

Principales novedades regulatorias en junio de 2020

En el Diario Oficial de la Federación:

- CFE Intermediación de Contratos Legados S.A. de C.V. publicó el Aviso de Cargos por el Servicio de Transmisión para fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente por nivel de tensión, a precios de 2018.
- CFE Intermediación de Contratos Legados S.A. de C.V. publicó la Resolución Núm. RES/894/2020 de la Comisión Reguladora de Energía por la que aprueba los procedimientos para determinar las variables económicas requeridas para el cálculo de los cargos por servicios de transmisión a tensiones mayores o iguales a 69 Kv, que aplicará CFE Intermediación de Contratos Legados, S. A. de C. V., a los titulares de los contratos de interconexión legados con centrales de generación de energía eléctrica con fuente de energía convencional, conforme a lo establecido en la resolución RES/083/98, su modificación emitida mediante la resolución RES/254/99 y su aclaración emitida a través de la RES/146/2001.

En la página de internet de la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria:

- La Secretaría de Energía publicó Programa Sectorial de Energía 2020 – 2024.
- La CRE publicó Criterio y las condiciones para la asignación no onerosa de los Certificados de Energías Limpias (CEL) disponibles en la cuenta de la Comisión Reguladora de Energía, correspondientes al primer año de obligación 2018.
- Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se emite la Convocatoria para la integración del Consejo Consultivo de la Comisión Reguladora de Energía para el periodo 2020-2023.
- La ASEA publicó las convocatorias dirigidas a las Unidades de Verificación interesadas en obtener la Aprobación para realizar la Evaluación de la Conformidad de las normas:
 - NOM-008-ASEA-2019, Estaciones de Servicio con Fin Específico para el Expendio al público de Gas Licuado de Petróleo, por medio del llenado parcial o total de recipientes portátiles.
 - OM-011-ASEA-2019, Bodegas de guarda para distribución y bodegas de expendio de gas licuado de petróleo, mediante recipientes portátiles y recipientes transportables sujetos a presión.
 - NOM-009-ASEA-2017, Administración de la integridad de ductos de recolección, transporte y distribución de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos.

Instrumentos para la Administración de la Demanda y Penetración de Renovables en el Sistema Eléctrico

Junio 2020



Resumen

La incorporación de centrales de generación intermitente no significa un riesgo para la confiabilidad, por lo que México debería mantenerse en el mismo tenor internacional respecto a la política en materia de energías renovables. El Reporte del Mercado Eléctrico Mayorista 2019 sólo identifica con problemas de confiabilidad derivada de la participación de energías renovables, a la región norte de la Gerencia de Coordinación Regional Noroeste (Sonora), no obstante, plantea varias opciones técnicamente factibles para resolverlos, dos de los cuales, con base en un ejercicio indicativo, parecen ser económicamente viables.

Introducción

Derivado de la creciente preocupación internacional por el cambio climático y la reducción de emisiones de efecto invernadero, desde hace varios años se ha impulsado la incorporación de energías renovables (ER) en la matriz energética de los países firmantes del Acuerdo de París. En México, este compromiso queda plasmado en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y la Ley de Transición Energética. Más aún, en el Dictamen de la LIE, se señalan como objetivos adicionales lograr una industria eléctrica más eficiente y diversificada, es decir, con costos más bajos y menos dependiente de la incertidumbre en la oferta y precios de los combustibles fósiles. Además de tales potenciales beneficios, las ER también pueden contribuir a la soberanía energética, desarrollo regional, empleo, y salud.¹

Una mayor participación de ER, cuando se trata de tecnologías intermitentes como la solar o eólica, está asociada con problemas en la confiabilidad.² A pesar de ello, no sólo los países desarrollados, sino incluso los países del Caribe³ y Centro América⁴ ⁵ continúan implementando políticas para impulsar a estas tecnologías. En México la generación de las centrales solares y eólicas representó el 7.4% del total de energía generada durante 2019⁶, proporción que no parece suponer riesgos inminentes a la confiabilidad del sistema, dado que hay evidencia internacional de sistemas que han incrementado dicha participación de 1% a 9% en un período de 10 años sin registrar deterioro en sus indicadores de confiabilidad.⁷

¹ International Renewable Energy Agency (IRENA); *Renewable Energy Benefits. Leveraging local capacity for solar PV*; junio de 2017.

² Congressional Research Service; *Variable Renewable Energy: An Introduction*; junio de 2019.

³ The Economic Commission for Latin America and the Caribbean (ECLAC); *Sustainable Energy for all in the Caribbean*; FOCUS Magazine of the Caribbean Development and Cooperation Committee; abril – junio de 2016.

⁴ Ministerio de Energía y Minas; *Las energías renovables en la generación eléctrica en Guatemala*; diciembre de 2018.

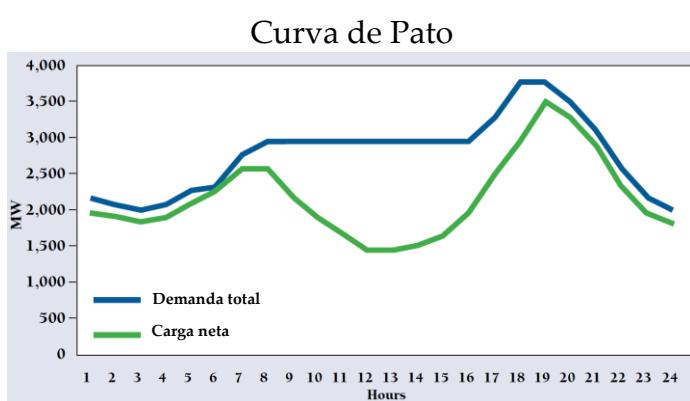
⁵ IRENA; *Regional Meeting - Clean Energy Corridor of Central America (CECCA)*. Section IV: *Accelerating Renewable Deployment in Regional Electricity Market*; <https://www.irena.org/events/2018/May/CECCA-Regional-Meeting>; consultado el 30 de junio de 2020.

⁶ Monitor Independiente del Mercado Eléctrico (MIM); *Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019*; mayo de 2020.

⁷ Congressional Research Service; *Maintaining Electric Reliability with Wind and Solar Sources: Background and Issues for Congress*; junio de 2019.

El presente ensayo tiene el propósito de evaluar si la participación de la generación intermitente en México puede representar riesgos a la confiabilidad. En la primera sección se revisan los resultados de un estudio que evalúa la participación óptima de la generación renovable. En la siguiente sección se presenta el análisis que el Monitor Independiente del Mercado Eléctrico (MIM) realiza con relación a la región del país (el estado de Sonora) en la que se identificaron problemas de confiabilidad asociados a la participación de energías intermitentes.

Problemas de estabilidad identificados por el MIM durante 2019.



sigue un crecimiento muy pronunciado (“cuello”). Cuanto mayor sea la participación de intermitentes, mayores son las rampas al inicio del vientre y en el cuello de la curva de pato, lo que complica la operación de la red poniendo en riesgo su confiabilidad.

Jim Lazar⁹ identifica diez estrategias para resolver tales dificultades y al mismo lograr una mayor participación de tecnologías intermitentes:

1. Concentrar las políticas de eficiencia energética durante el período de mayor crecimiento de la demanda (cuello), para disminuir la rampa. Dado que en ese horario continúa la actividad en empresas y una parte de la población regresa a sus hogares, el objetivo podrían ser las luminarias domésticas, aire acondicionado y control de la iluminación en edificios.
2. Incentivar la instalación de recursos renovables, incluyendo generación hidroeléctrica, que puedan entregar energía en las horas que se requieren. Las posibles tecnologías son: almacenamiento, centrales eólicas en puntos donde el viento es mayor por la tarde, paneles solares orientados al oeste, entre otros.
3. Administrar las actividades de bombeo y calentamiento eléctrico de agua para disminuirlas en los horarios de demanda pico.
4. Operar el aire acondicionado durante la noche y el medio día para producir agua fría y hielo, almacenarlos, y usarlos para disminuir el uso de aire acondicionado en las horas pico de demanda.
5. Diseñar tarifas horarias que desincentiven el consumo en las horas críticas.

El problema de los operadores de sistemas eléctricos consiste fundamentalmente en ir ajustando la oferta de electricidad a los cambios en la demanda. A medida que se ha incrementado la participación de tecnologías intermitentes, la carga neta⁸ a lo largo del día adquiere una forma a la que se le conoce como “curva de pato”, caracterizada por una depresión (“vientre”) a mitad del día cuando la generación solar es más alta, a la que le

⁸ Demanda de electricidad menos generación de fuentes intermitentes (solar y eólica).

⁹ Lazar, Jim; *Teaching the “Duck” to Fly, Second Edition*; Montpelier, VT: The Regulatory Assistance Project; disponible en <http://www.raponline.org/document/download/id/7956>.

6. Optimizar la inversión en infraestructura de almacenamiento para disminuir la inversión en transmisión y distribución, y al mismo tiempo proveer almacenamiento intra día de energía proveniente de fuentes intermitentes.
7. Incentivar la desconexión de cargas durante las horas críticas del año, cuando el estrés del sistema es severo.
8. Maximizar el uso de la red de transmisión para intercambiar energía entre diferentes regiones, aprovechando la diversidad de recursos y cargas, ya que de manera agregada se reduce la variabilidad de la generación intermitente y la demanda.
9. Anticipar el retiro de centrales obsoletas, con altos costos fijos y flexibilidad limitada en rampas incrementales y decrementales. A medida que estas plantas son reemplazadas por una combinación de recursos renovables, recursos flexibles (principalmente gas natural), y almacenamiento, el nivel de energía renovable intermitente que el sistema puede absorber aumenta.

Un documento del *National Renewable Energy Laboratory*¹⁰ desestima la idea de que una mayor participación de tecnologías intermitentes implica un mayor requerimiento de reservas, centrales de respaldo, uso de centrales de arranque rápido que suelen ser más contaminantes, y deterioro de la confiabilidad, debido a lo siguiente: i) la generación intermitente no varía mucho desde una perspectiva sistemática (agregada), además, las mejores técnicas de pronóstico reducen dicha variación, lo que disminuye la incertidumbre; ii) los menores precios y el hecho de que no tienen emisiones contaminantes, más que compensa los costos y la contaminación de las centrales de arranque rápido que llegarían a ser necesarias; y iii) hay evidencia de regiones en los que la participación de intermitentes excede el 25% y momentos en el día en las que llega a ser más del 50%.

Problemas de estabilidad identificados por el MIM durante 2019.¹¹

El *Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019*¹² señala que en la región norte de la Gerencia de Coordinación Regional Noroeste (GCR NOR) hubo problemas de estabilidad derivados de la incorporación de nuevas centrales intermitentes e insuficiente capacidad de transmisión. El escenario podría empeorar en el futuro si se explota todo el potencial renovable de la región, toda vez que desplazaría en el despacho a las centrales térmicas, disminuyendo el amortiguamiento¹³ del sistema.

Las centrales térmicas funcionan haciendo girar una turbina, cuya inercia rotacional ayuda a estabilizar la frecuencia de un sistema eléctrico de manera natural ante eventuales perturbaciones. Además, oscilaciones grandes en la alimentación, como las provocadas por la formación de una nube sobre una extensa área en donde se ubican varias centrales fotovoltaicas, puede provocar la pérdida de sincronía del sistema y, consecuentemente, la pérdida de cargas y apagones. En la medida en que haya menos

¹⁰ National Renewable Energy Laboratory; *Wind and Solar on The Power Grid: Myths and Misperceptions*; disponible en www.nrel.gov.

¹¹ Es importante señalar que el MIM no presenta evidencia o estimaciones del deterioro en la confiabilidad asociada a un mayor número de centrales fotovoltaicas.

¹² MIM; *op. cit*; Sección 2.1.2.1 Problemas de estabilidad en la RNT y sus efectos en el PML en la GCR Noroeste.

¹³ El amortiguamiento se refiere a la reducción de oscilaciones de las variables eléctrica, voltaje y frecuencia, ante disturbios.

centrales térmicas operando menor serán los recursos disponibles con los que cuente el CENACE para mantener estable el sistema.

El MIM propone cuatro opciones para resolver los problemas de estabilidad:

- i. Participación de las tecnologías eólicas y fotovoltaicas en la regulación de frecuencia. Para ello sería necesario que operaran entre 3% y 5% por debajo de su capacidad, para tener una reserva disponible y reaccionar ante descensos en la frecuencia del sistema. No tendría que ser todo el año, sólo en aquellas horas con baja participación de centrales térmicas y sólo algunas centrales, por lo que el impacto económico se reduce.
La tendencia internacional es establecer esta obligación, incluso está contemplado en las bases del mercado. Sin embargo, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) informó que dicha obligación sólo se haría efectiva cuando el CENACE lo solicitara.¹⁴
- ii. Ampliar los mercados de servicios conexos, para nuevos productos (capacidad de rampa, inercia sincrónica y tasa de cambio de frecuencia) que contribuyan a solucionar los problemas derivados de la intermitencia. Existen tecnologías que pueden ofrecer dichos servicios, condensadores síncronos y sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS por sus siglas en inglés), que si bien no son baratos, tienen costos variables y fijos mucho menores a los de una central de generación.
- iii. Expansión de la red de Transmisión. Permitiría aprovechar la generación térmica de otras zonas para controlar la frecuencia de la zona local y al mismo tiempo entregar energía barata hacia las zonas con menores recursos renovables.
- iv. Nueva capacidad de generación convencional. La opción menos viable, puesto que implica mantener apagada infraestructura muy cara y sólo utilizarla en horas de bajas reservas.

La mejor opción tendría que partir de un análisis costo – beneficio. La principal ventaja de la opción i) es que no requiere inversiones adicionales; por su parte la línea de transmisión no sólo resolvería el tema de la intermitencia, además disminuiría el costo de generación del sistema y disminuiría el componente de congestión de los precios marginales locales (PML).

¹⁴ Oficio UE-240/14073/2018 Unidad de Electricidad. Respuesta a consulta sobre las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la LIE.