

SEGUNDA SECCION
PODER EJECUTIVO
SECRETARIA DE ENERGIA

ACUERDO por el que se emite el Manual de Pronósticos.

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Energía.

PEDRO JOAQUÍN COLDWELL, Secretario de Energía, con fundamento en el Tercero Transitorio de la Ley de la Industria Eléctrica y en los artículos 33, fracción XXVI, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y 4 del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía.

CONSIDERANDO

Que de conformidad con el artículo 25, párrafo cuarto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, el sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto, de la Constitución;

Que el artículo 27, párrafo sexto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece que corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, y que en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica;

Que el artículo 3, fracción XXXVIII, de la Ley de la Industria Eléctrica establece que las Reglas del Mercado que rigen al Mercado Eléctrico Mayorista se integran por las Bases del Mercado Eléctrico y por las Disposiciones Operativas del Mercado, formando parte de dichas Disposiciones Operativas los Manuales de Prácticas del Mercado, los cuales tienen por objeto desarrollar con mayor detalle los elementos de las Bases del Mercado Eléctrico;

Que el Transitorio Tercero, tercer párrafo, de la Ley de la Industria Eléctrica establece que, por única ocasión, la Secretaría de Energía emitirá las primeras Reglas del Mercado Eléctrico, y que dichas Reglas incluirán las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado que la referida Secretaría determine;

Que el 8 de septiembre de 2015 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación las Bases del Mercado Eléctrico, mismas que definen las reglas y procedimientos que deberán llevar a cabo los Participantes del Mercado y las autoridades para mantener una adecuada administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista;

Que el Manual de Pronósticos desarrollará con mayor detalle el contenido de la Base 9.10 de las Bases del Mercado Eléctrico respecto a los procedimientos, reglas y principios de cálculo que deberán observar el Centro Nacional de Control de Energía y los Participantes del Mercado para la estimación de Pronósticos de Demanda y Pronósticos de Generación de energía eléctrica que se deben utilizar en los procesos del Mercado de Energía de Corto Plazo, y

Que dicho Manual se considera un acto administrativo de carácter general que debe publicarse en el Diario Oficial de la Federación, a fin de que produzca efectos jurídicos, por lo que he tenido a bien emitir el siguiente

ACUERDO

ARTÍCULO ÚNICO.- La Secretaría de Energía emite el Manual de Pronósticos.

TRANSITORIO

ÚNICO. El presente Acuerdo entrará en vigor a partir del día hábil siguiente a su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Ciudad de México, a 10 de noviembre de 2017.- El Secretario de Energía, **Pedro Joaquín Coldwell.**- Rúbrica.

Manual de Pronósticos**CONTENIDO****Capítulo 1 Introducción**

- 1.1 Propósito de los Manuales de Prácticas del Mercado
- 1.2 Propósito y contenido de este Manual
- 1.3 Términos definidos
- 1.4 Reglas de interpretación

Capítulo 2 Pronósticos de Demanda

- 2.1 Disposiciones generales
- 2.2 Envío de información
- 2.3 Modelos de Pronósticos de Demanda

Capítulo 3 Pronósticos de generación

- 3.1 Disposiciones generales
- 3.2 Envío de información
- 3.3 Pronósticos de generación firme no-despachable
- 3.4 Pronósticos de generación intermitente
- 3.5 Metodología del CENACE para el pronóstico de generación intermitente de corto plazo

Capítulo 4 Métricas de los errores

- 4.1 Metodología para la métrica de los errores
- 4.2 Metodología para el Pronóstico de Demanda
- 4.3 Metodología para el pronóstico de generación intermitente

Capítulo 5 Metodologías para el Modelo de Pronóstico de Demanda

- 5.1 Metodología para el Pronóstico de Demanda

Capítulo 6 Metodologías para el modelo de pronóstico de generación intermitente

- 6.1 Metodología para el pronóstico de generación intermitente

Capítulo 7 Transitorios

- 7.1 Disposiciones transitorias

**Capítulo 1
Introducción**

- 1.1 **Propósito de los Manuales de Prácticas del Mercado**
 - 1.1.1 Las Reglas del Mercado que rigen al Mercado Eléctrico Mayorista se integran por las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado.
 - 1.1.2 Los Manuales de Prácticas de Mercado forman parte de las Disposiciones Operativas del Mercado y tienen por objeto desarrollar a detalle los elementos de las Bases del Mercado Eléctrico y establecer los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para la administración, operación y planificación del Mercado Eléctrico Mayorista.
- 1.2 **Propósito y contenido de este Manual**
 - 1.2.1 El presente Manual de Pronósticos es el Manual de Prácticas de Mercado que tiene como propósito establecer los procedimientos, reglas y principios de cálculo a seguir por el CENACE y por los Participantes del Mercado para la estimación de Pronósticos de Demanda y pronósticos de generación de energía eléctrica que se deben utilizar en los procesos del Mercado de Energía de Corto Plazo.

- 1.2.2** El presente Manual desarrolla el contenido de la Base 9.10 de las Bases del Mercado Eléctrico y abarca los siguientes temas:
- (a) El capítulo 1 describe el propósito y contenido del presente Manual; establece el significado de los términos definidos y las reglas para su interpretación.
 - (b) El capítulo 2 describe los Participantes del Mercado obligados a realizar Pronósticos de Demanda, sus características y los procedimientos a seguir para que los Participantes del Mercado envíen sus pronósticos al CENACE; así mismo describe las diferentes metodologías que el CENACE puede utilizar para obtener sus Pronósticos de Demanda para su uso en el Mercado de Energía de Corto Plazo.
 - (c) El capítulo 3 describe los procedimientos a seguir para que los Participantes del Mercado envíen sus pronósticos de generación al CENACE; así mismo describe los principios de cálculo básicos y las diferentes metodologías que el CENACE puede utilizar para obtener sus pronósticos de generación para su uso en el Mercado de Energía de Corto Plazo.
 - (d) El capítulo 4 establece las métricas de errores que el CENACE deberá utilizar para evaluar el grado de certeza de los Pronósticos de Demanda y los pronósticos de generación que realiza.
 - (e) El capítulo 5 contiene la metodología a utilizar para los Pronósticos de Demanda y sus ejemplos.
 - (f) El Capítulo 6 contiene la metodología a utilizar para los Pronósticos de Generación y sus ejemplos.
 - (g) El capítulo 7 contiene las disposiciones transitorias que deberán observar los Participantes del Mercado y el CENACE.

1.3 Términos definidos

Para efectos del presente Manual, además de las definiciones del artículo 3 la Ley de la Industria Eléctrica, del artículo 2 de su Reglamento y de las Bases del Mercado Eléctrico, se entenderá por:

- 1.3.1 Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido:** es el proceso de asignación de Unidades de Central Eléctrica que requieren notificación con anterioridad a los plazos que corresponden al Mercado del Día en Adelanto, por virtud del cual el CENACE emite instrucciones de arranque y paro e identifica las unidades que conviene mantener en operación en un periodo que rebasa el Día de Operación, de conformidad con el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.
- 1.3.2 Gerencias de Control Regional:** son las distintas áreas del CENACE que apoyan en el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, divididas por zona geográfica.
- 1.3.3 Intervalo de Despacho:** es el ciclo de 15 minutos donde se realiza el Despacho Económico con Restricciones de Seguridad en el Mercado de Tiempo Real, de conformidad con el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.
- 1.3.4 Manual:** El presente Manual de Pronósticos.
- 1.3.5 MAPE:** por sus siglas en inglés *Mean Absolute Percentage Error*, métrica que proporciona una indicación de qué tan grandes son los errores de pronóstico comparados con los valores reales.
- 1.3.6 MAE:** por sus siglas en inglés *Mean Absolute Error*, métrica que proporciona una indicación de qué tan grandes son los errores de pronóstico basado en la suma del valor absoluto de la diferencia del valor del pronóstico y los valores reales.
- 1.3.7 BIAS:** por su significado en inglés, sesgo, métrica que proporciona una indicación de qué tan grandes son los errores de pronóstico basado en la suma del valor de la diferencia de los valores pronosticados y los valores reales.
- 1.3.8 Oferta de Compra:** la oferta en cantidad y ubicación que hacen los Participantes del Mercado para adquirir energía en el Mercado de Energía de Corto Plazo en términos de energía neta, conforme a los formatos y a través de los medios electrónicos que el CENACE establezca para tal efecto, de conformidad con el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.

- 1.3.9 Oferta de Venta:** la oferta en cantidad y ubicación que hacen los Participantes del Mercado para vender energía en el Mercado de Energía de Corto Plazo en términos de energía neta, conforme a los formatos y a través de los medios electrónicos que el CENACE establezca para tal efecto, de conformidad con el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.
- 1.3.10 Pronóstico de Demanda:** estimación de la demanda en cada zona de carga calculada por el CENACE antes de que se conozca la demanda real; dependiendo del proceso en el que se usa, puede ser horario para los siguientes Días de Operación; o bien, por Intervalos de Despacho para las dos horas y media siguientes.
- 1.3.11 Sistema de Administración de Licencias:** es la aplicación informática del CENACE, por medio de la cual los Participantes del Mercado registran las solicitudes de licencias, de conformidad con el Manual de Programación de Salidas.
- 1.3.12 Sistema de Administración de Salidas:** es la aplicación informática del CENACE, por medio de la cual los Participantes del Mercado, Transportistas y Distribuidores presentan sus solicitudes de salida o de renuncia para exportación y el CENACE les notifica la resolución de las mismas, de conformidad con el Manual de Programación de Salidas.
- 1.4 Reglas de interpretación**
- 1.4.1** Los términos definidos a que hace referencia la disposición 1.3 podrán utilizarse en plural o singular sin alterar su significado siempre y cuando el contexto así lo permita.
- 1.4.2** Salvo indicación en contrario, los días señalados en este documento se entenderán como días naturales y cuando se haga referencia a un mes o año, se entenderá éste como mes o año calendario, respectivamente.
- 1.4.3** En caso de que exista alguna contradicción o inconsistencia entre lo previsto en este Manual y lo previsto en las Bases del Mercado Eléctrico, prevalecerá lo establecido en las Bases del Mercado Eléctrico.
- 1.4.4** Salvo que expresamente se indique otra cosa, cualquier referencia a un capítulo, sección, numeral, inciso, subinciso, apartado o, en general, a cualquier disposición, deberá entenderse realizada al capítulo, sección, numeral, inciso, subinciso, apartado o disposición correspondiente en este Manual.

Capítulo 2

Pronósticos de Demanda

- 2.1 Disposiciones generales**
- 2.1.1** Los Participantes del Mercado que representen Centros de Carga serán responsables de estimar los Pronósticos de Demanda correspondientes a cada uno de sus Centros de Carga y presentarlos como Ofertas de Compra o programas de consumo, según corresponda, en el Mercado de Energía de Corto Plazo.
- 2.1.2** Los Participantes del Mercado representantes de Centros de Carga serán responsables de proveer los insumos necesarios que permitan al CENACE emitir sus propios Pronósticos de Demanda, mediante los formatos que el CENACE determine para ello en el Sistema de Información del Mercado.
- 2.1.3** El CENACE será responsable de obtener sus propios Pronósticos de Demanda con periodicidad horaria así como de obtener Pronósticos de Demanda con un horizonte de tiempo de hasta 7 días en adelante.
- 2.1.4** El CENACE será responsable de obtener sus propios Pronósticos de Demanda antes del inicio de cada Intervalo de Despacho para los siguientes 10 Intervalos de Despacho, es decir con un horizonte de tiempo de 2.5 horas, para su uso en los procesos del Mercado de Tiempo Real.
- 2.1.5** Los Pronósticos de Demanda elaborados por el CENACE así como su uso, horizonte temporal, periodicidad y frecuencia de actualización se resumen en la Tabla 1.

Tabla 1. Resumen de la Cronología de los Pronósticos

Tipo	Pronóstico	Uso	Límite para entrega de Insumos	Horizonte de tiempo	Granularidad	Frecuencia de actualización
Demanda	Horario	- Planificación de mediano plazo - AU-MDA - AU-GC	10:00 Hrs. de cada día	7 días	1 hora	Diaria
	Quinceminutal	- AU-GC - AU-TR	continuo	2.5 horas	15 minutos	15 minutos

2.2 Envío de información

2.2.1 Los Participantes del Mercado deberán observar las disposiciones contenidas en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo para todo lo relativo a los principios, reglas, directrices, ejemplos y procedimientos a seguir para el envío de Ofertas de Compra en el Mercado de Energía de Corto Plazo.

2.2.2 El Generador de Intermediación deberá observar las disposiciones contenidas en el Manual de Contratos de Interconexión Legados para todo lo relativo a los principios, reglas, directrices, ejemplos y procedimientos a seguir para el envío de programas de consumo en el Mercado de Energía de Corto Plazo.

2.2.3 Los Participantes del Mercado deberán notificar al CENACE, a través del buzón de notificaciones del Sistema de Información del Mercado, en cualquier momento que ocurra un cambio significativo en la conexión del centro de carga, la configuración de las zonas de carga o en los convenios de los permisionarios legados (15 días antes), de lo contrario el CENACE hará el Pronóstico de Demanda con la mejor información disponibles que tenga en ese momento.

2.3 Modelos de Pronósticos de Demanda

El CENACE realizará diariamente los Pronósticos de Demanda en los términos y condiciones establecidos en este Manual.

2.3.1 El CENACE realizará diariamente, a más tardar a las 16:00 horas tiempo del centro el Pronóstico de Demanda horario para cada zona de carga del Sistema Eléctrico Nacional para los siguientes 7 Días de Operación. Los resultados de dicho pronóstico serán utilizados en los procesos de Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido, Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad y Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto del Mercado de Energía de Corto Plazo.

2.3.2 El CENACE realizará cada 15 minutos, el Pronóstico de Demanda con periodicidad de 15 minutos para cada zona de carga del Sistema Eléctrico Nacional para los siguientes 10 Intervalos de Despacho. Los resultados de dicho pronóstico serán utilizados en los procesos de Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real y Despacho Económico con Restricciones de Seguridad para Múltiples Intervalos del Mercado de Energía de Corto Plazo.

2.3.3 El CENACE revisará la información de las variables de entrada para el modelo de Pronóstico de Demanda antes de incorporarlas en dicho modelo. El CENACE podrá ajustar las variables en caso de detectar inconsistencias a fin de contar con la mejor información disponible para la estimación del pronóstico.

2.3.4 La revisión que se menciona en el numeral 2.3.3 consistirá en lo siguiente:

- Verificar que no existan valores inconsistentes, que se encuentren fuera del rango de la media de los valores históricos que se tenga.
- Que la información esté completa.
- Que no exista desfaseamiento en su estampa de tiempo.
- Que las mediciones estén en su medida de referencia.

- 2.3.5** En caso de existir un dato faltante o que esté fuera de rango, el CENACE realizará un ajuste a la variable utilizando una interpolación para estimar el dato faltante.
- 2.3.6** EL CENACE deberá llevar un control de las revisiones mencionadas en el numeral 2.3.4 y, en su caso, de los ajustes realizados.
- 2.3.7** Las variables de entrada que serán consideradas en el modelo de Pronóstico de Demanda son las siguientes:
- (a) Información histórica de por lo menos los últimos 5 años:
 - (i) Demanda real por zona de carga;
 - (ii) Variables climatológicas por zona de carga;
 - (iii) Días festivos;
 - (iv) Días atípicos (aquellos en que las condiciones son muy especiales como, por ejemplo, la presencia de un huracán).
 - (b) Demanda horaria real del Día de Operación actual;
 - (c) Variables climatológicas reales del Día de Operación actual (temperatura, humedad, viento, etc.);
 - (d) Pronósticos de variables climatológicas (temperatura, humedad, viento, etc.) para los siguientes 7 Días de Operación;
 - (e) Tipo de día al que corresponde el Día de Operación para el que se realiza el Pronóstico de Demanda, dependiendo de su comportamiento característico:
 - (i) Sábado;
 - (ii) Domingo;
 - (iii) Lunes;
 - (iv) Martes, miércoles y jueves;
 - (v) Viernes; o,
 - (vi) Festivo.
 - (f) Mes al que corresponde el Día de Operación para el que se realiza el Pronóstico de Demanda;
 - (g) Revisión de la variación de la demanda de los Centros de Carga.
 - (h) Fechas que presenten los cambio de hora, festividades esperadas, u otras condiciones que afecten la demanda y consumo.
- 2.3.8** El CENACE utilizará los resultados del modelo de Pronóstico de Demanda para obtener un pronóstico representativo por Gerencia de Control Regional y por zona de carga, mismo que deberá, observar consistencia con las particularidades de cada gerencia y los resultados obtenidos de cada metodología.
- 2.3.9** El CENACE podrá utilizar diferentes metodologías para el modelo de Pronóstico de Demanda, las cuales se enuncian en el Capítulo 5.
- 2.3.10** El CENACE, después de aplicar por lo menos una de las metodologías descritas en el numeral anterior y en caso de considerarlo necesario para obtener el mejor pronóstico posible, puede ajustar el perfil pronosticado de la demanda horaria para evitar, por ejemplo: valores inconsistentes (picos o valles), desfaseamiento de perfil ante el cambio de horario, entre otros. Para lo anterior, el CENACE tomará en cuenta las siguientes consideraciones:
- (a) Días típicos:
 - (i) Alguna variación climatológica en alguna microrregión.
 - (ii) Variación de cargas no conformes.
 - (iii) Afectaciones por inicio o fin de ciclo de riego agrícola.
 - (iv) Cambio de hora (inicio y fin).

(b) Días atípicos:

(i) Para el cálculo de los días festivos, se consideran los días con características similares de la base de datos de demandas históricas.

(ii) Perfiles horarios de dichos días festivos.

2.3.11 El CENACE podrá utilizar alguna otra metodología a las especificadas en el numeral 2.3.9, siempre y cuando mantenga un registro de las metodologías utilizadas, su error MAPE, las variables de entrada utilizadas, y los ajustes realizados a las variables de entrada.

2.3.12 El CENACE publicará en el Sistema de Información de Mercado el Pronóstico de Demanda que obtenga para los siguientes 7 Días de Operación, o periodos mayores en caso de considerarlo necesario.

Capítulo 3 Pronósticos de generación

3.1 Disposiciones generales

3.1.1 Los Participantes del Mercado que representen Unidades de Central Eléctrica firmes no-despachables o intermitentes serán responsables de estimar los pronósticos de generación correspondientes a cada una de sus unidades y presentarlos como Ofertas de Venta o programas de generación, según corresponda, en el Mercado de Energía de Corto Plazo.

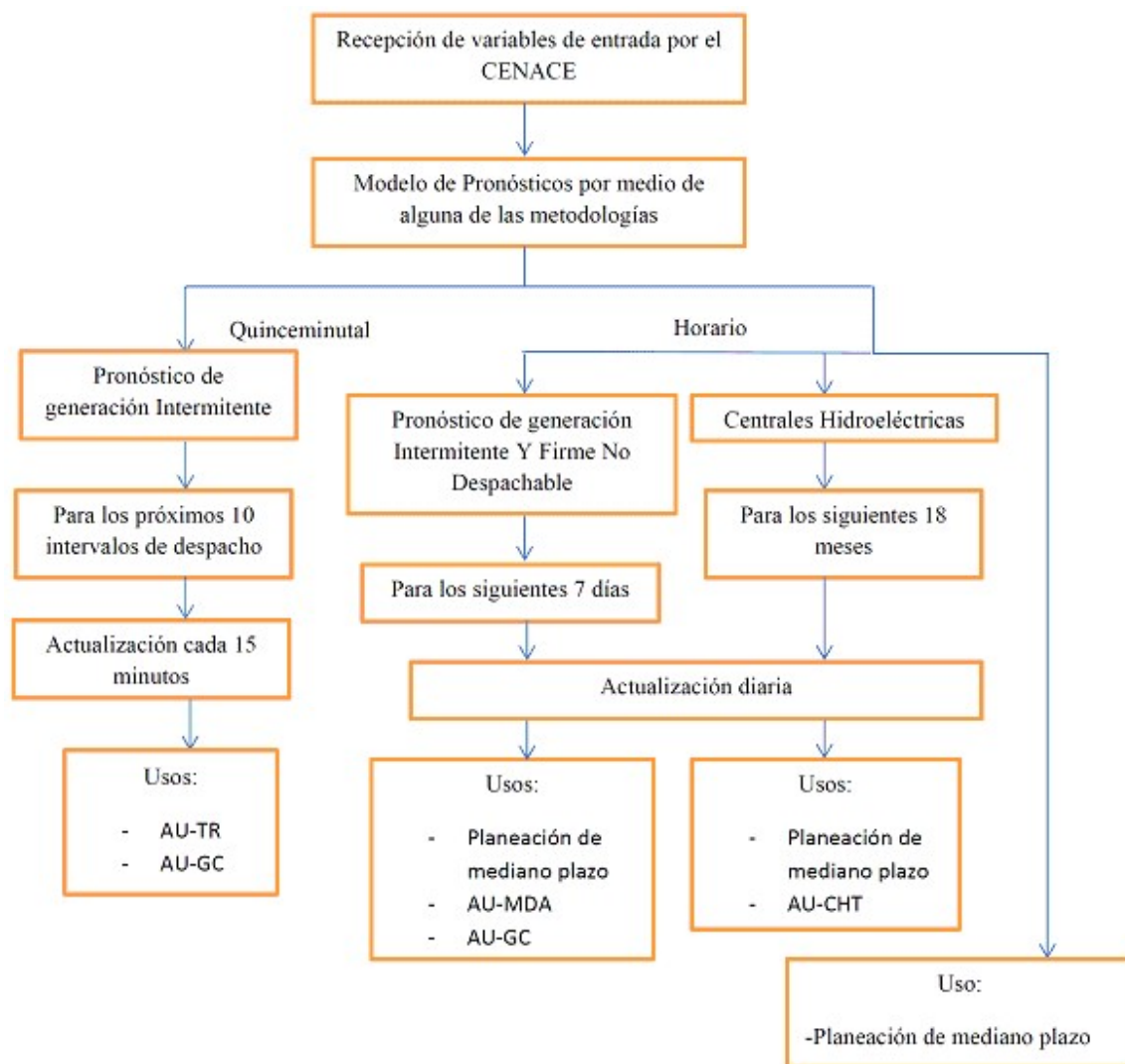
3.1.2 Los Participantes del Mercado representantes de Unidades de Central Eléctrica serán responsables de proveer los insumos necesarios que permitan al CENACE emitir sus propios pronósticos de generación, mediante los formatos que el CENACE determine para ello.

3.1.3 El CENACE realizará pronósticos horarios de generación firme no-despachable o intermitente para asegurar una eficiente planificación de la operación del Sistema Interconectado Nacional, así como para la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica en el Mercado de Energía de Corto Plazo, conforme al esquema de la Figura 1.

3.1.4 Los pronósticos de generación elaborados por el CENACE, así como su uso, horizonte temporal, periodicidad y frecuencia de actualización se resumen en la Tabla 2.

Tabla 2. Resumen de la cronología de los pronósticos de generación

Tipo	Pronóstico	Uso	Límite para entrega de Insumos	Horizonte de tiempo	Granularidad	Frecuencia de actualización
Generación	Intermitente-horario	- Planificación de mediano plazo - AU-MDA - AU-GC	10:00 hrs de cada día	7 días	1 hora	Diaria
	Intermitente-quinceminutal	- AU-GC - AU-TR	continuo	2.5 horas	15 minutos	15 minutos
	Firme no despachable-horario	- Planificación de mediano plazo - AU-MDA - AU-GC	10:00 hrs de cada día	7	1 hora	Diaria
	Centrales hidroeléctricas-horario	- Planificación de mediano plazo - AU-CHT	Conforme se disponga en el Manual de Costos de Oportunidad			

Figura 1. Flujo del Pronóstico de Generación

- 3.1.5** En caso de que los representantes de Unidades de Central Eléctrica no proporcionen la información que se menciona en este capítulo, el CENACE elaborará los pronósticos de generación con la información que tenga disponible.
- 3.1.6** El CENACE será responsable de elaborar los pronósticos de generación con periodicidad horaria con un horizonte de tiempo para los siguientes 7 Días de Operación, los cuales se utilizarán en cada uno de los modelos de optimización del Mercado de Energía de Corto Plazo.
- 3.1.7** El CENACE será responsable de obtener pronósticos de generación intermitente en cada Intervalo de Despacho con un horizonte de tiempo de 2.5 horas, es decir, para los siguientes 10 Intervalos de Despacho para su uso en los procesos del Mercado de Tiempo Real.
- 3.1.8** El CENACE deberá calcular los errores que resulten de sus pronósticos de generación con respecto a los valores reales, utilizando la métrica del BIAS y MAE.
- 3.1.9** Los representantes de las centrales hidroeléctricas deberán enviar sus pronósticos de generación conforme se dispone en el Manual de Costos de Oportunidad, adicionalmente el CENACE desarrollará pronósticos de energía hidroeléctrica para su uso en la planificación de mediano plazo, de conformidad con el Manual de Costo de Oportunidad. El CENACE deberá calcular los errores que resulten de sus Pronósticos de Demanda con respecto a los valores reales, utilizando la métrica MAPE.

3.2 Envío de información

- 3.2.1** Los Participantes del Mercado deberán observar las disposiciones contenidas en el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo para todo lo relativo a los principios, reglas, directrices, ejemplos y procedimientos a seguir para el envío de Ofertas de Venta en el Mercado de Energía de Corto Plazo.
- 3.2.2** El Generador de Intermediación deberá observar las disposiciones contenidas en el Manual de Contratos de Interconexión Legados para todo lo relativo a los principios, reglas, directrices, ejemplos y procedimientos a seguir para el envío de programas de generación en el Mercado de Energía de Corto Plazo.
- 3.2.3** Los Participantes del Mercado que representen Unidades de Central Eléctrica firmes no-despachables enviarán diariamente, a más tardar a las 10:00 horas, sus pronósticos de generación para los siguientes 7 Días de Operación, a través del Sistema de Información del Mercado.
- 3.2.4** Los Participantes del Mercado deberán notificar al CENACE, a través del buzón de notificaciones del Sistema de Información del Mercado, en cualquier momento que ocurra un cambio significativo o inesperado en la capacidad de generación de sus Unidades de Central Eléctrica, de lo contrario el CENACE hará el pronóstico de generación con la mejor información disponible que tenga en ese momento.

3.3 Pronósticos de generación firme no-despachable

- 3.3.1** Las variables de entrada que serán consideradas en el modelo de pronóstico de generación firme no-despachable son las siguientes:
- (a) Información sobre salidas y licencias del Sistema de Administración de Salidas y del Sistema de Administración de Licencias del CENACE;
 - (b) Información histórica de los últimos 5 años de generación:
 - (i) Capacidad de generación;
 - (ii) Días festivos para la Unidad de Central Eléctrica de Generación firme no-despachable;
 - (iii) Días atípicos (aquellos en que las condiciones son muy especiales como, por ejemplo, la presencia de un huracán);
 - (iv) Pronóstico de restricciones de combustible;
 - (v) Generación histórica de la base de datos del CENACE, la cual se integra, entre otra información, de las mediciones que envían los Generadores, se extraerá la información de la generación en forma horaria, obteniéndose las generaciones mínimas y máximas y el consumo total.
 - (c) Generación real del Día de Operación actual;
 - (d) Variables climatológicas reales del Día de Operación actual (temperatura, humedad, viento, etc.);
 - (e) Pronósticos de variables climatológicas (temperatura, humedad, viento, etc.) para los siguientes 7 Días de Operación;

- (f) Tipo de día al que corresponde el Día de Operación para el que se realiza el pronóstico, dependiendo de su comportamiento característico:
 - (i) Sábado;
 - (ii) Domingo;
 - (iii) Lunes;
 - (iv) Martes, miércoles y jueves;
 - (v) Viernes; o,
 - (vi) Festivo.
- (g) Mes al que corresponde el Día de Operación para el que se realiza el pronóstico.

3.4 Pronósticos de generación intermitente

3.4.1 Las variables de entrada que serán consideradas en el modelo de pronóstico horario de generación intermitente son, de manera enunciativa y no limitativa, y si aplican de acuerdo al tipo de tecnología, las siguientes:

- (a) Información histórica de los últimos 3 meses de generación;
- (b) Ubicación física de las Unidades de Central Eléctrica;
- (c) Información sobre salidas y licencias para los siguientes 7 Días de Operación del Sistema de Administración de Salidas y del Sistema de Administración de Licencias del CENACE;
- (d) Pronósticos horarios de variables meteorológicas para los siguientes 7 Días de Operación en la ubicación física de las Unidades de Central Eléctrica. Las variables meteorológicas pueden ser, entre otras:
 - (i) Velocidad y dirección del viento; y,
 - (ii) Radiación solar.
- (e) Capacidad Instalada de las Unidades de Central Eléctrica;
- (f) Altura al centro del rotor;
- (g) Diámetro del rotor;
- (h) Inclinação y orientación de los módulos fotovoltaicos, o presencia de sistema seguimiento solar;
- (i) Capacidad instalada del inversor fotovoltaico;
- (j) Fecha de inicio de operación y fecha de decomisión;
- (k) Nodos asociados de conexión; y
- (l) Si la generación es para autoconsumo o alimenta a la red

3.4.2 El CENACE podrá utilizar alguna otra metodología a las especificadas en el Capítulo 6 de este Manual para realizar el pronóstico de generación intermitente, siempre y cuando mantenga un registro de las metodologías utilizadas, las variables de entrada utilizadas, y los ajustes realizados a las variables de entrada.

3.5 Metodología del CENACE para el pronóstico de generación intermitente de corto plazo

- 3.5.1** Las variables de entrada que serán consideradas en el modelo de pronóstico de corto plazo de generación intermitente son, de manera enunciativa y no limitativa, y si aplican de acuerdo al tipo de tecnología, las enunciadas en el numeral 3.4.1 del presente Manual.
- 3.5.2** Para el modelo de pronóstico de generación intermitente en tiempo real, el CENACE obtendrá a través del sistema SCADA, el promedio de cada una de las mediciones registradas durante los últimos 60 segundos para las siguientes variables:
- (a) Generación intermitente de las Unidades de Central Eléctrica;
 - (b) Demanda por Gerencia de Control Regional; y,
 - (c) Demanda por Centro de Carga.
- 3.5.3** El CENACE podrá utilizar diferentes metodologías para el modelo de pronóstico de generación intermitente, a continuación se especifica la principal metodología:
- (a) **Modelo análogo:** el cual utiliza un conjunto de los últimos datos de generación intermitente y se especifica el número de intervalos o granularidad en el tiempo que se desean pronosticar. Adicionalmente, se utiliza un coeficiente de correlación para encontrar el intervalo de tiempo que mayor similitud tiene con el conjunto de los últimos datos de generación intermitente y el intervalo definido. Se realiza una regresión lineal simple utilizando los dos intervalos para definir los valores del pronóstico.
- 3.5.4** El CENACE desarrollará la Guía Operativa que contenga la metodología detallada y ejemplos de la técnica mencionada en el numeral 3.5.1.
- 3.5.5** El CENACE podrá utilizar alguna otra metodología a las especificadas en el numeral 3.5.3, siempre y cuando mantenga un registro de las metodologías utilizadas, las variables de entrada utilizadas, y los ajustes realizados a las variables de entrada.

Capítulo 4**Métricas de los errores****4.1 Metodología para la métrica de los errores**

- 4.1.1** Las métricas de los errores tienen como objetivo evaluar el grado de certeza con que el CENACE realiza los Pronósticos de Demanda y pronósticos de generación, insumos necesarios para realizar la Asignación de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad en el Día en Adelanto, para la Asignación Suplementarias de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad y la Asignación de Unidades de Central Eléctrica en Tiempo Real.

4.2 Metodología para el Pronóstico de Demanda

- 4.2.1** El CENACE utilizará la métrica MAPE para medir el grado de certeza con que realiza sus Pronósticos de Demanda, de conformidad con la siguiente fórmula:

$$MAPE = \frac{1}{h} \sum_{t=1}^h \left| \frac{DR_t - DP_t}{DR_t} \right| * 100$$

Dónde:

h = número de horas a evaluar.

DR_t = Demanda integrada real de la hora t .

DP_t = Demanda integrada pronosticada de la hora t .

- 4.2.2** El CENACE realizará para cada hora la evaluación de Pronóstico de Demanda.
- 4.2.3** El CENACE calculará MAPE mensualmente y publicará los resultados los días 25 de cada mes calendario posterior en el Sistema de Información de Mercado.
- 4.3 Metodología para el pronóstico de generación intermitente**
- 4.3.1** El CENACE utilizará la métrica MAE para medir el grado de certeza con que realiza sus pronósticos de generación intermitente, de conformidad con la siguiente fórmula:

$$e_{dh} = gen_real_{dh} - gen_prono_{dh}$$

Dónde:

gen_real_{dh} es la generación real observada;

gen_prono_{dh} es la generación pronosticada;

$d = 1, \dots, t_1$ donde t es el número de días que se están analizando

$h = 1, \dots, 24$ es el número de horas en el día (se excluyen los días de cambio de horario).

$Capacidad_Total_{gcr}$ es la capacidad total en la Gerencia de Control Regional de generación intermitente.

- 4.3.2** Las métricas de error son las siguientes:

$$BIAS_{gcr} = 100 \sum_{d=1}^t \sum_{h=1}^{24} e_{dh} / (24 * t) / Capacidad_Total_{gcr}$$

$$MAE_{gcr} = 100 \sum_{d=1}^t \sum_{h=1}^{24} |e_{dh}| / (24 * t) / Capacidad_Total_{gcr}$$

Mensual y por periodos mensuales acumulados en el año.

- 4.3.3** El CENACE realizará para el pronóstico de la generación intermitente la metodología MAE y BIAS mensualmente. Los resultados serán publicados los días 25 de cada mes calendario posterior, en el Sistema de Información de Mercado en formato PDF.

Capítulo 5

Metodologías para el Modelo de Pronóstico de Demanda

5.1 Metodología para el Pronóstico de Demanda

- 5.1.1.** EL CENACE podrá utilizar diferentes metodologías para el modelo de Pronóstico de Demanda, a continuación se especifican las principales metodologías:
- (a) **Promedio móvil simple:** el pronóstico de promedio móvil simple es óptimo para patrones de demanda aleatoria o nivelada donde se pretende eliminar el impacto de los elementos irregulares históricos mediante un enfoque de periodos de hasta 7 días anteriores.

$$\hat{X}_t = \frac{\sum_{i=1}^n X_{t-i}}{n}$$

Donde:

$\hat{X}_t$ = Promedio de demanda de energía en el periodo t $\hat{X}_t$ = Promedio de demanda de energía en el periodo t .

$\hat{X}_{t-i}$ = Demanda real de los periodos anteriores a t .

n = Número de observaciones.

Ejemplo 1: Pronóstico con metodología de promedio móvil simple

De los siguientes 10 datos históricos, se obtiene el Pronóstico de Demanda de X_{17} , X_{18} , X_{19} tomando en cuenta los valores de demanda real de X_9 a X_{16} , X_{10} a X_{17} y X_{11} a X_{18} respectivamente.

T (hr)	X (MW)
9	8,067
10	8,424
11	8,549
12	8,686
13	8,826
14	8,898
15	8,928
16	8,958
17	8,917
18	8,855

Aun cuando se conoce el valor de X_{17} y X_{18} se pronosticarán con los ocho valores previos correspondientes:

$$\hat{X}_{17} = \frac{\sum_{i=1}^8 X_{17-i}}{8}$$

$$\hat{X}_{17} = \frac{\sum_{ti=9}^{16} X_{ti}}{8} = \frac{8067 + 8424 + 8549 + 8686 + 8826 + 8898 + 8928 + 8958}{8}$$

$$\hat{X}_{17} = 8667$$

$$\hat{X}_{18} = \frac{\sum_{i=1}^8 X_{18-i}}{8}$$

$$\hat{X}_{18} = \frac{\sum_{ti=10}^{17} X_{ti}}{8} = \frac{8424 + 8549 + 8686 + 8826 + 8898 + 8928 + 8958 + 8917}{8}$$

$$\hat{X}_{18} = 8773$$

$$\hat{X}_{19} = \frac{\sum_{i=1}^8 X_{19-i}}{8}$$

$$\hat{X}_{19} = \frac{\sum_{ti=11}^{18} X_{ti}}{8} = \frac{8549 + 8686 + 8826 + 8898 + 8928 + 8958 + 8917 + 8855}{8}$$

$$\hat{X}_{19} = 8827$$

- (b) **Promedio móvil ponderado:** el método de promedio móvil ponderado es una variación del promedio móvil. Mientras en el promedio móvil simple se le asigna igual importancia a cada uno de los datos que componen dicho promedio, en el promedio móvil ponderado se asigna una importancia específica (ponderación) a los datos para obtener el promedio, siempre que la sumatoria de las ponderaciones sea equivalente al 100%. Es una práctica regular aplicar el factor de ponderación mayor al dato más reciente.

Los días considerados para el cálculo de pronóstico (en la hora correspondiente), se clasifican de acuerdo con las variables de tipo de día y mes. Los factores de ponderación, serán determinados por el CENACE con base en la experiencia del pronosticador. Normalmente el valor más reciente es el que tiene la mayor ponderación.

$$\hat{X}_t = \sum_{i=1}^n C_i * X_{t-i}$$

Donde:

$\hat{X}_t =$ Promedio de demanda de energía en el periodo t .

$C_i =$ Factor de ponderación.

$\hat{X}_{t-i} =$ Demanda real de los periodos anteriores a t .

$n =$ Número de datos.

Ejemplo 2: Pronóstico con metodología de promedio móvil ponderado

De los siguientes 10 datos históricos, obtener el Pronóstico de Demanda de X_{17} , X_{18} , X_{19} tomando en cuenta los valores de demanda real de X_9 a X_{16} , X_{10} a X_{17} y X_{11} a X_{18} respectivamente:

T (hr)	x (MW)	C
9	8,067	0.01
10	8,424	0.01
11	8,549	0.02
12	8,686	0.04
13	8,826	0.09
14	8,898	0.13
15	8,928	0.2
16	8,958	0.5
17	8,917	
18	8,855	

Nuevamente se pronosticarán a X_{17} , X_{18} , X_{19} con los ocho valores previos correspondientes:

$$\hat{X}_{17} = \sum_{i=1}^8 C_i * X_{t-i} = 8899$$

$$\hat{X}_{18} = \sum_{i=1}^8 C_i * X_{t-i} = 8908$$

$$\hat{X}_{19} = \sum_{i=1}^8 C_i * X_{t-i} = 8884$$

- (c) **Regresión lineal múltiple:** por virtud del método de regresión lineal múltiple, existirá un conjunto de variables independientes y una variable dependiente, y se podrá emplear la variación de las variables independientes para pronosticar la variable dependiente.

Una línea recta será el modelo gráfico más sencillo para relacionar una variable dependiente con una o varias variables independientes. Este método consiste en encontrar la ecuación de la recta que mejor se ajuste al conjunto de puntos de datos XY, es decir, calcula la suma de las distancias al cuadrado entre los puntos reales y los puntos definidos por la recta estimada a partir de las variables introducidas en el modelo, de forma que la mejor estimación será la que minimice estas distancias. A esta línea se le conoce como la línea de regresión.

La fórmula del modelo de regresión lineal múltiple es la siguiente:

$$Y = B_0 + B_1X_1 + \dots + B_nX_n + \varepsilon$$

Dónde:

Y = Variable dependiente.

$X_1, X_2, \dots, X_n$ = Variables independientes.

$B_0, B_1, \dots, B_n$ = Parámetros del modelo.

n = Número de variables independientes.

ε : Perturbación aleatoria.

El método empleado para determinar los valores de $B_0, B_1, \dots, B_n$ se conoce como método de mínimos cuadrados ordinarios, mediante el cual se encuentra la mejor relación lineal entre las variables independientes y dependiente.

Ejemplo 3: Pronóstico con metodología de regresión lineal múltiple

De los siguientes 10 datos históricos, obtener el Pronóstico de Demanda de X_{17} , X_{18} , X_{19} tomando en cuenta los valores de demanda real de X_9 a X_{16} :

T (hr)	X (MW)	B_0	B_1	B_2
9	8,067	8667		
10	8,424	0.0001	8773	
11	8,549	0.0006	0.0003	8827
12	8,686	0.0005	0.0002	-0.0013
13	8,826	0.0005	0.0002	0.0001
14	8,898	0.0017	0.0008	-0.0010
15	8,928	0.0100	0.0044	0.0002
16	8,958	0.0100	0.0044	-0.0222
17	8,917	0.0054	0.0024	-0.0222
18	8,855		0.0010	0.0006

Ahora se pronosticarán X_{17} , X_{18} , X_{19} con los ocho valores previos correspondientes, dados los coeficientes B:

$$X_{17} = 8922$$

$$X_{18} = 8896$$

$$X_{19} = 8419$$

- (d) **Días similares:** el método de días similares utiliza factores para encontrar patrones similares al día que se pretende pronosticar, tomando en cuenta el siguiente principio: "El comportamiento de la demanda entre dos días con factores de impacto (variables de

entrada) similares, tales como condiciones meteorológicas (temperatura, humedad, precipitación, entre otros) y día de la semana (lunes, martes, etc.), son relativamente similares entre sí”.

Tomando en cuenta las variables climatológicas, tipo de día y mes, este método calcula un coeficiente de similitud entre el día a pronosticar y días en el pasado; se asignan factores a cada variable, y en función de estas se buscan n días con mayor similitud al día a pronosticar y dos días previos.

- 5.1.2.** EL CENACE desarrollará la Guía Operativa que contenga la metodología detallada y ejemplos para el pronóstico de Demanda.

Capítulo 6

Metodologías para el modelo de pronóstico de generación intermitente

6.1 Metodología para el pronóstico de generación intermitente

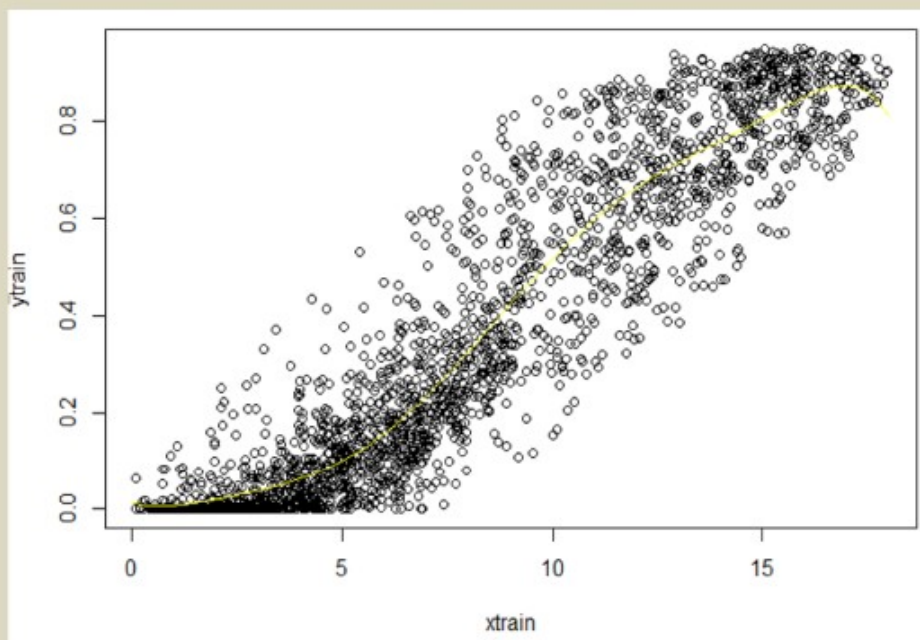
El CENACE podrá utilizar diferentes metodologías para el modelo de pronóstico de generación intermitente, a continuación se especifican las principales metodologías:

- (a) **Regresión polinomial:** con los datos mencionados en el numeral 3.4.1, se toma la generación histórica de una Unidad de Central Eléctrica y se divide entre su Capacidad Instalada, de esta forma se obtiene la generación relativa. Con la generación relativa se hace una regresión polinomial, donde la variable meteorológica en cuestión es la variable explicativa o independiente y la generación relativa es la variable dependiente o explicada. La curva de regresión obtenida es evaluada con los pronósticos de las variables meteorológicas correspondientes y de esta forma se obtiene el pronóstico de generación intermitente.

Ejemplo 4: Pronóstico de generación intermitente con metodología de regresión polinomial

A continuación se presenta un ejemplo con los datos de generación relativa para una Unidad de Central Eléctrica con tecnología eólica.

La línea amarilla muestra el polinomio ajustado que será evaluado con los pronósticos de las variables meteorológicas correspondientes, a fin de obtener el pronóstico de generación intermitente.



- (b) **Modelo lineal dinámico de orden 1:** este modelo utiliza la generación histórica para modelar la generación intermitente (Y_t) y se representa como:

$$Y_t = \mu_t + v_t, \quad v_t \sim N[0, V_t]$$

Dónde:

Y_t = Variable dependiente.

μ_t = Valor medio de la serie al tiempo t .

v_t : error en la observación.

El valor medio de la serie al tiempo t se modela como una caminata aleatoria simple, o media constante localmente, expresada como:

$$\mu_t = \mu_{t-1} + \omega_t, \quad \omega_t \sim N[0, W_t],$$

Dónde:

ω_t : error en el valor medio.

Las secuencias de los errores en las observaciones $\{v_t\}$ y en el valor medio $\{\omega_t\}$ se constituyen de variables aleatorias normales independientes entre sí.

6.1.2. EL CENACE desarrollará la Guía Operativa que contenga la metodología detallada y ejemplos para el pronóstico de generación intermitente.

6.1.3.

Capítulo 7 Transitorios

- | | |
|---------------|--|
| 7.1 | Disposiciones transitorias |
| 7.1.1 | El presente Manual entrará en vigor a partir del día hábil siguiente a su publicación en el Diario Oficial de la Federación. |
| 7.1.2 | El presente Manual deberá observar las siguientes disposiciones transitorias: |
| 7.1.3 | Para la elaboración del Pronóstico de la Demanda y ante la falta de medición de uno más puntos necesarios para el perfil de la demanda, se estimará dicho perfil en tanto el responsable de dicha medición faltante no la proporcione. Se requiere que dicha medición faltante sea proporcionada en un plazo no mayor a un año a partir de la entrada en vigor del Manual. |
| 7.1.4 | Durante el mercado de PRIMERA ETAPA, el CENACE realizará los Pronósticos de Demanda por retiros para cada uno de los Centros de Carga del sistema, los cuales son una estimación del perfil de carga previo a la ocurrencia del perfil de carga real, el cual incluye únicamente las pérdidas que las Entidades Responsables de Carga deberán incluir en sus Ofertas de Compra, por lo tanto, no incluye las pérdidas que puedan ocurrir en la Red Nacional de Transmisión o en las Redes Generales de Distribución. |
| 7.1.5 | Durante el mercado de PRIMERA ETAPA, el CENACE considerará los Pronósticos de Demanda por retiros mencionados en el numeral 7.1.4 como las Ofertas de Compra de cada uno de los Centros de Carga del sistema. |
| 7.1.6 | En el mercado de SEGUNDA ETAPA, las Entidades Responsables de Carga deberán presentar al CENACE pronósticos de carga de cada hora de acuerdo a la Guía Operativa correspondiente. |
| 7.1.7 | Los Participantes del Mercado remitirán la información que señala el presente manual por correo electrónico o por cualquier otro medio que el CENACE designe hasta en tanto no se implemente el módulo del SIM correspondiente. El CENACE contará con un año a partir de la publicación del Manual en el DOF para tener en funcionamiento los módulos de envío de información de Pronóstico de Demanda y pronósticos de generación en el SIM. |
| 7.1.8 | Mientras la Generación Distribuida no alcance capacidades agregadas que sean significativas, no se considerarán en la estimación de pronósticos de generación. El CENACE determinará cuando dichas capacidades sean significativas y emitirá la Guía Operativa correspondiente. |
| 7.1.9 | El CENACE realizará pronósticos de generación intermitente de día en adelante en un tiempo máximo de un año a la publicación del presente manual. |
| 7.1.10 | El CENACE desarrollará las guías operativas que se mencionan en las disposiciones 3.5.2, 5.1.2, y 6.1.2 a más tardar un año a partir de la publicación del Manual en el DOF. |
| 7.1.11 | El límite para la entrega de insumos, la granularidad, y la frecuencia de actualización de los pronósticos de demanda y generación podrán ser actualizados en las guías operativas mencionadas en el punto 7.1.10 conforme a las necesidades del mercado de SEGUNDA ETAPA. |