

Evolución y Aplicación de los Servicios Conexos en el Mercado Eléctrico Mayorista

R. Martínez-Alonso
Gerencia de Control Regional Central
Centro Nacional de Control de Energía
(CENACE)
Ciudad de México
ruben.martinez@cenace.gob.mx

E.A. Botello-Bustamante
Gerencia de Control Regional Central
Centro Nacional de Control de Energía
(CENACE)
Ciudad de México
ernesto.botello@cenace.gob.mx

Z.Y. Pérez-Pintor
Gerencia de Control Regional Central
Centro Nacional de Control de Energía
(CENACE)
Ciudad de México
zaira.perez@cenace.gob.mx

Resumen—Este artículo presenta a los participantes del Mercado Eléctrico Mayorista (PM) definiciones, conceptos, casos de estudio y aplicaciones de los servicios conexos dentro del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para que su participación considere resultados viables, factibles y económicos al ofertar su venta. La intención de esta publicación es que los PM conozcan como se aplican y se utilizan dentro del MEM los servicios conexos para que se ejecute un mercado óptimo. Se presenta la relación que mantienen los parámetros eléctricos con los parámetros económicos para la ejecución del despacho económico y que interviene la seguridad, confiabilidad, continuidad y sustentabilidad en el MEM. Se presentan los tipos de servicios conexos y su aplicación.

Keywords—*Servicios Conexos, Regulación, Control Automático de Generación, Reserva Rodante, Reserva Suplementaria, Reserva Operativa, Regulación de Frecuencia.*

I. INTRODUCCIÓN

De conformidad con lo que establece la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), en su artículo 3, fracción XLIII, los Servicios Conexos se definen como el “Los servicios vinculados a la operación del Sistema Eléctrico Nacional y que son necesarios para garantizar su Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad, entre los que se podrán incluir: las reservas operativas, las reservas rodantes, la regulación de frecuencia, la regulación de voltaje y el arranque de emergencia, entre otros, que se definan en las Reglas del Mercado” [1].

Las Bases del Mercado establecen que el CENACE deberá calcular los requerimientos totales de los Servicios Conexos, tomando en cuenta: el riesgo de disparos de Centrales Eléctricas, las salidas no planeadas de la transmisión y la variabilidad y los errores de pronósticos de la generación intermitente y de la carga. Una vez que el CENACE ha recibido las ofertas de compra y venta de energía y servicios conexos, lleva a cabo un despacho económico de las Unidades de Central Eléctrica para cada uno de los mercados. Como resultado de dicho despacho, se obtienen, entre otros, los precios marginales de las siguientes reservas, para cada zona de reserva. En la figura 1, se muestra el Mercado de Corto Plazo que incluye los servicios conexos [2].



Figura 1. Mercado de Corto Plazo

En cumplimiento con lo dispuesto en la Base 10.4.2 (d) de las Bases del Mercado y los numerales 3.1.4 (c) y (d) del Manual del Sistema de Información de Mercado, en esta sección se pone a disposición del público en general los requerimientos totales de Servicios Conexos y los Precios de Servicios Conexos, definidos para cada sistema interconectado y para cada mercado [2].

Índice de Términos—

AGC	Control Automático de Generación o Regulación
CE	Central Eléctrica.
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía.
CRE	Comisión Reguladora de Energía.
DOF	Diario Oficial de la Federación.
GCR	Gerencia de Control Regional.
LIE	Ley de la Industria Eléctrica.
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista.
PM	Participante del Mercado.
RGD	Redes Generales de Distribución.
RNT	Red Nacional de Transmisión.
RR ₁₀	Reserva Rodante de 10 minutos.
RnR ₁₀	Reserva No Rodante de 10 minutos.
RR _{sup}	Reserva Rodante Suplementaria.
RnR _{sup}	Reserva No Rodante Suplementaria.
SEN	Sistema Eléctrico Nacional.
SENER	Secretaría de Energía
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia.
Scon	Servicios Conexos.

En la Tabla 1, se muestran los tipos de servicios conexos de acuerdo a su clasificación y para su liquidación dentro del MEM [4].

Tabla 1. Descripción de los Servicios Conexos [4]

Tipo de reserva requerida (restricción de optimización)	Productos ofertados a la venta que pueden cumplir este requisito	Concepto utilizado en Liquidaciones
Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia	<ul style="list-style-type: none"> Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia 	Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia
Reservas Rodantes	<ul style="list-style-type: none"> Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia Reservas Rodantes de 10 minutos 	Reservas Rodantes de 10 minutos
Reservas Operativas	<ul style="list-style-type: none"> Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia Reservas Rodantes de 10 minutos Reservas No Rodantes de 10 minutos 	Reservas No Rodantes de 10 minutos
Reservas Suplementarias	<ul style="list-style-type: none"> Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia Reservas Rodantes de 10 minutos Reservas No Rodantes de 10 minutos Reservas Rodantes Suplementarias Reservas No Rodantes Suplementarias 	<ul style="list-style-type: none"> Reservas Rodantes Suplementarias Reservas No Rodantes Suplementarias

Los Precios de Servicios Conexos del Mercado del Día en Adelanto (MDA) podrán consultarse a partir del inicio de operaciones en cada Sistema, de acuerdo con las Declaratorias de Entrada en Operación del Mercado Energía de Corto Plazo para los Sistemas Interconectado Baja California (BCA), Interconectado Nacional (SIN) e Interconectado Baja California Sur (BCS), emitidas por la Secretaría de Energía y publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 22 de Febrero de 2016 y el 12 de Abril de 2016. En la Figura 2, se muestra el proceso de ejecución del MDA, donde resulta la asignación de los Scon [4].



Figura 2. Ejecución del MDA

II. RELACIÓN ENTRE VARIABLES ELÉCTRICAS Y VARIABLES ECONÓMICAS, APLICADAS EN EL DESPACHO ECONÓMICO

Este artículo explica la relación existente entre parámetros eléctricos y parámetros económicos ya que están estrictamente relacionados y mantienen una dependencia diferencial no lineal independiente, esta no linealidad la origina el modelo de red que se utiliza para el cálculo del despacho económico con el cual se calcula el MEM, en la Figura 3, se presenta el Sistema eléctrico Nacional como una caja negra, donde existe una relación no lineal entre los parámetros eléctricos y económicos.

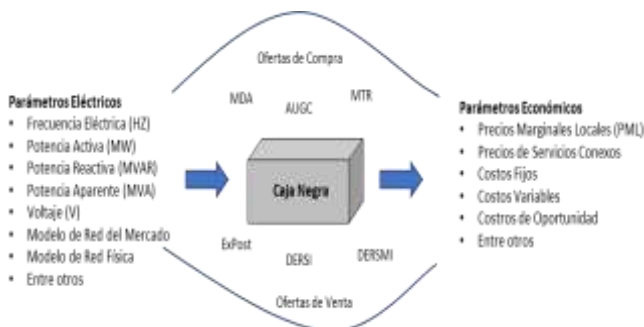


Figura 3. Dependencia entre parámetros eléctricos y parámetros económicos dentro del MEM.

Los servicios conexos del mercado son las reservas para la generación de energía, y pueden ser de regulación, rodantes, operativas y suplementarias, como se muestran en la Figura 4.

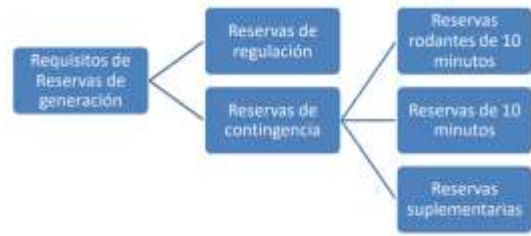


Figura 4. Servicios Conexos en el MEM

El precio de estas reservas se establece como el costo de oportunidad de una Central al no producir energía eléctrica tras la instrucción del CENACE y tener un costo marginal (oferta) por debajo del Precio Marginal Local. Como se observa en el ejemplo de la Figura 4, el Generador con la Oferta de precio (P) y la potencia activa (Q) tiene un costo competitivo, pero tras instrucciones del CENACE en vez de generar energía, el operador lo despacha como reserva (listo para generar). El costo es la diferencia entre el PML y el precio de la oferta.

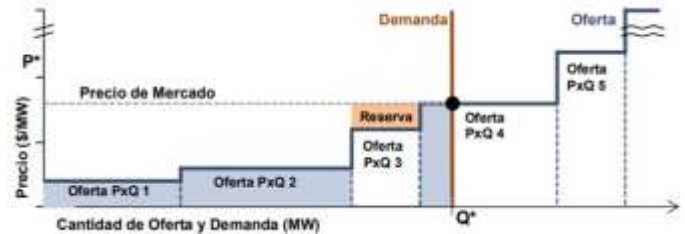


Figura 5. Ofertas de Servicios Conexos

También existen servicios conexos que se establecen fuera del mercado, como el control de voltaje, la disponibilidad y despacho para la inyección o absorción de potencia reactiva y el arranque de emergencia. Para estos servicios la CRE determinará las tarifas correspondientes. El CENACE programará estos servicios y efectuará pagos de suficiencia de ingresos (tarifas y garantías) a las Centrales Eléctricas que generen estos servicios.

III. DEFINICIÓN DEL SERVICIO CONEXO DE REGULACIÓN

El CENACE debe mantener la reserva suficiente para dar cumplimiento a los estándares de confiabilidad que le apliquen en esta materia, además de asegurar que la reserva esté distribuida en todo el Sistema Eléctrico Nacional, con el objetivo de mantener suficiente reserva en todas las regiones delimitadas por restricciones de transmisión, que garantice el cumplimiento del balance carga-generación en cada instante. Los requerimientos de reserva de regulación y reserva rodante son calculados por el CENACE, y es un insumo para el mercado en los diferentes horizontes de tiempo debido a que este recurso se asigna en el proceso de optimización a cada unidad generadora que oferte este servicio en función de las condiciones económicas y de seguridad del sistema [9].

Reserva de Regulación es la capacidad disponible en aquellas unidades sincronizadas al sistema y controladas por el Control Automático de Generación (AGC), en un modo de control que contribuya a la minimización del Error de Control de Área (ECA). Reserva Rodante: Capacidad en MW de Centrales Eléctricas o Recursos de Demanda Controlable sincronizados a la red eléctrica para incrementar su generación o reducir su consumo dentro de un lapso establecido. Requerimiento de Reserva de Regulación: Es el monto de reserva de regulación horaria, que el CENACE requiere con el objeto de mantener el balance carga-generación en cada instante, y dar cumplimiento a los estándares de confiabilidad previamente establecidos [9]. En la Figura 6 se muestra la función de transferencia del AGC.

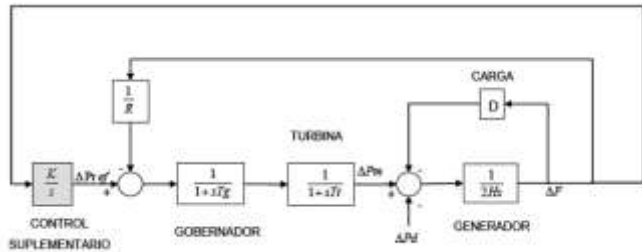


Figura 6. Control Automático de Regulación

El cálculo del requerimiento de Reserva de Regulación se realiza en una base horaria, considerando las componentes que tienen efecto a muy corto plazo en el balance carga-generación del sistema. Estas componentes son las siguientes [9].

1.- Demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

- Perfil días típicos: Se considera un perfil típico del comportamiento real de la demanda,
- Cambio de demanda horaria: Basado en el perfil típico seleccionado, se considera la demanda horaria para determinar la dirección y magnitud de los cambios cada 10 minutos.
- Variabilidad de la demanda: Se determina la desviación estándar horaria por tipo de variación incremento/decremento, basado en los cambios de demanda cada 10 minutos.

2.- Intercambio neto programado.

- Cambios en los intercambios netos programados: Se incluye los cambios horarios del intercambio neto programado, considerando el valor de rampa y la magnitud del intercambio programado.

3.- Carga Industrial.

- Variaciones típicas: Se considera el comportamiento típico de las variaciones reales de la carga industrial.
- Diferencia horaria: En este tópico se determina la carga industrial cada diez minutos, se obtiene un promedio de las diferencias 10 minutales correspondientes a los incrementos o decrementos de la carga industrial.

- Variabilidad horaria: Se determina la desviación estándar de las variaciones horarias de los incrementos y decrementos por separado utilizando los promedios de la carga industrial obtenidos cada 10 minutos.

4.- Generación Eólica.

- Perfil día anterior: Se considera el perfil de generación real del día anterior o en caso de ser necesario el del día anterior transcurrido más cercano a la fecha del cálculo.
- Diferencia horaria: En este tópico se obtienen las variaciones 10 minutales de la generación eólica y se obtiene el promedio de éstas variaciones por separado de los incrementos y decrementos durante la hora. Los decrementos impactarán en el cálculo del requerimiento de regulación subir en tanto que los incrementos al monto de la reserva de regulación bajar.
- Variabilidad horaria: Se determina la desviación estándar de la generación eólica, utilizando los promedios obtenidos cada 10 minutos.

Resultados Para obtener el monto total del requerimiento de reserva de regulación, se suman los montos obtenidos por cada componente y se verifica en base a la información histórica, que el requerimiento horario sea tal que garantice el balance carga-generación en cada instante, y se dé cumplimiento a los estándares de confiabilidad establecidos.

IV. APLICACIÓN DEL SERVICIO CONEXO DE REGULACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Se analizará el comportamiento del servicio conexo de regulación ante la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico de potencia.

Se revisarán las liquidaciones del Servicio Conexo de Regulación para conocer su impacto en el Mercado Eléctrico Mayorista y como los participantes del Mercado y el CENACE realizan esta actividad

El pago horario por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora h , es la suma del producto del precio de la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en las zonas de reserva r , en la hora h , por la cantidad de Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia en la que contribuye el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en la hora h , es:

$$PaHrReg_{f,u,h}^{MA} = \sum_{r \in R(f,h)} PrReg_{r,h}^{MA} \cdot CpReg_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, u \in U(f), h \in H(D) \quad \text{Ec. (1)}$$

El pago diario por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de una Unidad de Central Eléctrica u , en el día D , es la suma de los pagos horarios correspondientes:

$$PaDiReg_{f,u,D}^{MA} = \sum_{h \in R(D)} PaHrReg_{f,u,h}^{MA}; \forall f \in G, s \in S(f), u \in USC(f,s)$$

Ec. (2)

El pago diario total por la Reserva de Regulación Secundaria de frecuencia programada en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f por el conjunto de las Unidades de Central Eléctrica que representa, agrupadas en una Cuenta de Orden s , en el día D , es la suma de los pagos diarios correspondientes:

$$PaDiTotReg_{f,s,D}^{MA} = \sum_{uc \in UC(f,s)} PaDiReg_{f,s,D}^{MA} ; \forall f \in G, s \in S(f) \quad Ec (3)$$

V. ANÁLISIS DEL SERVICIO CONEXO DE REGULACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

Los problemas de estabilidad de pequeña señal con alcance global como aquellas que involucran oscilaciones de un grupo de generadores en un área de la red en comparación con otro grupo de generadores en otra área de la red. Este tipo de oscilaciones son comúnmente llamadas oscilaciones entre áreas, donde la demanda de energía juega un papel importante. La estabilidad transitoria se refiere a la capacidad de mantener el sincronismo ante un disturbio severo, como un corto circuito de una línea de transmisión [8,11].

Un problema que conlleva la entrada de generación renovable variable es la reducción de la inercia del sistema. Reducir la participación de la generación convencional para suministrar la carga, como ha sucedido durante 2019, significa que hay menos inercia rotacional. La inercia rotacional proviene de las grandes masas que giran en los generadores convencionales: el generador eléctrico, la turbina de vapor y el eje que los conecta [12]. De forma natural, esta inercia ayuda a estabilizar la frecuencia del sistema durante las perturbaciones, ya que resiste los cambios de frecuencia.

Los generadores eólicos y solares deben reducir su producción cuando las condiciones del sistema lo requieran para mantener el control de frecuencia u otros estándares de Confiabilidad, o agregar almacenamiento de energía. México no está exento de ello, pero los avances en política y regulación en materia de almacenamiento de energía no son claros, toda vez que sólo existe un instrumento que enuncia los servicios de almacenamiento que pueden ofrecerse en el MEM [13], sin contar aún con las disposiciones operativas para llevar a cabo dicha actividad.

De acuerdo con el Criterio OP-23 del Código de Red [14]:

Las Unidades de Central Eléctrica interconectadas al SEN deben participar en la Regulación Primaria y la respuesta de sus controles debe actuar para contribuir a la calidad de frecuencia del SEN.

El resultado de esta incertidumbre es que, aunque se vislumbraba una obligación de todos los generadores en la regulación primaria de frecuencia, el segundo comunicado presentado por la CRE ha dado cabida a que los generadores solares FV y EO no provean reserva primaria de frecuencia. La Gráfica 1 muestra la respuesta de dos UCE, una FV y otra TE ante un disturbio repentino y desviación de la frecuencia del sistema. Ante un disturbio como una salida repentina de una

CE, el efecto natural del sistema es una reducción de la frecuencia. La inercia del sistema y la magnitud del disturbio son determinantes en la respuesta inicial del sistema. La respuesta de las diferentes centrales de generación ayuda a limitar la desviación de la frecuencia y regresar a sus valores nominales.

En la Gráfica 1 se puede observar que, ante el descenso súbito de la frecuencia debido al disturbio, la central térmica incrementó su inyección de potencia real al sistema (línea verde), lo que ayuda a frenar la desviación y tendencia negativa de la frecuencia. Por el otro lado, se observa también que la UCE FV tiene un comportamiento contrario a lo que necesitaría el sistema (línea azul); al presentarse el disturbio, esta UCE reduce su inyección de potencia real a menos de la mitad de lo que estaba generando previo al disturbio [8].

La exigencia de participación de las RN, específicamente de las tecnologías solar fotovoltaica y eólica, en actividades de regulación de frecuencia en ambos sentidos puede no ser la solución económicamente óptima para el sistema, debido a los costos del almacenamiento o reducción de generación en Tiempo Real que esto les representaría. No obstante, lo que debe existir es una estrategia clara de las autoridades para enfrentar un problema que ya existe en el SEN y que puede incrementarse rápidamente, a medida que más UCE con este tipo de tecnologías se integran a la red [8].

Caso de estudio de la respuesta de los servicios conexos ante un disturbio en el SEP.

Se analizará un evento sucedido ante la pérdida de generación de una Central Eléctrica con capacidad de 854 MW y su impacto en la frecuencia y cómo influye el comportamiento del Servicio Conexos de Regulación [8].

En el evento se revisa como se utilizan los servicios, conexos, su impacto en los precios y ante la pérdida de la central eléctrica, así mismo se revisan los Precios Marginales locales del siguiente día. Se revisan las gráficas siguientes:

- Reporte del Comportamiento de la frecuencia.
- Precio Marginal Local del MTR en día del evento.
- Precio Marginal Local del MTR una semana antes del evento.
- Precio Marginal Local del MTR una semana después del evento.
- Precio Marginal Local del MDA.
- Reserva de Regulación.
- Precio Promedio de Nodos Distribuidos.
- Reserva Rodante de 10 min.
- Costo Unitario de Servicios Conexos.
- Disponibilidad de Oferta térmica en el MDA.

Para el analisis planteado se considera en la Zona del SIN, los precios mostrados en al Tabla II.

Tabla II precios de Reseva de Regulación y Reserva de 10 min.

Zona SIN		
Precio (Max - Min) \$/MW	MW Asignados (Max - Min)	Tipo de Reserva
4 001.32 - 302.80	303.30 - 365.00	Regulación
2 247.83 - 0.57	662.00 - 318.00	10 minutos



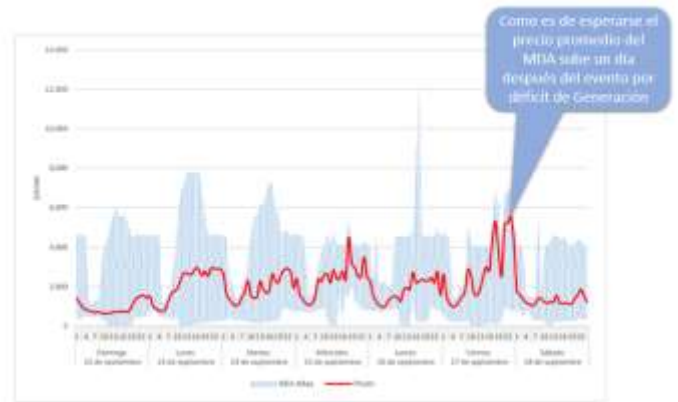
Gráfica 1. Evento, Pérdida de una CE con capacidad de 854 MW en el SIN.



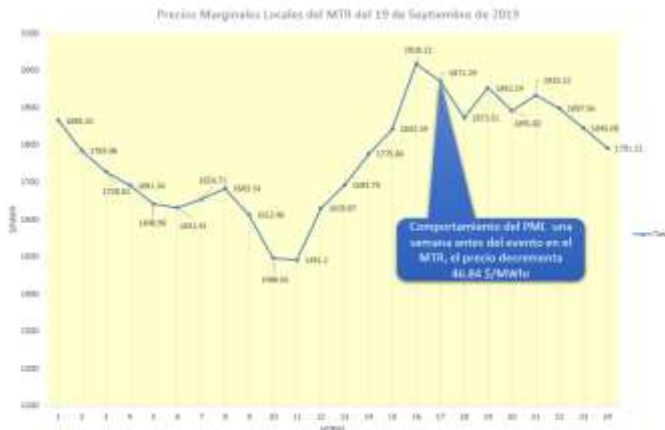
Gráfica 4. Comportamiento de los Precios Marginales Locales del MTR una semana después del evento, pérdida de una CE con capacidad de 854 MW en el SIN



Gráfica 2. Comportamiento de los Precios Marginales Locales del MTR ante el evento, pérdida de una CE con capacidad de 854 MW en el SIN.



Gráfica 5. Comportamiento de precios del MDA ante el evento, pérdida de una CE con capacidad de 854 MW en el SIN.



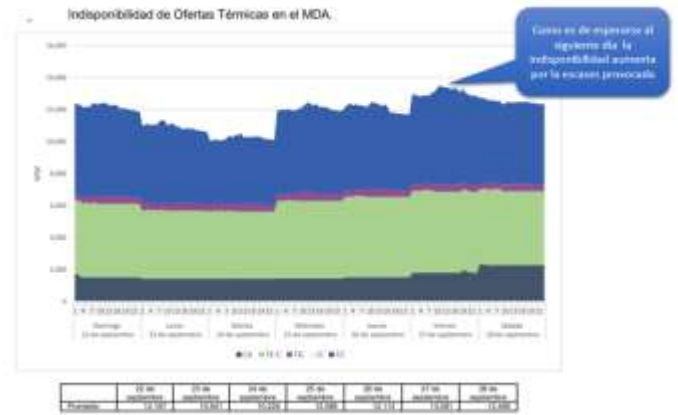
Gráfica 3. Comportamiento de los Precios Marginales Locales del MTR una semana antes del evento, pérdida de una CE con capacidad de 854 MW en el SIN



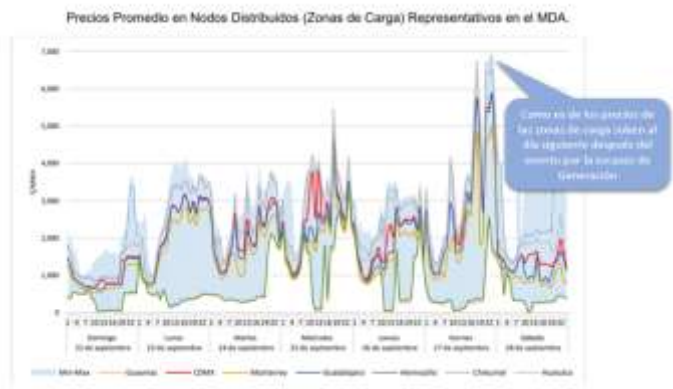
Gráfica 6. Se muestra la reserva de regulación y precios ante la pérdida de una CE con capacidad de 854 MW en el SIN.



Gráfica 7. Se muestra la reserva rodante de 10 minutos y precios ante la pérdida de una CE con capacidad de 854 MW en el SIN.



Gráfica 10. Se muestra los precios promedio de Nodos Distribuidos ante la pérdida de una CE con capacidad de 854 MW en el SIN.



Gráfica 8. Se muestra los precios promedio de Nodos Distribuidos ante la pérdida de una CE con capacidad de 854 MW en el SIN.



Gráfica 9. Se muestra los precios promedio de Nodos Distribuidos ante la pérdida de una CE con capacidad de 854 MW en el SIN.

VI. CONCLUSIONES

Este Artículo presentó a los participantes del Mercado Eléctrico Mayorista (PM) definiciones, conceptos, casos de estudio y aplicaciones de los servicios conexos dentro del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en el cual se presentó el contexto del marco normativo, la definición y estructura dentro del MDA, se revisó la relación de las variables eléctricas con las económicas para que el participante relacione los conceptos técnicos con económicos y su impacto, se revisó el concepto de regulación así como también se determinó el proceso de liquidación dentro del MEM para que el PM analice las ventajas de proporcionar este servicio y finalmente se analizó un caso de confiabilidad y seguridad del SEN y como impactan los servicios conexos en el evento, de igual manera se revisan los PML ante el evento, para que el PM pueda revisar la viabilidad y factibilidad de la implementación de los servicios conexos dentro del MEM.

REFERENCIAS

- [1] LIE: DECRETO por el que se expiden la Ley de la Industria Eléctrica, la Ley de Energía Geotérmica y se adicionan y reforman diversas disposiciones de la Ley de Aguas Nacionales DOF Lunes 11 de agosto de 2014
- [2] BME: ACUERDO por el que la Secretaría de Energía emite las Bases del Mercado Eléctrico. DOF Martes 8 de septiembre de 2015
- [3] RELIE: REGLAMENTO de la Ley de la Industria Eléctrica. DOF Viernes 31 de octubre de 2014
- [4] MDECP: ACUERDO por el que se emite el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo. DOF Viernes 17 de junio de 2016
- [5] CdR: RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía... Código de Red. RESOLUCIÓN Núm. RES/151/2016, Viernes 8 de abril de 2016
- [6] TOCDBC: TÉRMINOS para las ofertas de capacidades disponibles basadas en costos. DOF: 05/01/2017
- [7] <http://www.cre.gob.mx/documento/faq-regulacion-electricos.pdf>
- [8] Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019 ELABORADO POR ESTA INTERNATIONAL LLC, S.A. DE C.V. MONITOR INDEPENDIENTE DEL MERCADO ELÉCTRICO. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/553784/Reporte_Anual_1_2019_del_Monitor_Independiente_del_Mercado.pdf

- [9] CENCE Metodología para el cálculo de los requerimientos de reserva de regulación y reserva rodante en el Sistema Interconectado Nacional
- [10] ML: ACUERDO por el que se emite el Manual de Liquidaciones. DOF Viernes 12 de enero de 2018
- [11] Kundur, Prabha & Paserba, John & Ajarapu, Venkat & Andersson, Göran & Bose, Anjan & Canizares, Claudio & Hatziaargyriou, Nikos & Hill, David & Stankovic, A.M. & Taylor, Carson & Van Cutsem, Thierry & Vittal, V. (2004). Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions. Power Systems, IEEE Transactions on. 19. 1387 - 1401. 10.1109/TPWRS.2004.825981.
- [12] CRE (2019). Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía establece, de manera enunciativa mas no limitativa, los productos y los servicios que pueden ofrecer los integrantes de la Industria Eléctrica que desarrollen actividades de almacenamiento de energía (A/005/2019). Disponible en: <http://drive.cre.gov.mx/Drive/ObtenerAcuerdo/?id=727>.
- [13] Reporte Semanal del Mercado Eléctrico Mayorista CENACE <https://www.cenace.gov.mx/DocsMEM/OpeMdo/ReporteSEM/2019/Reporte%20MEM%20SIN%20Sem%2039%202019%20Sep%2022%20a%2028.pdf>
- [14] Algunos documentos que discuten algunas de las actuales medidas que se han tomado en diferentes partes del mundo son: Akrami, A., Doostizadeh, M. & Aminifar, F. (2019). Power system flexibility: an overview of emergence to evolution. J. Mod. Power Syst. Clean Energy 7, 987–1007. <https://doi.org/10.1007/s40565-019-0527-4>; Sioshabsim F. (2012) Smart Grid: Integrating Renewable, Distributed & Efficient Energy, Academic Press, ISBN 9780123864529

Cuenta con 4 publicaciones en congresos internacionales y nacionales de estricto arbitraje.

Pérez Pintor, Zaira Yadira, nació en Hermosillo Sonora, México, es Maestra en Administración de Negocios por la Universidad TecMilenio en 2015, actualmente ejerce como supervisor operativo en el departamento de Enlace con Participantes del Mercado de la Gerencia de Control Regional Central (GCRC) del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) en la Ciudad de México. Cuenta con 4 publicaciones en congresos internacionales y nacionales de estricto arbitraje.

A. Autores y afiliaciones

Martínez Alonso, Rubén, nació en Tepic Nayarit, México el 10 de mayo de 1977, es Doctor en Ciencias en Ingeniería Eléctrica y Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica por parte del Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica del Instituto Tecnológico de Morelia en 2009 y 2003 respectivamente, es Ingeniero Eléctrico por parte del dentro del Instituto Tecnológico de Tepic en el año 2000, dentro del CENACE ha desempeñado diferentes funciones tales como, ingeniero del Departamento de Seguridad y Economía y Simulador, ingeniero auxiliar de turnos de operación dentro del Departamento de Operación de Tiempo Real ambos de la Gerencia de Operación del Sistema Eléctrico Nacional, profesionista con maestría dentro de la Unidad de ingeniería Avanzada, todos dentro del Centro Nacional (CENAL), además, se ha desempeñado como profesionista con maestría dentro del Departamento del Simulador como instructor del SENOP, supervisor de turnos de operación dentro del Departamento de Operación en Tiempo Real ambos de la Gerencia de Control Regional Central y actualmente es jefe de Departamento de Enlace con Participantes del Mercado de la Subgerencia de Servicios del Mercado Eléctrico Mayorista de la Gerencia de Control Regional Central. Ha impartido catedra en diferentes universidades como la Universidad Anáhuac del Sur, Universidad La Salle Ciudad de México, Universidad La Salle de Morelia, Instituto Tecnológico de Morelia y la Universidad Tecnológica del Morelia. Cuenta con 25 publicaciones en revistas y congresos internacionales y nacionales de estricto arbitraje.

Botello Bustamante, Ernesto Alonso, nació en Hermosillo Sonora, México el 16 de septiembre de 1969, es Ingeniero Electricista por el Instituto Tecnológico de Hermosillo, es Candidato a Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica por el Instituto Tecnológico de Morelia, Diplomado en Mercados de Electricidad e Integración Energética en el Instituto Tecnológico de Morelia en 2015. Actualmente es Sugerente de Servicios de Mercado Eléctrico Mayorista de la Gerencia de Control Regional Central del CENACE, además se ha desempeñado como Subgerente de Transacciones Comerciales del Área de Control Central, Jefe de la Subárea de Control Metropolitana, del Área de Control Central, Jefe de Depto. de Aplicaciones de Potencia del Área de Control Noroeste, Supervisor de Turnos de Operación del Área de Control Noroeste, Supervisor de Turnos de Operación de la Subárea de Control Hermosillo, Analista Depto. de Análisis del Área de Control Noroeste, Instructor Depto. del SENOP del Área de Control Noroeste.