercambios con otros países, productos negociados en periodos mensuales, trimestrales, estacionales y anuales, incluso hasta por diez años (Breskovic et al, 2013; Capitán y Rodríguez, 2013; Frestad, 2012). En algunos mercados se negocia de manera conjunta otros energéticos como gas, carbón, petróleo, entre otros (Swieringa, 2012).

Cuando se dispone de una o varias plataformas, se garantiza que los criterios de negociación usados en ellas sean idénticos, de manera que se forme un precio robusto y confiable. En todo caso seleccionan la plataforma que se adapte mejor a las necesidades del mercado, sobre todo que promueva el acceso y que las exigencias sean razonables para los pequeños agentes y los agentes independientes. Las implementaciones de la plataforma se hacen de manera coordinada con la industria y son fácilmente ajustables a nuevos productos seleccionados o necesidades específicas de los agentes del mercado (Capitán y Rodríguez, 2013; Ofgem, 2012).

Los participantes del mercado se dividen en participantes físicos y no físicos; los primeros generalmente compran en forwards y usan el spot y el corto plazo para ajustar sus posiciones, mientras que los no físicos usualmente son especuladores, aunque algunos participantes físicos toman este tipo de posiciones en algunos casos. Se promueve la participación del sector financiero, pues como se indicó, éste incentiva la liquidez del mercado (Capitán y Rodríguez, 2013).

Otros participantes importantes en estos mercados son los proveedores de precios que proporcionan información del mercado, promoviendo la liquidez mediante el suministro de índices que pueden ser usados por los participantes para tener un referente de las negociaciones y transparencia en las negociaciones forward (Ofgem, 2010).

Estos mercados introducen hacedores de mercado regulados o subsidiados por el mismo, los que incrementan la liquidez y transparencia del mercado, presentan ofertas de compra y venta en un rango de productos y también sirven de puente entre los generadores, comercializadores y usuarios. Los generadores están interesados en vender su energía a varios años, mientras que los consumidores y usuarios a pocos años, es así como los hacedores de mercado pueden ser un puente permitiendo que los participantes del

mercado tengan la confianza de encontrar las posiciones que requieren a costos razonables, a cambio obtienen beneficios al explotar las oportunidades de arbitraje creadas por la recontractación periódica. En algunos casos, los generadores y comercializadores cofinancian los hacedores de mercado independientes, los cuales generalmente operan en un solo mercado (subastas, día siguiente, entre otros) (Capitán y Rodríguez, 2013; Ofgem, 2010).

En los mecanismos de mercado, este tipo de mercados obliga a los grandes generadores a vender su energía a los agentes pequeños e independientes mediante subastas. El mecanismo de subasta es robusto, es decir, muy bien diseñado y focalizado a los productos que requiere el mercado, obligando a que los volúmenes sean considerables para poder atender la demanda de estos y producir la adecuada formación de precios. Las subastas obligatorias se orientan a obtener precios de referencia confiables y por consiguiente, son base para precios confiables de derivados financieros y productos de largo plazo, obligando a los grandes generadores a ofertar en estas subastas. Se establecen restricciones para que los agentes integrados verticalmente puedan autoabastecerse, obligando a que parte de sus requerimientos sean atendidos a través del mercado (Capitán y Rodríguez, 2013; Freire et al, 2012; Ofgem, 2009). En los mercados con alta liquidez, el riesgo de crédito es manejado a través de cámaras de riesgo de contraparte que actúan como contraparte de todas las negociaciones con los miembros de la cámara y elimina el riesgo de crédito. Además, dicho riesgo se maneja de manera alineada entre los mercados centralizados, el OTC y los mercados de futuros, para generar eficiencias a los agentes al requerirse menores niveles de colaterales y las plataformas transaccionales interactúan con las plataformas de la cámara de riesgo de contraparte para lograr este mismo objetivo (ECC, 2010; ECC, 2012; EEX, 2012; EPEX SPOT, 2013; PJM, 2012).

En contraposición, para transacciones de grandes agentes con suficiente músculo financiero y cupos de crédito, las cámaras pueden verse como una solución intensiva en capital para manejo del riesgo de crédito, pero beneficia a los pequeños participantes porque agrupa y netea el riesgo de crédito de las posiciones del agente, elimina los márgenes asimétricos⁴ y restricciones para escoger la contraparte en la negociación, facilita la entrada al mercado porque los nuevos participantes tienen alta certidumbre de las condiciones de negociación, reduce los costos de transacción y complejidad de las mismas porque carga un costo por sus servicios que es más eficiente que los costos y tiempos requeridos en las transacciones individuales que en algunos mercados requieren disponer recursos respaldando las transacciones por largos periodos de tiempo (Ofgem, 2010).

En este sentido, debe tenerse en cuenta que ha habido recientes modificaciones regulatorias en el sector financiero que incentivan el uso de cámaras de riesgo de contraparte: De un lado las iniciativas de Basilea III promueven que una parte importante de los derivados OTC se compensen a través de cámaras aumentando los requerimientos de capital para quienes no las usen (Comité de Supervisión Bancaria de Basilea, 2010); de otro lado la Ley Dodd Frank en Estados Unidos obliga a que todas las operaciones de forwards y swaps se compensen a través de cámaras, sin importar el subyacente que se negocie (Congress of the United States of America, 2010) y finalmente el Reglamento EMIR en Europa obliga a compensar ciertos derivados OTC normalizados a través de cámaras, ordena aplicar técnicas de reducción de riesgos de contraparte a derivados OTC no compensados y establece que las cámaras deben publicar la información de sus operaciones en las centrales de información (ISDA, 2012).

Al diseñar los mecanismos de cobertura de riesgos de crédito, debe tenerse en cuenta que los requerimientos de garantías y colaterales ineficientes contribuyen a la disminución de la liquidez de un mercado. En Inglaterra, por ejemplo, el incremento de exigencias en colaterales y la salida de Enron y otros agentes, sumado a la crisis financiera global redujo la posibilidad de que pequeños comercializadores pudieran transar en el mercado. Sin embargo, solicitudes de garantías colaterales por parte de los grandes agentes, es una respuesta razonable ante los problemas de crédito y empeoramiento de condiciones económicas recientes. En otras palabras, el entorno económico nacional y mundial, tiene efectos directos en la liquidez de un mercado eléctrico (Ofgem, 2010).

Además de lo anterior, los mercados desarrollados establecen códigos de gobierno para las empresas, propuestos por la industria y requieren aprobación del regulador, son de obligatorio cumplimiento de las empresas y deben contener, entre otros, iniciativas para promover la participación de pequeñas empresas en la industria y proteger los intereses de los consumidores. Adicionalmente, en algunos casos realizan cambios en la estructura de la industria en el sentido de establecer límites de participación en el mercado u otras herramientas adicionales que administren el riesgo de poder de mercado (Capitán y Rodríguez, 2013; Ofgem, 2009).

4. Conclusiones y recomendaciones

Colombia tiene bases sólidas para implementar mecanismos que inyecten liquidez al mercado no regulado de energía eléctrica, dadas las recientes modificaciones al sector eléctrico y al sector financiero, más concretamente con la puesta en funcionamiento de la Cámara de Riesgo Central de Contraparte y la regulación referente a Sistemas de Negociación. No obstante, es necesario realizar modificaciones regulatorias al modelo de mercado y a la forma de contratación en el OTC.

En el corto plazo se debe implementar medidas que requieren menores cambios del modelo de mercado para administrar en debida forma la integración vertical de éste y su característica oligopólica, como son: la estandarización de los contratos de compraventa entre agentes, preferiblemente compensados en cámaras de riesgo central de contraparte; la implementación de subastas que obligue a vender parte importante de la generación a los agentes comercializadores con reglas que permitan una correcta formación de precio, negociación que también es deseable que sean compensadas a través de cámaras de riesgo de contraparte; prohibición de que los comercializadores se autoabastezcan en un porcentaje relevante de su propio generador; obligar a las empresas a suministrar información relevante; reducir el límite para acceder a ser usuario no regulado e incentivar el ingreso de nuevos participantes conformados por los grandes consumidores del país y pequeños productores para crear una participación más balanceada del mercado y; establecer la obligatoriedad de disponer de códigos de buen gobierno que promuevan la participación de pequeños agentes en el mercado.

Las cámaras de riesgo se apoyan en Sistemas de Negociación donde confluyen el mercado subyacente con el OTC y los mercados de futuros y opciones, para hacer más eficiente el uso de garantías y colaterales pero con mecanismos que aseguren que este manejo integral de la información no vaya en detrimento del manejo adecuado del riesgo de crédito.

⁴ Son situaciones especiales en que a diferentes agentes de un mercado se le solicitan diferentes márgenes para respaldar el mismo tipo de transacción.

En el mediano plazo es necesario simplificar las reglas del mercado, hacerlas estables en el tiempo y modificar de manera relevante el modelo. Reglas simples y estables facilitan el control oportuno por parte de las entidades encargadas y la comprensión por parte de los usuarios y los nuevos agentes con el objetivo de atraer al sector financiero e incluso nuevos agentes de Colombia y otros países.

Es necesario modificar el modelo de pool y pasar a un modelo que permita negociación del día siguiente, mercado intradiario, mercado de balances, forwards, futuros y opciones, en el que la demanda participe de manera activa y debe evaluarse la pertinencia de disponer de hacedores de mercado, herramientas éstas que aportan liquidez al mercado, mayor que la liquidez que da el modelo actual de bolsa.

Para el desarrollo de todas estas medidas, debe haber una participación conjunta en él por parte del regulador, de los supervisores⁵, del administrador del mercado, de los agentes, de los usuarios, del sector financiero, de la cámara de riesgo central de contraparte y del administrador del sistema de negociación, con el objeto de que el diseño de mercado y los productos que se creen estén alineados y sean los requeridos por los compradores y vendedores a lo largo de toda la cadena.

Finalmente, las modificaciones aquí propuestas, por los efectos que tiene en la formación del precio del componente de compras de energía en la tarifa de los usuarios finales, no sólo beneficia la industria eléctrica sino que hace más competitivo al país dados los mejores precios de la energía a los que pueden acceder los industriales y comerciales y, trae un beneficio social al disponer de tarifas de energía eléctrica más eficientes para los usuarios, en caso que el modelo de compraventa de energía definido por la CREG para el mercado regulado, también permita la implementación de los elementos acá planteados.

Referencias

1. Amundsen, E. y Bergman L., 2006. Why has the Nordic Electricity Market worked so well?. *Utilities Policy*, 14, 148-157.
2. Baena, N., 2008. La liquidez en los mercados financieros: repercusiones de la crisis crediticia. Documento publicado por la Comisión Nacional del Mercado de Valores de España, obtenido en abril de 2013 de http://www.cnmv.es/DocPortal/Publicaciones/MONOGRAFIAS/MON2008_32.Pdf
3. Breskovic, I., Altmann, J., Brandic, I., 2013. Creating standardized products for electronic markets. *Future generation computer systems*, 29, 1000-1011.
4. Capitán, A. y Rodriguez, C., 2013. Analysis of the traded volume drivers of the Iberian power futures market. *Electrical power and energy systems*, 44, 431-440.
5. CCEE - Electric Energy Commercialization Chamber (2012). *Brazilian Electricity Market*. Documento de conferencia de Association of Power Exchanges - APEx.
6. Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- (1998). Resolución 131. Por la cual se modifica

- la Resolución CREG-199 de 1997 y se dictan disposiciones adicionales sobre el mercado competitivo de energía eléctrica.
7. Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- (2008). Documento CREG 077.
8. Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- (2010). Resolución 047. Por la cual se regula el retiro de los agentes del mercado, se toman medidas para garantizar la continuidad en la prestación del servicio a los usuarios finales y se adoptan otras disposiciones.
9. Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- (2011-1). Resolución 090. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende adoptar la CREG “Por la cual se adopta el Mercado Organizado, MOR, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional”
10. Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- (2011-2). Resolución 156. Por la cual se establece el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica, como parte del Reglamento de Operación.
11. Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- (2012). Resolución 156. Por la cual se define la Capacidad de Respaldo para Operaciones en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.
12. Comité de Supervisión Bancaria de Basilea (2010). *Basilea III: Marco regulador global para reforzar los bancos y sistemas bancarios*.
13. Congreso de Colombia (1994). Ley 143: Ley Eléctrica.
14. Congress of the United States of America, 2010. One hundred eleventh. Dodd-Frank Wall Street reform and consumer protection act, Public Law 111-203.
15. Corona, 2012. Comercio exterior e inversiones: La segunda derivada de la competitividad. Moreno. Documento de Asamblea general de la ANDI. Obtenido en abril de 2013 de http://www.andi.com.co/Archivos/file/Asamblea/2012/02_Jueves_PM/CarlosEnrique_Moreno_OC.pdf
16. Derivex, 2010. Derivados financieros opción de cobertura?. Documento publicado por Derivex. Obtenido en abril de 2013 de <http://www.derivex.com.co/Capacitaciones/Memorias%20de%20Capacitaciones/Derivados%20Financieros%20Opción%20de%20Cobertura.pdf>
17. ECC - European Commodity Clearing, 2010. Stability for global commodity markets. Obtenido en abril de 2013 de <http://static.docstoccdn.com/docs/61613628/Stability-for-Global-Commodity-markets>
18. ECC - European Commodity Clearing, 2012. One clear connection. Obtenido en abril de 2013 de http://documents.eex.com/document/103899/ECC_Imagebrochure_2012
19. EEX, 2012. EEX Markets and Products, development of EEX Markets for Power, Natural Gas, Emission Allowances and Coal. Greenwood T., Hems L. Obtenido en abril de 2013 de http://docsfiles.com/pdf_eex_markets_and_products.html

⁵ La Superintendencia de Servicios Públicos, la Superintendencia de Industria y Comercio y la Superintendencia Financiera, en los aspectos que corresponda a cada una.

20. EPEX SPOT, 2013. EPEX SPOT Markets and Products 2012. Tarnai S., Niciejewska K. Obtenido en agosto de 2013 de http://cdn.eex.com/document/136035/20130606_EEX%20Summer%20Workshop_EPEX%20Spot%20Markets%20and%20Products.pdf
21. Freire L.M., Neves E.M.A., Tsunehiro L.I., Cabral R., Souza Z., 2012. Liquidity in the brazilian electricity market. Publicado en 9th International Conference on the European Energy Market. Disponible en <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=6254697>
22. Frestad, D., 2012. Liquidity and dirty hedging in the Nordic electricity market. Energy economics 34, 1341-1355.
23. García, J., Gaviria, A., Salazar, L., 2011. Determinantes del precio de la energía eléctrica en el mercado no regulado en Colombia. Revista ciencias estratégicas, vol. 19 No. 26, julio-diciembre.
24. Gutiérrez, A., 2010. El sector eléctrico colombiano, V Seminario internacional do setor de energia elétrica: Integraçã com energia renovável.
25. ISDA - International Swaps and Derivatives Association, 2012. Regulation of OTC derivatives markets. A comparison of EU and US initiatives. Obtenido en abril de 2013 de <http://www2.isda.org/search?headerSearch=1&keyword=Regulation+of+OTC+derivatives+markets>.
26. Krishna R., 2008. Liquidity in the Dutch wholesale electricity markets. MSc economics thesis, Tilburg University.
27. López, J. y Rubia A., 2011. Liquidez del mercado a plazo y volatilidad de precios al contado en el mercado de electricidad en España. Estudios de economía aplicada vol. 29-2, 575-596.
28. Mercados Energéticos Consultores, 2012. Estudio del impacto del marco regulatorio del sector de energía eléctrica. Estudio realizado para la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG obtenido en abril de 2013 de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/07f2f84346f9a61005257abc00788860/\\$FILE/CIRCULAR061-2012%20ANEXO.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/07f2f84346f9a61005257abc00788860/$FILE/CIRCULAR061-2012%20ANEXO.pdf)
29. Momoh, J. y Mili, L., 2010. Economic market design and planning for electric power systems, IEEE press editorial, pp 32.
30. Ofgem - Office of gas and electricity market, 2009. Liquidity in the GB wholesale energy markets. Investigación realizada por Ofgem obtenido en abril de 2013 de <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/40515/liquidity-gb-wholesale-energy-markets.pdf>
31. Ofgem - Office of gas and electricity market, 2010. Liquidity Proposals for the GB wholesale electricity market. Investigación realizada por Ofgem obtenido en abril de 2013 de <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/40485/liquidity-proposals-gb-wholesale-electricity-market.pdf>
32. Ofgem - Office of gas and electricity market, 2012. Retail market review: Intervention to enhance liquidity in the GB power market. Investigación realizada por Ofgem obtenido en abril de 2013 de <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/39643/liquidity-feb-condoc.pdf>
33. Ossa, D., 2012. Análisis del comportamiento estratégico de los agentes generadores en el mercado eléctrico colombiano. Tesis de Maestría en Ingeniería Administrativa, Universidad Nacional de Colombia. Disponible en <http://www.bdigital.unal.edu.co/8422/1/98668732.2012.pdf>
34. PJM, 2012. Credit overview and supplement. Obtenido en abril de 2013 de <http://www.pjm.com/-/media/documents/agreements/pjm-credit-overview.ashx>
35. Salazar, G. y Pantoja, J., 2011. Los precios forward sobre electricidad. ¿Determinados racionalmente por agentes del mercado colombiano?. Ad- Minister No 18, enero-junio, 77-99.
36. Swieringa, J. (2012). Price discovery in european energy markets. Working paper de Australian National University disponible en Social Science Research Network - SSRN: <http://ssrn.com/abstract=2116194>.
37. Wilson, R., 2002. Architecture of power markets. Econometrica, vol. 70, No. 4, July, 1299-1340.
38. XM (2013a). Informe consolidado del mercado diciembre de 2013. Obtenido en enero de 2014 de www.xm.com.co
39. XM (2013b). Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2012. Obtenido en abril de 2013 de www.xm.com.co

SEMINARIO INTERNACIONAL GESTIÓN DE ACTIVOS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

“Buscando la excelencia en el servicio eléctrico con una eficiente gestión de activos”



SIGASE CIER
2016

15 a 17 de Junio / Hotel Sheraton / Bogotá - Colombia

Organizan:





Flujo de carga probabilístico para estudios de conectividad con gran penetración de generación distribuida

IntegraCIER - Congreso Iberoamericano De Energía
Noviembre 2014

Autores:

MSc. Ing. Pablo Pena, Coordinador de Estudios

- UTE - Trasmisión -

Ing. Nicolás Morales, Especialista de Estudios

- UTE - Trasmisión -

Ing. Cedric Zoppolo, Especialista de Estudios

- UTE - Trasmisión -

DATOS DE LA EMPRESA

Dirección: Av. Paraguay 2431 of. 634

Pais: Uruguay

Código Postal: 11800

Teléfono: +598 2200 2426

Fax: +598 22030 7850

E-Mail: ppenav@ute.com.uy

Resumen

Este trabajo presenta una herramienta de flujo de carga probabilístico desarrollada en UTE, que permite realizar estudios de conectividad en redes de trasmisión con gran penetración de generación distribuida. La herramienta EPPTRA presentada se basa en la selección y resolución del flujo de cargas AC mediante PSS/E de un conjunto de casos representativos de los patrones de flujo de potencia esperables en la red para un año de estudio. En el trabajo se describe la metodología empleada para seleccionar los casos representativos y asignarles probabilidades, a partir de un gran conjunto de casos, resultado de una simulación energética. Como caso de aplicación de esta herramienta se presenta el estudio de conectividad de un generador eólico de 71 MW a la red de trasmisión uruguaya prevista para el año 2016.

Introducción

Los estudios de régimen estacionario para conectividad de nueva generación o suministros a la red de trasmisión se han realizado históricamente de forma determinística, basada en peores casos. Estos peores casos se configuran combinando escenarios de generación y demanda, buscando que en el flujo de carga se presenten violaciones a los criterios de sobrecargas admisibles en los elementos de la red y/o a los rangos admisibles de tensión en las barras del sistema. La configuración de estos casos se realiza basada en la experiencia de los especialistas de cómo se distribuyen los flujos de potencia en la red y en los despachos históricos de generación. En la red actual del Sistema Interconectado Nacional (SIN) existen esencialmente dos grandes grupos de generadores: térmicos e hidráulicos. Las centrales térmicas se encuentran concentradas en la zona de Montevideo y las centrales hidráulicas se encuentran agrupadas a lo largo del Río Negro más Salto Grande, por lo que los escenarios de generación hoy en día se reducen a hidráulicos, térmicos o mixtos, y los patrones de flujo de carga son el resultado de combinar estos escenarios y la demanda.

En el mediano plazo se prevé la incorporación al SIN de varios parques eólicos y generación solar fotovoltaica distribuidos en todo el país, conectados en distintos nodos de las redes de Distribución o Trasmisión. Adicionalmente, se prevé la construcción de nuevas líneas de trasmisión, transformando la red puramente radial del norte del país en una red mallada.

El cambio de topología de la red y la incorporación de grandes cantidades de generación de fuente renovable, modifica de forma muy significativa los patrones de flujo de carga, introduciendo un gran nivel de incertidumbre en los escenarios de generación y aumentando enormemente la cantidad de posibles casos a considerar. En estas condiciones, resulta extremadamente complejo para un especialista configurar los peores casos.

La consideración de la incertidumbre en los sistemas eléctricos de potencia ha sido presentada en una vasta cantidad de trabajos, introduciéndose el concepto de flujo de carga probabilístico [1]. La técnica comúnmente empleada se basa en el método de Monte Carlo, donde se repiten una serie de simulaciones sorteando las variables aleatorias involucradas. En algunas aplicaciones se requiere una gran cantidad de simulaciones y un tiempo computacional significativo, por lo que se han propuesto en diferentes trabajos técnicos distintos métodos analíticos para resolver el problema de flujo de carga probabilístico [2].

En la actualidad la penetración de generación distribuida de fuente renovable en los sistemas eléctricos de potencia ha captado el interés de las compañías trasmisoras en estas técnicas probabilísticas, sin embargo su aplicación se concentra principalmente en el ámbito académico, siendo aún muy insipientes las herramientas de uso industrial y su aplicación en el ambiente de planificación de los trasmisores.

Con el fin de abordar esta problemática, se desarrolló una herramienta de flujo de carga probabilístico atendiendo las particularidades de la planificación a mediano plazo de la red transmisión de UTE.

Herramienta Epptra

La herramienta Estudios Probabilísticos para Planificación de Trasmisión (EPPTRA) desarrollada en UTE permite obtener la densidad de probabilidad de carga para cada uno de los elementos de la red y de las tensiones en todos los nodos a partir del estudio de una gran cantidad de casos, considerando la variabilidad de la generación de fuente renovable y su correlación.

Empleando esta herramienta es posible estudiar el impacto en la red de trasmisión de la conexión de un nuevo generador o suministro mediante el análisis comparativo de la red en el escenario base y la red en el escenario con proyecto de conexión. Analizando las densidades de probabilidad de carga en los elementos de la red y de las tensiones en los nodos, es posible detectar la zona de la red afectada por el proyecto, cuantificando el impacto tanto en magnitud como en probabilidad de ocurrencia.

Metodología

La metodología implementada en EPPTRA resuelve y analiza el flujo de carga AC de la red para un conjunto de casos representativos del comportamiento del sistema eléctrico para un período de un año.

Cada caso queda definido por la combinación de las potencias inyectadas a la red por los generadores y las potencias consumidas por las demandas en un instante dado. Las potencias del caso c^i pueden representarse en forma vectorial

$$P^i = (G_1^i, \dots, G_h^i, \dots, G_g^i, D_1^i, \dots, D_l^i, \dots, D_d^i)$$

donde:

- G_h^i es la potencia inyectada en el caso i por el generador h , con $h = 1, \dots, g$
- D_l^i es la potencia consumida en el caso i por la demanda l , con $l = 1, \dots, d$.

Las potencias consumidas para cada caso se obtienen a partir del modelo de proyección de demanda agregada del SIN empleado en UTE.

Las potencias que inyectan los generadores de fuente renovable se obtienen a partir de la variable aleatoria que modela su recurso (velocidad de viento o irradiación solar). Los sorteos de estas variables aleatorias se realizan para cada caso c^i según sus funciones de distribución y correlación, obtenidas a partir de series históricas (medidas de velocidades de viento e irradiación solar).

Las potencias de los generadores térmicos y de los generadores hidráulicos con embalse responden al despacho óptimo económico. Estas potencias son un dato de entrada en EPPTRA y se obtienen a partir de una simulación energética

del sistema para cada instante del año de corte, empleando una herramienta que tiene como objetivo minimizar la función de costo futuro de abastecimiento de la demanda, de forma similar a como se resuelve la operación diaria del SIN. Realizando la simulación energética en las hipótesis habituales (5 postes semanales, 3 precios del petróleo y 104 crónicas de aportes hidráulicos) se obtienen 81120 casos con sus correspondientes probabilidades para la representación de un año completo. En el futuro próximo se prevé emplear una simulación energética con poste horario para una mejor representación de las fuentes renovables, con la que se obtendrían aproximadamente 3000000 de casos.

El tiempo de cómputo que insumiría la resolución AC de una cantidad tan grande de casos (81120 o más) es incompatible con la dinámica de trabajo de un estudio de conectividad. Resulta entonces necesario reducir la cantidad de casos a resolver haciendo una adecuada selección de aquellos representativos del comportamiento del sistema.

El análisis de régimen estacionario para estudios de conectividad tiene como objeto identificar el impacto sobre las tensiones de los nodos y el flujo de potencia por los elementos de la red. A estos efectos, una buena selección de casos representativos será aquella capaz de reflejar la diversidad de patrones de flujo presentes en la red al considerar la totalidad de casos resultado de la simulación energética.

Una forma muy rápida de evaluar el flujo de potencia en todos los elementos de la red es mediante los factores de distribución, que dan la sensibilidad en cada elemento respecto de la inyección o consumo de potencia en cada nodo. Empleando la matriz de factores de distribución que se obtiene de PSS/E [4] basada en flujo DC, puede calcularse de forma aproximada el flujo por cada elemento de la red para los n casos:

$$\begin{bmatrix} G_1^1, \dots, G_g^1, D_1^1, \dots, D_d^1 \\ \vdots \\ G_1^i, \dots, G_g^i, D_1^i, \dots, D_d^i \\ \vdots \\ G_1^n, \dots, G_g^n, D_1^n, \dots, D_d^n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_{1,1} & \dots & f_{1,e} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ f_{(g+d),1} & \dots & f_{(g+d),e} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_1^1, \dots, F_e^1 \\ \vdots \\ F_1^i, \dots, F_e^i \\ \vdots \\ F_1^n, \dots, F_e^n \end{bmatrix}$$

donde:

- G_h^i es la potencia inyectada en el caso i por el generador h , con $h = 1, \dots, g$
- D_l^i es la potencia consumida en el caso i por la demanda l , con $l = 1, \dots, d$
- $f_{u,v}$ es la sensibilidad del flujo por el elemento v respecto de la potencia inyectada (consumida) por el generador (demanda) u
- F_s^i es el flujo de potencia por elemento s en el caso i .

Esta transformación permite cambiar los casos del espacio vectorial de potencias inyectadas por nodo al espacio vectorial de flujo por los elementos de la red. Considerando la distancia euclidiana en este nuevo espacio vectorial, casos que disten poco entre sí tendrán un patrón de flujo similar.

Mediante el algoritmo CLARA [5] que emplea una técnica de clustering por partición, se agrupan los casos en una cantidad k de clusters. Cada cluster queda formado por un caso denominado medoide y aquellos casos cuya distancia euclidiana al mismo sea menor que al resto de los medoides. Cada cluster refleja un patrón de flujo de potencia en la red, que será representado por su medoide. La probabilidad que representa cada uno de estos k medoides se determina en función de los casos pertenecientes a cada cluster:

$$p_{cluster}^j = \sum p_{caso}^i \quad \forall i \in cluster j$$

donde:

- $p_{cluster}^j$ = es la probabilidad del cluster j
- p_{caso}^i = es la probabilidad del cluster i

Para obtener un mayor detalle en las situaciones de más carga en el sistema, se agregan a k los medoides seleccionados por CLARA los casos que producen el máximo flujo en cada elemento de la red. Utilizando estos $k + m$ casos como medoides se clasifican nuevamente la totalidad de los casos y se calculan las nuevas probabilidades de cluster.

Para los $k + m$ casos representativos EPPTRA resuelve el flujo de cargas AC mediante PSS/E, y a partir de estos resultados se estiman las densidades de probabilidad de carga en los diferentes elementos de la red y de las tensiones en cada barra para todo el año de estudio.

En la Figura 1 se ilustra de modo simplificado el diagrama de secuencia descrito anteriormente e implementado por EPPTRA.

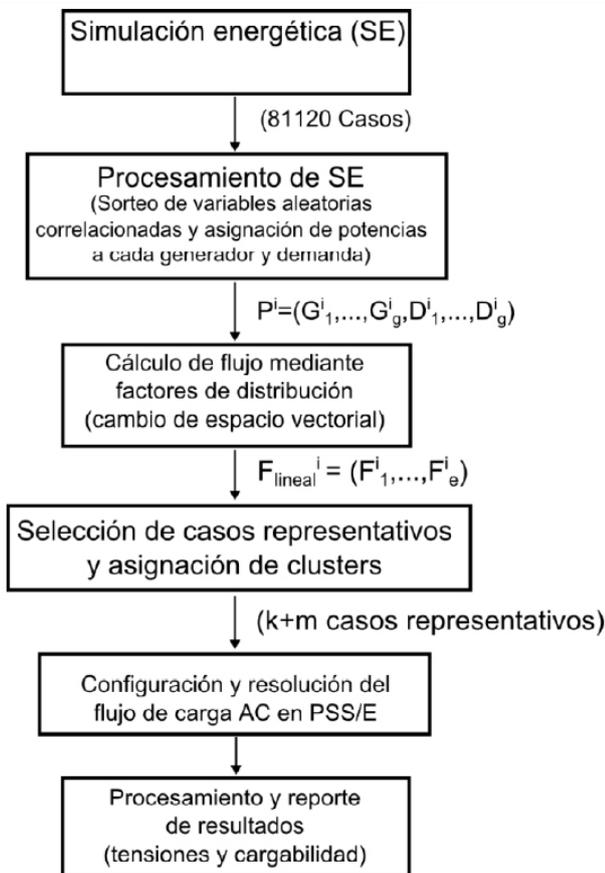


Figura 1: Diagrama de secuencia de EPPTRA

Caso de aplicación

Para ejemplificar el uso de la herramienta eptra se presenta el estudio de conectividad de un generador eólico g de 71 mw que se conecta al nodo x de la red de trasmisión uruguayana prevista para el año 2016. En esta red la demanda se representa en 78 puntos frontera de distribución y se modela el parque generador previsto, distribuido en diferentes nodos del sin: 41 parques eólicos (1636 mw), 14 generadores fotovoltaicos (250 mw), 15 centrales de biomasa (270 mw), 4 centrales hidroeléctricas, 5 centrales térmicas y 2 convertoras de frecuencia en la interconexión con brasil.

Modelado del generador

El recurso eólico del generador es modelado a partir de la serie histórica de velocidades de viento más cercana al emplazamiento del generador que posee UTE. Basándose en la serie seleccionada se sortea para cada caso la velocidad de viento manteniendo la correlación con el resto de las series de viento modeladas en el sistema. Luego la potencia eléctrica total inyectada por el parque eólico es calculada a través la de la curva $P_{eléctrica}(v_{viento})$ del generador.

En la Figura 2 se presenta la distribución de velocidades de viento de la serie asociada al generador G y en la Figura 3 la distribución de potencias eléctricas inyectadas por el mismo para todos los casos del año en estudio.

Serie de medida de viento asignada al generador G

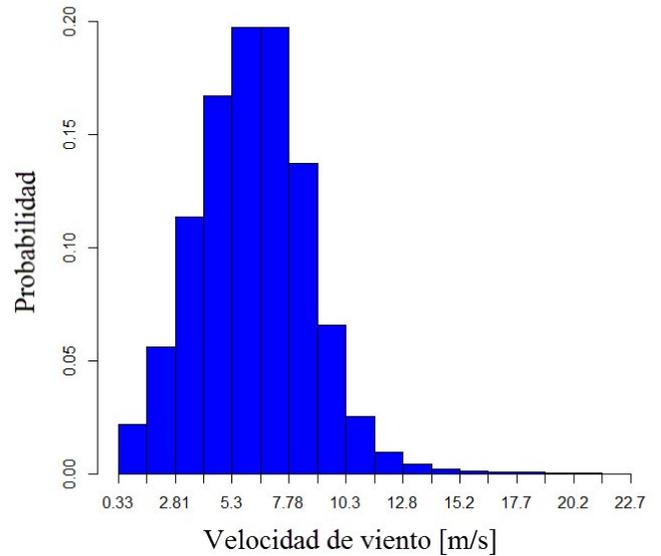


Figura 2: Histograma de la serie histórica de velocidades de viento empleada para modelar el recurso del generador G.

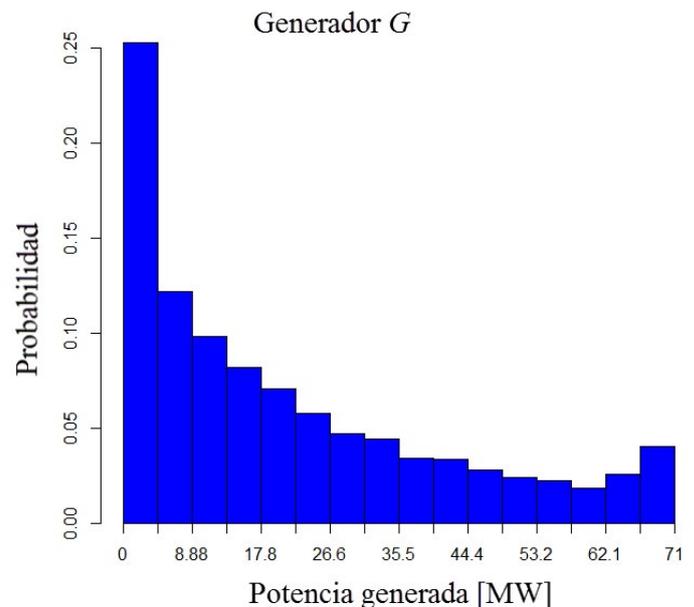


Figura 3: Histograma de potencia eléctrica inyectada a la red por el generador G, en todos los casos del año en estudio.

Impacto en la red de la conexión del generador

Para determinar el impacto de la conexión del generador

G, se realiza como es habitual un análisis comparativo del desempeño de la red sin el proyecto de conexión, denominado escenario base, y de la red con el proyecto de conexión del generador G.

El generador se conecta en un nuevo nodo de conexión ubicado en un punto intermedio de una línea de 150 kV del sistema de transmisión. En la Figura 4 se presenta el esquema unifilar del escenario base y del escenario con el proyecto de conexión del generador G.

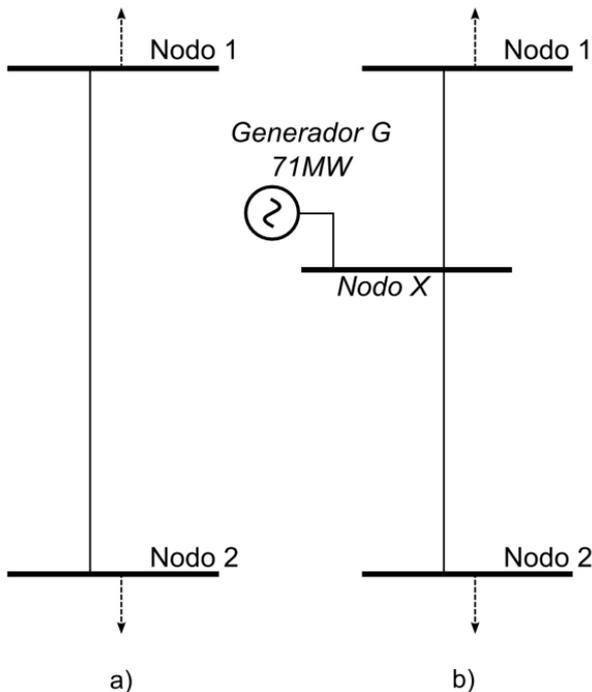


Figura 4: Esquemas unifilares de la zona de mayor influencia del generador: a) escenario base, b) escenario con generador.

Análisis de cargabilidad

En la Figura 5 se presentan los resultados de carga de la línea 1 - 2 obtenidos con EPPTRA para todo el año de corte analizado. Los resultados representan el flujo de potencia como porcentaje de la ampacidad de la línea, en base a 270 casos representativos (200 seleccionados por el algoritmo CLARA y 70 que representan el máximo flujo en algún elemento de la red).

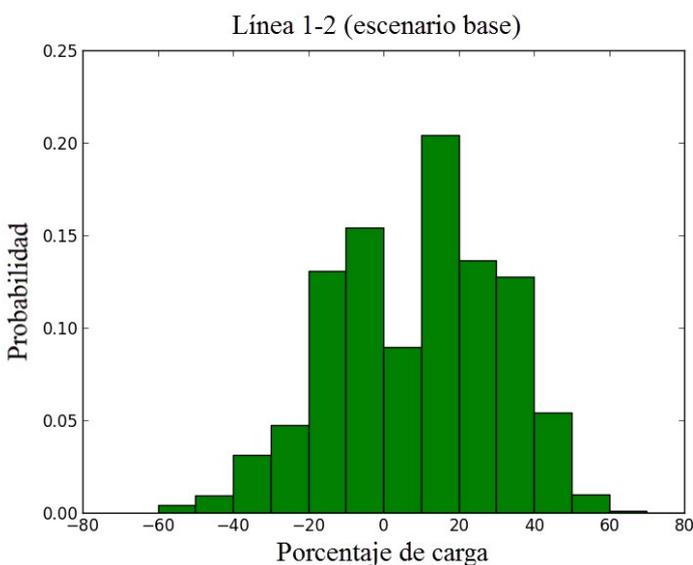


Figura 5: Histograma de carga de la línea 1-2 en el escenario base.

En la Figura 6 y la Figura 7 se presentan los resultados obtenidos para las dos líneas 1-X y 2-X en el escenario con generador.

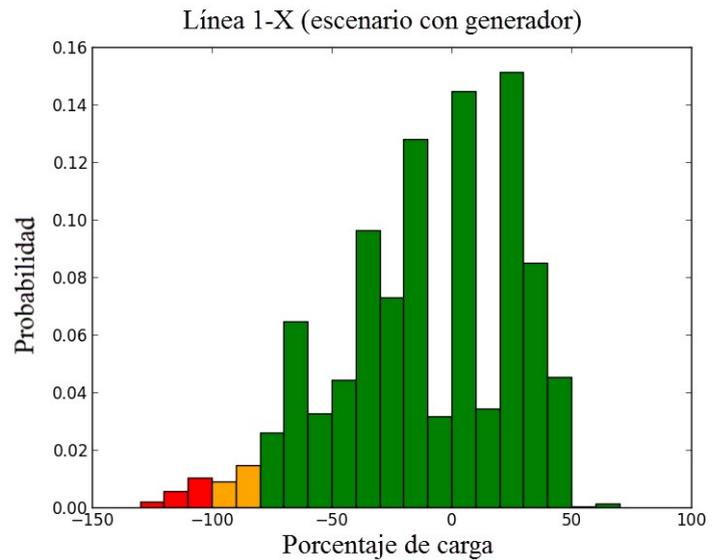


Figura 6: Histograma de carga de la línea 1-X en el escenario con generador.

Al comparar los resultados obtenidos en cada escenario se evidencia el impacto del generador G en la línea 1-X. Debido a la potencia inyectada por el generador, la distribución de carga en la línea se desplaza hacia valores más altos, pasando del escenario base donde no se presentan sobrecargas a el escenario con el generador donde se presentan valores de sobrecarga importantes que alcanzan el 131% de carga.

En la Figura 7 se observa que la distribución de carga en la línea 2-X no se modifica significativamente respecto del escenario base, y el impacto del generador en esta línea resulta mínimo.

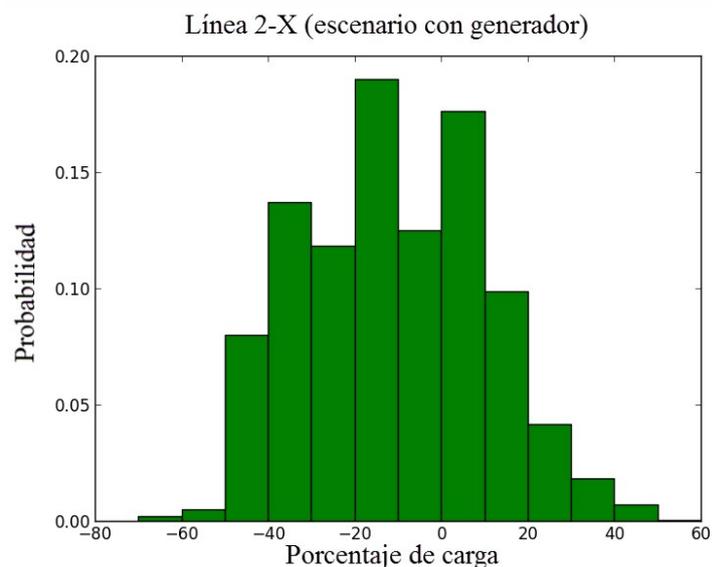


Figura 7: Histograma de carga de la línea 2-X en el escenario con generador.

En la Figura 8 se presenta el histograma de carga acumulado para línea 1-X en el escenario con generador. En este escenario la probabilidad de que la línea 1-X se sobrecargue es de un 1.8%.

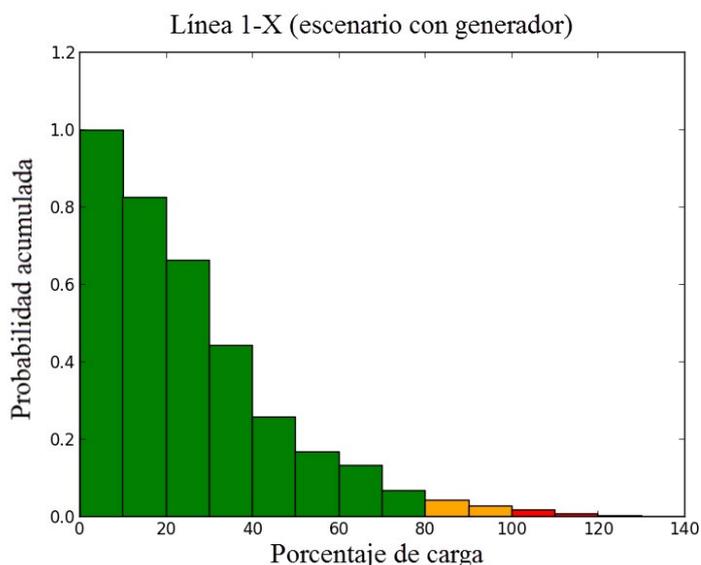


Figura 8: Histograma acumulado de carga de la línea 1-X

Análisis de tensiones

En la Figura 9 se presenta el resultado obtenido con EPPTRA para el nodo X, donde se representa la distribución de tensiones en el escenario con generador.

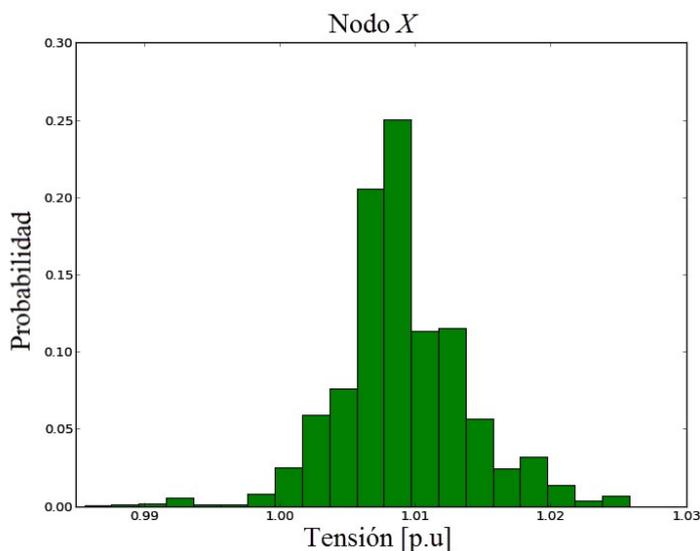


Figura 9: Histograma de tensiones en el nodo X en el escenario con generador

Se observa que las tensiones en todos los casos se encuentran dentro del rango admisible [0.93, 1.07] para este nivel de tensión. Este resultado es esperable dado que este generador actúa regulando la tensión del nodo.

Si bien la herramienta procesa y reporta cargabilidad y tensiones para todos los elementos y nodos de la red, en este trabajo se presentan a modo de ejemplo únicamente los resultados obtenidos para dos líneas y un nodo de la red.

Conclusiones

El análisis de la red de transmisión mediante el flujo de carga probabilístico resulta adecuado para abordar los estudios de conectividad en redes con gran penetración de generación distribuida. Esta metodología, permite considerar una gran

diversidad de casos combinando generación y demanda, donde además del modelo eléctrico de la red se representa la interacción de las variables responsables de los flujos de potencia.

La herramienta EPPTRA, permite analizar la carga en los elementos de la red para una gran cantidad de casos que sería inabarcable con la metodología tradicional, donde cada caso es configurado y analizado por un especialista.

El cálculo del flujo de potencia empleando factores de distribución permite agrupar mediante la técnica de clustering los casos en función de su impacto en la red. De esta forma, dos casos cualesquiera pertenecientes a un mismo cluster presentarán patrones de flujo similares y por lo tanto seleccionando un caso representativo de cada cluster queda reflejada la diversidad de patrones de flujo de potencia en la red. La asignación de probabilidades de ocurrencia a cada caso representativo, permite, luego de resolver el flujo de carga AC, obtener la densidad de probabilidad de carga de cada uno de los elementos y de las tensiones en todos los nodos de la red.

Adicionalmente, si resultara de interés algún caso en particular, la herramienta permite cargarlo de forma automática en la interfaz gráfica de PSS/E para ser analizado por un especialista en el formato de trabajo habitual.

Para el estudio de conectividad del generador G en la red de transmisión uruguaya presentado en este trabajo, la herramienta EPPTRA permitió realizar un análisis basado en 81120 casos, identificando la zona de influencia del generador y cuantificar su impacto en la red, tanto en magnitudes eléctricas como en probabilidad.

A partir del ejemplo presentado, resultan evidentes las ventajas de realizar un estudio de flujo de carga probabilístico mediante EPPTRA, respecto de la forma tradicional determinística, donde sería extremadamente complejo para un especialista configurar los peores casos en presencia de una cantidad tan grande de generación geográficamente dispersa.

Referencias bibliográficas

- [1] Borkowska, B., Probabilistic Load Flow, Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on , vol. PAS-93, no.3, pp.752,759, May 1974.
- [2] Julio Usaola, Probabilistic load flow with wind production uncertainty using cumulants and Cornish-Fisher expansion, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 31, Issue 9, Pages 474-481, ISSN 0142-0615, Oct 2009.
- [3] CIGRE WG C4.601, Review of the Current Status of Tools and Techniques for Risk-Based and Probabilistic Planning in Power Systems, Oct 2010.
- [4] PSS/E, Power System Simulator for Engineering - Siemens PTI.
- [5] Leonard Kaufman, Peter J. Rousseeuw, Finding Groups in Data: An Introduction to Cluster Analysis, Wiley Series in Probability and Statistics, May 2005.

La escalera de la abstracción de los intereses

Mi aporte a la fórmula del método de negociación de Harvard sobre un aspecto central del modelo: cómo develar los verdaderos intereses que las partes tienen en juego en el proceso de negociación.

Autor:



Gabriel Vallone, Consultor en dirección de negocios, planificación, resolución de conflictos y toma de decisiones estratégicas.
- Dirección Estratégica - NDE -

<http://www.gabrielvallone.com.uy/>

La piedra angular del Proyecto de Negociación de Harvard es el principio que nos propone concentrarnos en los intereses y no en las posiciones. Este principio encierra toda la magia de un modelo de negociación que nos enseña a crear valor. Conocer lo que las partes realmente quieren, lo que les preocupa, lo que realmente les importa, incluso más allá de lo que expresan, es lo que nos permitirá satisfacer efectivamente los verdaderos intereses que están en juego.



Roger Fisher, profesor emérito de Derecho de la cátedra Williston y director fundador del Proyecto de Negociación de Harvard, a quien tuve el honor de tener como profesor, nos enseña que las posiciones son concretas, claras y explícitas, mientras que los intereses subyacentes son

implícitos, intangibles y difíciles de develar. El problema es que cuando queremos resolver conflictos a partir de las posiciones obtenemos resultados sub-óptimos, y por lo tanto, la clave para crear valor es descubrir los intereses que son el verdadero motor que motiva a las partes involucradas en una negociación.

La herramienta propuesta para encontrar los verdaderos intereses es simple de expresar: pregúntese y pregúntele a la otra parte qué es lo que realmente quiere, por qué lo quiere y para qué lo quiere. Esas preguntas, que parecen tan elementales, nos permiten mirar más allá de las demandas, reclamos, exigencias que las partes ponen arriba de la mesa, permitiéndonos descubrir así lo que realmente les importa, más allá de sus posturas. De todas formas, las respuestas, que representan los verdaderos intereses que están en juego, no surgen de forma inmediata. Somos naturalmente posicionales, y por lo tanto, esas preguntas son respondidas generalmente con las mismas posturas y demandas expresadas al principio; pero debemos insistir. Incluso es muy probable que nuestros sesgos cognitivos nos lleven a responder tratando de argumentar, porque nos encanta demostrar que tenemos razón; y entonces, en lugar de expresar lo que realmente queremos, porqué lo queremos y para qué lo queremos, terminamos explicando por qué lo merecemos. Y eso, más allá de algún aporte en términos de legitimidad, que es perfectamente válido, no es lo que nos permitirá encontrar una solución creativa que nos permita generar valor para los involucrados en la negociación. Lo que desata el mecanismo que crea valor en cualquier conflicto de intereses es descubrir lo que las partes realmente quieren.

En estos años he desarrollado dos herramientas que me han permitido aproximarme mejor a los intereses de las partes en una negociación, en especial cuando la situación es compleja. Por un lado, construir lo que di en llamar "la escalera de la abstracción de los verdaderos intereses", y por otro lado, pensar en términos de emociones: lo que nos preocupa en una negociación gobierna nuestros verdaderos intereses.

Desde el punto de vista psicológico, todos los negociadores tenemos una tendencia natural a ser posicionales, no lo podemos evitar, nuestro cerebro nos presenta las negociaciones como si se tratara de un pastel de tamaño fijo que simplemente debemos resolver cómo lo vamos a distribuir. Sin embargo en la mayoría de las negociaciones existe espacio para aumentar ese pastel, antes de repartirlo.

Se sorprenderían si les digo que la mayoría de las negociaciones que enfrentan a diario tienen espacio para

crear valor, y que la mayor parte del tiempo, aun cuando las negociaciones son celebradas como "exitosas", se dejan importantes ganancias sobre la mesa.

Lo que explica esa percepción limitada del valor que hay detrás de una negociación, es nuestra falta de capacidad para comprender los verdaderos intereses que están en juego. Descubrirlos es la clave, pero al mismo tiempo no resulta tan sencillo como puede parecer a priori, hay que hacer un gran esfuerzo mental, justamente por nuestra tendencia natural a negociar basados en posiciones.

La recomendación del método de Harvard

Para descubrir los intereses debemos preguntarnos entonces: ¿qué es lo que realmente queremos? ¿Para qué lo queremos? ¿Por qué lo queremos? Esto es lo que prescribe el método de Harvard y si bien se trata de una herramienta sumamente poderosa, mi experiencia como negociador profesional me ha permitido descubrir que podemos mejorar sustancialmente nuestra aproximación a los intereses aplicando las dos recomendaciones que presento a continuación.

La escalera de la abstracción de los verdaderos intereses

Partiendo de las demandas concretas y explícitas, esto es, de las posiciones de los negociadores, debemos ir elevando el nivel de abstracción para construir así una escalera de intereses.

¿Cómo construirla? Comenzando por algo tan concreto como las posiciones podemos preguntar a las partes qué es lo que quieren, por qué lo quieren y para qué lo quieren tal como recomienda el método. Si logramos una respuesta un poco más elevada habremos subido un primer escalón, ingresando, de esa forma, al espacio de los intereses, y por lo tanto, habremos escapado de la trampa de las posiciones.

Cuando subimos ese primer escalón, muchas veces el conflicto queda resuelto, porque a ese nivel ya encontramos una opción que logra satisfacer los intereses de ambas partes. Tan es así que la mayoría de los ejemplos del Proyecto de Harvard no pasan de ese nivel, y eso alcanza para demostrar cómo se puede resolver un conflicto cuando en lugar de conciliar posiciones, buscamos satisfacer intereses. Pero mi recomendación va un poco más allá, sugiere continuar construyendo la escalera de la abstracción haciendo las mismas preguntas y en cada tramo ir descubriendo nuevos y más elevados intereses. Aun cuando percibamos que la negociación se resuelve en los primeros escalones, vale la pena continuar elevando esa escalera.

"Considere la historia de dos hombres discutiendo en una biblioteca. Uno de ellos quiere la ventana abierta y el otro la quiere cerrada. Discuten una y otra vez sobre qué tan abierta debía quedar la ventana: apenas una rendija, la mitad, tres cuartos. Ninguna solución logra satisfacer a ambos. Entra la bibliotecaria. Le pregunta a uno por qué quiere abrir la ventana: "Para obtener aire fresco". Le preguntó al otro por qué quiere cerrar la ventana: "Para evitar la corriente". Después de pensarlo un momento, la bibliotecaria abre completamente una ventana en la habitación contigua, trayendo aire fresco, sin que haya corriente". (Roger Fisher, William Ury and Bruce Patton, *Getting to Yes. Negotiating Without Giving In*. Penguin Book USA Inc., Second Edition, 1993).

Esta historia nos muestra claramente que cuando negociamos basados en posiciones ("quiero la ventana abierta" vs. "quiero la ventana cerrada") no logramos resolver un conflicto, sin embargo, con la pregunta acerca de por qué se quiere la ventana abierta o cerrada comenzamos a aproximarnos a la solución, porque estamos poniendo foco en los verdaderos intereses: "quiero aire" vs. "quiero evitar la corriente".

Tratar de conciliar las posiciones del ejemplo anterior hace imposible encontrar una solución, o la misma puede ser francamente pobre, sin embargo satisfacer los verdaderos intereses nos permite resolver el conflicto planteado.

Hasta aquí llega el ejemplo y la recomendación del método de Harvard para ayudarnos a pasar de las posiciones a los intereses, lo cual constituye un cambio de paradigma fundamental para resolver conflictos de manera efectiva. Pero mi propuesta es ir aún más allá. Debemos subir otros escalones elevando el nivel de abstracción en cada instancia, creando así una escalera de intereses con un mayor potencial para enriquecer las opciones de mutuo beneficio y generar valor para ambas partes.

En definitiva, lo que vamos a hacer cuando logramos subir el primer escalón, es volver a preguntarnos: ¿qué es lo que realmente quiero?, ¿por qué lo quiero? y ¿para qué lo quiero? Las mismas preguntas que nos hicimos partiendo de las posiciones, ahora las hago respecto al nuevo peldaño alcanzado. Y así volvemos a repetir el proceso en cada uno de los escalones que vamos generando. Esto nos llevará a niveles de abstracción cada vez mayores, lo cual nos permitirá tener una mejor perspectiva de los intereses más elevados, que son los que realmente motivan a las partes involucradas en una negociación.

En los niveles más altos de abstracción es donde muchas veces terminamos encontrando la solución al conflicto, y aun cuando logramos resolverlo en niveles más concretos, siempre valdrá la pena aplicar el mecanismo propuesto porque en cualquier caso, la escalera de la abstracción de los intereses me permitirá estar en mejores condiciones para enriquecer el resultado de la negociación.

Siguiendo con el ejemplo de los hombres discutiendo en la biblioteca, después de descubrir que uno "quiere aire" y el otro "evitar la corriente" (primer escalón que ya resolvía el conflicto), la pregunta de por qué quieren eso, nos lleva a un nivel de intereses más abstracto, pero al mismo tiempo más rico en términos de los recursos capaces de satisfacerlos. La respuesta de la persona que "quiere aire" puede ser que la brisa inspira la lectura que ha elegido y por lo tanto quiere disfrutar la experiencia de "sentir esa brisa en el rostro mientras lee". La persona que quería "evitar la corriente" podría responder algo tan sencillo como que "tiene frío".

Es muy probable que en este nivel aparezcan recursos más apropiados para satisfacer los intereses que las partes tienen en juego. Podríamos ofrecerle al hombre que quiere la brisa, salir al hermoso jardín de la biblioteca, que posiblemente ni siquiera conoce, lo cual será mucho más inspirador para su lectura. ¿Cuánto más valor agregamos si satisfacemos precisamente ese interés, en ese nivel de abstracción, en lugar de hacerlo en un escalón más abajo? Seguramente su experiencia será más rica, justamente en términos de su interés más elevado: "realizar su lectura en un ambiente propicio con una brisa natural que lo inspire y enriquezca su experiencia".

La clave de esta recomendación radica en el hecho de que en los niveles de abstracción más elevados aparecen recursos más eficientes para satisfacer los intereses identificados en ese nivel.

Podríamos ir aún más arriba en el nivel de abstracción, preguntándonos qué es lo que realmente quieren estos hombres que están en la biblioteca. Lo que ambos quieren en el nivel de abstracción más alto es "pasar un momento grato leyendo un libro en la biblioteca". Increíblemente, la discusión por la ventana, estaba estropeando toda posibilidad de satisfacer justamente ese interés, el más abstracto, el más importante, el único por el que valía la pena estar allí en la biblioteca.

¿Cuántas veces caemos en la trampa de perdernos un gran momento, por no comprender a cabalidad lo que realmente queremos, quedando entrampados en soluciones sub-óptimas propias de un enfoque posicional?



Entonces, a partir de la **escalera de la abstracción de los intereses**, tomando a cualquiera de los involucrados en el conflicto, por ejemplo a quien abogaba por mantener la "ventana abierta", nos damos cuenta que en realidad no quiere la ventana abierta, sino más bien tener "aire fresco", que es algo distinto. Pero en un nivel de abstracción aún más alto lo que verdaderamente quiere es "disfrutar de la brisa que inspira su lectura", y aún más arriba en la abstracción, lo que realmente quiere es "pasar un momento grato leyendo un libro." Ahora estamos en mejores condiciones de satisfacer los verdaderos intereses que están en juego, lo cual es mucho más productivo que pretender conciliar posiciones.

Lo que nos preocupa en una negociación

La otra herramienta que complementa el trabajo de buscar los verdaderos intereses que están en juego, es preguntarnos **qué es lo que realmente nos preocupa** en la negociación y qué es lo que puede estar preocupando

a la otra parte. La respuesta a esta pregunta representa los verdaderos intereses que están en juego y es otra forma de abordar el problema.



Le propongo al lector de este artículo un simple ejercicio práctico: piense en una negociación personal, revise los objetivos que se ha marcado, evalúe qué es lo que realmente quiere, pregúntese para qué quiere eso, por qué lo quiere. Luego de encontrar una primera respuesta vuelva a preguntarse de nuevo lo mismo y repita ese proceso hasta haber llegado a respuestas lo suficientemente abstractas para permitirle una perspectiva más elevada de lo que realmente lo moviliza en esa negociación. Con todas las respuestas que ha obtenido construya su escalera de la abstracción. Luego pregúntese qué es lo que realmente le preocupa en esa negociación, y podrá verificar por otro camino sus verdaderos intereses.

Aplique el mismo procedimiento descrito en el párrafo anterior con respecto a su interlocutor. Para ello busque información sobre su contraparte, póngase en sus zapatos, piense como si fuera él haciendo empatía efectiva, construya también la escalera de la abstracción de los intereses de su interlocutor y descubra qué es lo que le preocupa.

Si hace este ejercicio, es muy probable que comience a ver la negociación desde otra perspectiva. Habrá descubierto los intereses que están en juego en la negociación, sabrá qué es lo que realmente importa. Ahora solo tienen que hacer el esfuerzo creativo de encontrar opciones de mutuo beneficio para satisfacer los intereses que acaba de descubrir.

Ponemos toda nuestra energía en brindar soluciones y servicios de infraestructura tecnológica en la nube.

Fibase
 MICROSOFT PARTNER OF THE YEAR 2015 WINNER
 www.fibase.com
 Tel.: 2487 7360

El Acuerdo de París. Valoración del sector eléctrico

Artículo de Cuadernos de Energía de Enerclub.

Autora:



Cristina Rivero Fernández
Jefe del Departamento de
Cambio Climático de UNESA

Tras cuatro años de negociación en el marco de la llamada Plataforma de Durban, en diciembre de 2015 se cerró el Acuerdo de París, un texto de 12 páginas acompañado de una decisión algo más larga que recogen la esencia de lo que constituirá a partir de 2020 el nuevo régimen internacional de lucha contra el cambio climático. Atrás ha quedado la visión del mundo que reflejaba el Protocolo de Kioto y que, reconociendo su valiosa aportación al campo de las políticas de cambio climático, no era sostenible en el mundo actual. Son numerosas las políticas y medidas que se han puesto en marcha en el marco del Protocolo durante estos diez años desde que entrara en vigor, y son igualmente numerosas y valiosas las lecciones que de ellas hemos extraído, como es el caso por ejemplo del mecanismo para un desarrollo limpio o de los mercados de carbono.

El Acuerdo de París es por tanto un texto legal acordado por los 195 países de Naciones Unidas que recoge el nuevo marco internacional de lucha contra el cambio climático. Sólo este hecho merece en sí mismo una valoración y un reconocimiento positivos, ya que supone que por primera vez el conjunto de todos los países ha reconocido la urgencia del problema que supone el cambio climático y la necesidad de actuar, recogiendo y validando de este modo la advertencia que la comunidad científica internacional viene poniendo sobre la mesa cada vez con mayor grado de certidumbre a lo largo de los últimos años, esto es, que el calentamiento global es inequívoco y que sólo se explica por la acción del hombre.

Desde el sector eléctrico se viene siguiendo desde sus inicios toda la negociación internacional como observadores del proceso con sumo interés. No en vano la lucha contra el cambio climático es desde hace tiempo una línea estratégica en las empresas del sector. La razón es sencilla: la creciente demanda de electricidad está en el corazón del desafío del cambio climático y es al mismo tiempo, desde nuestro punto de vista, una parte importante de la solución.

Alcanzar los niveles de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero necesario para mantenerse dentro del objetivo acordado de los 2°C, se logra en gran parte mediante un suministro eléctrico neutro en carbono, una mayor electrificación de otros sectores de la economía y una optimización de la demanda. El sector eléctrico europeo cree firmemente que la descarbonización es esencial para garantizar la sostenibilidad a largo plazo de la economía mundial y se ha comprometido por ello a ser un agente importante en esta transición.

Desde la asociación europea, Eurelect ric, la petición que se hizo llegar a los negociadores de cara a la aprobación del nuevo acuerdo era clara y estaba basada en los siguientes cinco puntos:

1. Se necesita un acuerdo global y legalmente vinculante que demuestre una voluntad clara de todas las Partes de actuar a largo plazo en materia de cambio climático.
2. El acuerdo debe proporcionar un régimen internacional de lucha contra el cambio climático que permita enmarcar políticas y medidas estables que den una señal clara a los inversores hacia las tecnologías bajas en carbono.
3. El acuerdo debe asegurar la certidumbre a largo plazo para gobiernos e inversores, incluyendo un sistema transparente y robusto de monitorización, informe y verificación que otorgue credibilidad y claridad y que preserve la integridad ambiental.
4. El acuerdo tendría que reconocer la importancia y utilidad de las herramientas de mercado incluyendo los distintos sistemas de fijación de precio del carbono y los mercados de carbono.
5. El acuerdo debe incluir compromisos tangibles de financiación en mitigación y adaptación para los países en desarrollo.

A la vista de estas consideraciones la pregunta sería ¿recoge el Acuerdo de París las inquietudes manifestadas desde el sector?

1. El punto fundamental que reclamaba el sector era la universalidad de acuerdo, un acuerdo que incluyera a todos los países, coherente con el estado actual de la ciencia y que diera una señal clara de la determinación de los países a actuar desde ya y de una manera continua y sostenida en el tiempo para mitigar y adaptarse al cambio climático.

El Acuerdo, en efecto, incluye a todos los países, desarrollados y en desarrollo, haciendo del nuevo régimen un sistema en el que no habrá ningún país que no tenga que hacer esfuerzos en el ámbito de sus capacidades. Se trata además de un texto con fuerza legal que se abrirá a la firma en una ceremonia el día 22 de abril de 2016 en la sede de Naciones Unidas en Nueva York. Posteriormente deberá ser ratificado, aprobado o aceptado en función de los requisitos legales de cada país y entrará en vigor en el momento en que lo hayan ratificado al menos el 55% de las partes que sumen a su vez al menos el 55% de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero. Cabe esperar que estos requisitos se cumplan sin mayor problema, dado que según las cifras de los últimos inventarios disponibles, bastaría con la ratificación de los Estados Unidos, China y la Unión Europea.

En este contexto, además, las principales economías han demostrado su intención de mantener el liderazgo asumiendo objetivos cuantificados de reducción en el marco de sus contribuciones.

2. El Acuerdo ha resultado, como se pedía desde el sector, en un régimen de actuación guiado por la ciencia, basado en reglas, de larga duración y con vocación de permanencia; esto es, contiene todos los elementos necesarios para que los signatarios del mismo puedan desarrollar e implantar marcos regulatorios estables, predecibles y transparentes en todas las regiones del mundo. Esta es la forma de proporcionar a los inversores una señal inequívoca y clara del compromiso a largo plazo y de la necesidad de descarbonizar la economía. Bajo esa señal se podrán movilizar las inversiones en tecnologías de bajas emisiones, escalando algunas soluciones tecnológicas y eliminando barreras existentes o potenciales para otras.

El Acuerdo, y en particular el sistema de contribuciones nacionales, deberían permitir al sector privado identificar y desarrollar las estrategias adecuadas que consigan reducir la intensidad de carbono de una forma eficiente desde el punto de vista de costes. En opinión del sector, esta optimización de los costes solo puede darse en el marco de políticas y medidas coherentes y guiadas por una señal clara de precio del carbono en todos los sectores.

El Acuerdo se ha configurado además como un sistema dinámico en el que la ambición y por tanto los compromisos se irán incrementando en ciclos quinquenales de modo que la señal de continuidad sea clara. Además, el hecho de que 187 países (que suponen el 98% de la población mundial y sobre el 95% de las emisiones globales del año 2010) hayan puesto ya sus contribuciones nacionales sobre la mesa constituye una base muy valiosa para los inversores,

que conocerán de antemano las estrategias de los países y podrán tener una certidumbre adicional. El compromiso de ir revisando al alza la ambición se suma además a esta certidumbre.

EURELECTRIC pedía, como ha sido finalmente, que las contribuciones se consideraran “suelos y no techos” de ambición, reflejando así la necesidad de ir reforzando los compromisos y ambición en cada país a medida que las políticas y medidas implantadas y los avances tecnológicos vayan creando nuevas oportunidades para un desarrollo bajo en carbono.

3. Las contribuciones de los países deben incluir información comparable y en la medida de lo posible cuantificable y verificable sobre calendarios y plazos, periodos de implantación, años y niveles de referencia y ámbito de aplicación de las medidas previstas. El esquema debe basarse en un conjunto de reglas comunes para la contabilidad, monitorización, informe y verificación de los compromisos de reducción de emisiones y de las acciones que se lleven a cabo.

Con el Acuerdo de París se establece un marco de transparencia reforzado con el fin de dar una visión clara de las medidas adoptadas en mitigación y adaptación, los inventarios de emisiones, el apoyo financiero y tecnológico, tanto otorgado como recibido. Todo este marco de información estará sujeto a revisión técnica por expertos y en él deberán converger los sistemas y obligaciones de información que existen actualmente en el marco de la convención. Desde nuestro punto de vista este sistema, una vez consolidado, contribuiría notablemente a asegurar la credibilidad y confianza en el nuevo marco de lucha contra el cambio climático facilitando la participación de la industria y los negocios.

4. En cuanto a los mecanismos de mercado, como por ejemplo los esquemas de comercio de emisiones, la opinión del sector eléctrico es clara: pueden ser la herramienta más efectiva para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y estimular inversiones en tecnologías con bajas emisiones y en eficiencia energética siempre que sean capaces de dar una señal fuerte para conseguir dicho estímulo.

Contar con una señal de precio del carbono clara y predecible es la mejor forma de conseguir que la industria lleve a cabo sus inversiones de manera eficiente y sostenible. Por ello la industria eléctrica viene apoyando desde el principio el esquema europeo de comercio de derechos de emisión



Su empresa puede estar aquí

y ser vista en toda Latinoamérica

Contacto

Lic. Jessica Kaufman
Asistente de Comunicación y Relaciones Institucionales
jkaufman@cier.org

como la principal medida de lucha contra el cambio climático en la Unión Europea. En este sentido, UNESA considera que es esencial que la política climática de la UE apoye la competitividad de su industria promoviendo la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de manera rentable mediante el uso de sistema de comercio de derechos de emisión reformado. Por ello, UNESA es partidaria de que esta herramienta se convierta en el motor principal para las inversiones de mercado en generación de electricidad con bajas emisiones de carbono. En nuestra opinión se trata de la mejor manera de proporcionar electricidad segura, sostenible y a precios competitivos a la economía de la Unión Europea. Sin embargo, el éxito de esta reforma dependerá de garantizar la plena consistencia y coherencia entre los elementos y objetivos del marco a 2030, así como del desarrollo de un marco de gobernabilidad adecuado que permita el logro de los mismos.

Sólo la combinación de una efectiva reforma del esquema de comercio de derechos de emisión y un diseño mejorado del mercado de electricidad en la Unión Europa pueden conducir a señales de precio apropiadas en los mercados relevantes (carbono, energía, flexibilidad y en su caso capacidad) que incentiven las inversiones en tecnologías maduras con bajas emisiones de carbono.

En el campo de los mercados de carbono, por tanto, para el sector eléctrico era importante, además del reconocimiento de su papel, que el texto incluyera provisiones que permitan a los países cooperar en la consecución de sus compromisos de mitigación permitiendo la conexión entre sistemas, desarrollando un esquema de reglas claras de contabilidad para las transferencias internacionales y poniendo en marcha herramientas que permitan acelerar la conexión entre sistemas de fijación de precio para el carbono, como por ejemplo la creación de un mecanismo que genere créditos basado en los mecanismos del Protocolo de Kioto.

Todas estas premisas se encuentran en el texto aprobado.

De cara al futuro, y avanzando un poco más, en el contexto del nuevo acuerdo de París, se debería trabajar con la vista puesta en un mecanismo internacional de precio al carbono que idealmente funcionaría a nivel global y hacia la conexión entre los distintos esquemas de comercio de emisiones una vez alcancen niveles semejantes de integridad ambiental. La unión de esquemas regionales puede proporcionar mayores volúmenes de reducción reduciendo los costes de

cumplimiento y minimizando o eliminando los problemas derivados de la distorsión de competencia.

5. Para que el acuerdo de París sea efectivo en la lucha a largo plazo contra el cambio climático debe garantizar el equilibrio necesario entre mitigación y adaptación e incluir compromisos ambiciosos de financiación en apoyo a los países en desarrollo. En este contexto, la adaptación al cambio climático finalmente ha cobrado una importancia notable en el acuerdo, que ha establecido el objetivo mundial de aumentar la capacidad de adaptación, fortalecer la resiliencia y reducir la vulnerabilidad incluyendo un fortalecimiento del marco existente, el intercambio de información y prácticas y la necesidad de elaborar planes de adaptación e ir presentando y actualizando comunicaciones sobre adaptación que se incluirán en un registro. Se ha conseguido así otorgar a la adaptación una importancia que venían reclamando muchos países, y en especial los más vulnerables, en el marco de las negociaciones.

En cuanto a la financiación climática, por primera vez el texto del acuerdo recoge la llamada a "otras partes" a prestar apoyo financiero de manera voluntaria, en alusión a las economías emergentes o a los países que están en disposición de darlo. Por su parte, los países desarrollados deberán proporcionar el apoyo financiero que habían comprometido en 2009 (100 mil millones de dólares anuales a partir de 2020) y acuerdan aumentar este nivel a partir de 2025.

El texto del Acuerdo y la Decisión que lo acompaña resultado de la Cumbre de París han recogido por tanto con claridad todos y cada uno de los cinco puntos esenciales que el sector eléctrico demandaba. Los gobiernos cuentan ya con todos los elementos necesarios para construir un nuevo régimen de lucha contra el cambio climático que sea capaz de proporcionar las señales necesarias a los agentes sobre la confirmación de la urgencia del problema, la voluntad de acción y la necesidad de contar con los mecanismos que garanticen la inclusividad, la ambición cada vez mayor, la transparencia, la confianza y la coherencia de todo el esquema. Esto es lo que tenemos por delante y este el reto que los gobiernos deben acometer a partir de ahora. El sector eléctrico se reconoce como una parte importante en la solución al reto de la lucha contra el cambio climático y está en condiciones de serlo si entre todos se conseguir materializar el Acuerdo de París.



BRACIER
COMITÊ BRASILEIRO

SEMINÁRIO INTERNACIONAL ENERGIAS LIMPAS E DESAFIOS TECNOLÓGICOS NA AMÉRICA LATINA

24 E 25 DE MAIO DE 2016

PRÓXIMOS EVENTOS 2016



V Seminario Internacional La sostenibilidad como estrategia empresarial del Sector Energético en América Latina GSR en Quito, Ecuador, organizado por ECUACIER.

27,28 y 29 ABRIL



Seminario Internacional de Tarifas Eléctricas en Distribución y su Regulación organizado por el COCIER para el Grupo de Trabajo CIER Tarifas Eléctricas en Distribución en Bogotá, Colombia.

16 y 17 MAYO



Evento BRACIER 50 Años: Seminario Internacional Energía Limpia y Desafíos Tecnológicos en Río de Janeiro, Brasil, organizado por el BRACIER.

24 y 25 MAYO



Seminario Internacional de Gestión de Activos SIGASE 2016 organizado por el COCIER en la ciudad de Bogotá, Colombia.

15,16 y 17 JUNIO



Congreso Internacional de Operación de Sistemas y Mercados de Energía COSMER 2016 organizado por el COCIER en la ciudad de Medellín, Colombia.

13,14 y 15 JULIO



CLADE 2016 co-organizado por el CACIER y ADEERA en la Provincia de Córdoba, Argentina.

26,27 y 28 SETIEMBRE



XIV Seminario Internacional Caminos para la Excelencia en los Servicios de Distribución y Relacionamiento con los Clientes (SICESD) organizado por el Pacier en Asunción, Paraguay.

29,30 y 31 AGOSTO



Reunión de Altos Ejecutivos (RAE) en Santa Cruz de la Sierra, Bolivia organizado por el BOCIER.

16,17 y 18 NOVIEMBRE

Por más información www.cier.org.uy



¡Queremos que seas nuestro corresponsal preferido!

Para ello participa enviando noticias de empresas miembro de la CIER a secier@cier.org. Quien envíe la mayor cantidad de noticias de interés durante el año 2016 ganará la asistencia gratuita a un curso a elección.* Más información en secier@cier.org

* Podrás elegir uno de los cursos señalados a continuación.

CURSOS DEL ÁREA CORPORATIVA Economía de la Regulación de la Actividad de Distribución Desafíos para la Gestión del Talento Tarifas en distribución para clientes regulados en el sector de la energía eléctrica Licitaciones Públicas para la expansión de la capacidad de generación Economía de la Regulación de la Actividad de Generación Calidad de vida laboral y factores psicosociales	CURSOS DEL ÁREA DISTRIBUCION Introducción a la Generación Distribuida Smart Grids Planificación de las redes eléctricas de distribución
CURSOS DEL ÁREA COMERCIAL Bases para un comportamiento empresarial responsable y sostenible	CURSOS DEL ÁREA GENERACION Fundamentos de auscultación y seguridad de presas Medición y evaluación del recurso eólico Energía solar fotovoltaica Fundamentos de la energía eólica Mantenimiento de turbinas de gas

¡Nos mueve la energía... y el conocimiento!

Queremos premiar a quienes comparten el conocimiento y por ello te invitamos a escribir un artículo acerca de las fuentes de energías renovables en tu área, ciudad o país de residencia. El mejor trabajo será publicado en la próxima revista de la Cier (mes junio - edición n°69) aparte de tener un pase a un evento a elección de forma gratuita. Más información en secier@cier.org



SIEMENS

EM
Argentina
y Uruguay



Energy Management

Liderazgo en la transmisión y distribución eficiente,
confiable e inteligente de la energía

Contacto EM: em.ar@siemens.com

www.siemens.com.uy