

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

ACUSE

Oficio No. COFEME/17/0940

SENER SECRETARÍA DE ENERGÍA		OFICIALIA MAYOR
10 FEB. 2017		
 QUIEN RECIBE	18:07 HORA	

Asunto: Respuesta a la Solicitud de Reiteración de Dictamen Final respecto del anteproyecto denominado "Aviso por el que se da a conocer la política de confiabilidad, establecida por la Secretaría de Energía"

Ciudad de México, 7 de febrero de 2017

LIC. GLORIA BRASDEFER HERNÁNDEZ
OFICIAL MAYOR
Secretaría de Energía
Presente

Me refiero a la Solicitud de Reiteración de Dictamen Final respecto del denominado Aviso por el que se da a conocer la política de confiabilidad, establecida por la Secretaría de Energía, y a su respectivo formulario de Manifestación de Impacto Regulatorio, ambos instrumentos remitidos por la Secretaría de Energía (SENER) y recibidos en la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER) a través del portal electrónico de la MIR¹, el 25 de enero de 2017. Cabe precisar que la solicitud de reiteración de Dictamen Final lo solicito la SENER mediante documento incluido en la sección de anexos de la MIR.²

Como parte de los antecedentes que obran en portal electrónico de la MIR en la COFEMER sobre el anteproyecto remitido por la SENER, se encuentra el envío del formulario de MIR de Impacto

¹ <http://www.cofemersimir.gob.mx>

² [http://cofemersimir.gob.mx/expedientes/19615/20170125132203_42031_Solicitud reiteración DTF 24ene17.docx](http://cofemersimir.gob.mx/expedientes/19615/20170125132203_42031_Solicitud%20reiteraci%C3%B3n%20DTF%2024ene17.docx)

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Moderado, enviado por la SENER el día 30 de noviembre de 2016, por lo que en seguimiento a dicho envío y como parte del proceso de mejora regulatoria esta Comisión opinó con base en la información proporcionada por esa Secretaría que la emisión de la propuesta regulatoria es acorde al supuesto establecido en la fracción II, del artículo 3 del Acuerdo de Calidad Regulatoria publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 2 de febrero de 2007. En ese contexto, y como parte del proceso de análisis que debe realizar este Órgano Desconcentrado dentro de los procesos previstos en el Título Tercero A de la LFPA, y el *Anexo Único del Acuerdo por el que se fijan plazos para que la Comisión Federal de Mejora Regulatoria resuelva sobre anteproyectos y se da a conocer el Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio*, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el día 26 de julio de 2010, la COFEMER emitió Dictamen Total con efectos de Final, el día 13 de diciembre de 2016, a través del oficio COFEME/16/4864, mediante el cual este Órgano Desconcentrado analizó cada una de las secciones del formulario de MIR, de las que se destacan las siguientes:

A. Principales factores que derivaron en la emisión del anteproyecto.

1. La energía eléctrica es un bien que no puede ser almacenado en grandes cantidades.
2. El sistema eléctrico requiere un balance entre producción y consumo.
3. Debe existir un mecanismo de reserva a través de una planeación eficiente que permita asegurar la sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

B. El objetivo a lograr.

"Establecer la Política de Confiabilidad, en materia de generación y transmisión de energía eléctrica, que deberá observarse en la planeación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, que para dichos fines se determinará: i) la probabilidad de energía no suministrada máxima aceptable para el Sistema Eléctrico Nacional (PENS Máxima); ii) el valor de la energía no suministrada (VENS); iii) la probabilidad de energía no suministrada eficiente para el Sistema Eléctrico Nacional (PENS Eficiente), y iv) los valores indicativos de la reserva de planeación mínima (VIRPm-MR y VIRPm-RP) y valores indicativos de la reserva eficiente de planeación (VIRPe-MR y VIRPe-RP) en cada sistema

interconectado, de conformidad con la Base 11.1.6 de las Bases del Mercado Eléctrico, publicadas el 8 de septiembre de 2015 en el DOF, y la disposición 10.1.1 del Manual de Mercado para el Balance de Potencia, publicado el 22 de septiembre de 2016 en el DOF."

Al respecto, la COFEMER consideró en el Dictamen emitido en diciembre pasado que la meta propuesta es acorde a las necesidades planteadas para asegurar representa mejoras a la regulación con respecto a la vigente, al establecer claramente la información y datos necesarios para la implementación de la Política de Confiabilidad en aras de promover criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN, en beneficio del mismo, y de los consumidores finales de energía eléctrica.

C. Análisis costo-beneficio

Para atender la sección del análisis costo-beneficio esa Secretaría indicó que el grupo al que le impactará la emisión del Aviso, serán las Entidades Responsables de Carga (suministradores, Usuarios Calificados Participantes del Mercado, el Generador de Intermediación o Distribuidor) toda vez que deberán cumplir con el requisito anual de potencia incluido en la Política de Confiabilidad. Asimismo, la SENER incluyó un documento en la sección de Anexos del formulario de la MIR, denominado: *Costos y Beneficios_Política de Confiabilidad*, en el que describió el impacto que podría derivar de la emisión del anteproyecto, del cual se destacó lo siguiente:

De los costos:

La SENER expuso dos escenarios para la estimación de los costos y beneficios que supone la Política de Confiabilidad y sus efectos en el costo asociado a la energía no suministrada, lo que se indican en la tabla siguiente:

Tabla 1. Análisis Costo-Beneficio

Escenarios	Costos y Beneficios asociados a la energía no suministrada	Costos y Beneficios al Sistema
1. No implementar la Política de Confiabilidad en lo que respecta al valor indicativo de la reserva de planeación mínima en términos del Requisito de Potencia (VIRPm-RP), cuyo valor es 0.0%.	a) Costo asociado a la energía no suministrada de 76,474.20 millones de dólares. Técnicamente, b) El sistema eléctrico operaría con desajustes inesperados equivalentes a 26 horas al año. c) El sistema tendría fallas por razones de racionamiento o interrupción forzada en el suministro.	a) Costo agregado por concepto de inversión en generación y transmisión, operación y mantenimiento, y consumo de combustibles, equivalente a 175,539.16 millones de dólares. Otros Costos por no existir planeación: b) No se destinarían recursos para nueva capacidad de generación y transmisión, por lo que el sistema asumiría el riesgo de operar sin criterios de confiabilidad que garanticen las condiciones de suficiencia y seguridad de despacho para satisfacer la demanda eléctrica de los usuarios finales.
2. Implementar la Política de Confiabilidad en lo que respecta al valor indicativo de la reserva de planeación mínima en términos de Requisito de Potencia (VIRPm-RP), cuyo valor es 7.7%.	a) Costo asociado a la energía no suministrada de 16,165.48 millones de dólares, 79% menor respecto al escenario de no contar con Política de Confiabilidad. b) El sistema eléctrico operaría con desajustes inesperados equivalentes a 19 horas al año, 7 horas menos en comparación con el escenario de no implementar una Política de Confiabilidad. c) En lo que respecta al valor indicativo de la reserva de planeación mínima en términos de Requisito de Potencia (VIRPm-RP), generará un beneficio neto de 60,308.73 millones de dólares, ahorro directo para el sector eléctrico del país.	a) Costo agregado por concepto de inversión en generación y transmisión, operación y mantenimiento, y consumo de combustibles, equivalente a 180,655.65 millones de dólares, 3% mayor respecto al escenario de no contar con Política de Confiabilidad. b) Técnicamente, el sistema eléctrico al operar con un nivel de reserva de planeación en términos de Requisito de Potencia (VIRPm-RP) de 7.7%, se requiere de mayor inversión para nueva capacidad de generación y transmisión, por lo que el escenario de no implementar una Política de Confiabilidad.

Con base en lo anterior, la SENER argumento con precisión que la implementación de la Política de Confiabilidad en lo que respecta al valor indicativo de la reserva de planeación mínima en términos de Requisito de Potencia (VIRPm-RP), generará un beneficio neto de 60,308.73 millones de dólares, ahorro directo para el sector eléctrico del país, que se verá reflejado directamente en el desarrollo de las actividades productivas al contar con un suministro eléctrico suficiente y seguro.

Con base en los antecedentes expuestos, la COFEMER emitió Dictamen Total con efectos de Final, por ello la SENER solicita la reiteración del Dictamen referido en el documento anexo a la MIR, en cual incluye una Tabla con los valores indicativos de la reserva de Planeación Eficiente en cada sistema interconectado con los cambios propuestos, en términos de: i) Margen de Reserva, y en 2) Términos de Requisito de Potencia, justificándolos de la siguiente manera:

Tabla comparativa. Versión dictaminada contra Versión propuesta

Versión dictaminada		
(e) Los valores indicativos de la Reserva de Planeación Eficiente en cada sistema interconectado son los siguientes:		
Zonas de Potencia	En términos de Margen de Reserva (VIRPe-MR)	En términos de Requisito de Potencia (VIRPe-RP) ^{d/}
...	...	...
...	...	...
Baja California Sur ^{d/}	22.1%	21.0%
^{d/} Los valores indicativos sólo aplican mientras las Zonas de Potencia no estén interconectadas con el Sistema Interconectado Nacional. ^{e/} El VIRPe-RP permite el uso de dicho valor directamente en la Resolución Núm. RES/916/2015, publicada por la CRE en el Diario Oficial de la Federación el 14 de enero de 2016, para el cálculo de requisitos de Potencia. ^{f/} Para evaluar la función que determine el requisito mínimo de adquisición de Potencia que las Entidades Responsables de Carga señalada en la Resolución RES/916/2015 de la Comisión Reguladora de Energía, se deberá observar la siguiente trayectoria del VIRPe-RP para la Zona de Potencia de Baja California: 2016 de 7.8%, 2017 de 10.0%, 2018 de 12.1%, 2019 de 14.3% y 2020 de 16.4%.		
Versión nueva		
(e) Los valores indicativos de la Reserva de Planeación Eficiente en cada sistema interconectado son los siguientes:		
Zonas de Potencia	En términos de Margen de Reserva (VIRPe-MR)	En términos de Requisito de Potencia (VIRPe-RP) ^{d/}
...	...	...
...	...	...
Baja California Sur ^{d/}	35.0% ^{e/}	32.7%

d/ Los valores indicativos sólo aplican mientras las Zonas de Potencia no estén interconectadas con el Sistema Interconectado Nacional.

e/ Se toma en cuenta el criterio de reserva de la capacidad total de las cuatro unidades mayores para atender la demanda del sistema.

f/ El VIRPe-RP permite el uso de dicho valor directamente en la Resolución Núm. RES/916/2015, publicada por la CRE en el Diario Oficial de la Federación el 14 de enero de 2016, para el cálculo de requisitos de Potencia.

g/ Para evaluar la función que determine el requisito mínimo de adquisición de Potencia que las Entidades Responsables de Carga señalada en la Resolución RES/916/2015 de la Comisión Reguladora de Energía, se deberá observar la siguiente trayectoria del VIRPe-RP para la Zona de Potencia de Baja California: 2016 de 7.8%, 2017 de 10.0%, 2018 de 12.1%, 2019 de 14.3% y 2020 de 16.4%.

Justificación

Se ajustan los valores indicativos de la reserva de planeación eficiente para el Sistema de Baja California Sur, en términos de Margen de Reserva (VIRPe-MR) y de Requisito de Potencia (VIRPe-RP), tomando en cuenta las características operativas del sistema, es decir, por tratarse de un sistema completamente aislado y pequeño, cuya demanda de energía eléctrica representa poco más del 1% de todo el Sistema Eléctrico Nacional. Se tomó en cuenta el criterio de reserva aplicado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) con la finalidad de garantizar la estabilidad, continuidad del servicio y economía en las regiones de transmisión que conforman dicho sistema. Lo anterior, no modifica la conclusión de que los beneficios sean superiores a los costos, ya que éstos se estimaron en el punto para el valor indicativo de la reserva de planeación mínima en términos de requisito de potencia (VIRPm-RP) a partir del cual se definirá el requisito anual de potencia, y no para los valores indicativos eficientes que serán de observancia obligatoria para la planeación del Sistema Eléctrico Nacional.

En virtud de lo anterior, la COFEMER ratifica la opinión vertida en el dictamen previo al presente oficio, en los que consideró que el anteproyecto propone prácticas regulatorias para un óptimo funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), toda vez que es necesario contar y conocer los requerimientos técnicos y operativos que permitan planear su operación de manera eficiente.

En consecuencia, se comunica que, en consideración de esta Comisión, la propuesta regulatoria conlleva beneficios para los particulares, al promover medidas que garantizan la estabilidad y continuidad del servicio de las regiones que conforman el SEN.

Por tal motivo, la COFEMER determina que el contenido medular del anteproyecto ya fue objeto del proceso de mejora regulatoria, previsto en el Título Tercero A de la LFPA, y que sus efectos resultan

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

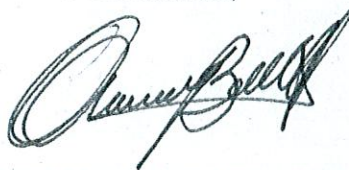
en mayores beneficios que costos para los particulares y que no genera un impacto negativo en la competencia del sector eléctrico, razón por la que, de igual forma, le resultan aplicables el análisis y criterios vertidos en el oficio COFEME/16/4864 con fecha 13 de diciembre de 2016.

Por lo expresado con antelación, el presente oficio surge, para el anteproyecto, los efectos a que se hace referencia en el artículo 69-L, segundo párrafo de la LFPA, por lo que la SENER puede continuar con las formalidades necesarias para la publicación del anteproyecto referido en el Diario Oficial de la Federación (DOF).

Lo anterior se notifica con fundamento en los preceptos jurídicos mencionados, así como en los artículos 7, fracción IV; 9, fracción XI y último párrafo, y 10, fracción VI, del Reglamento Interior de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria; así como el Artículo Primero, fracción IV del Acuerdo por el que se delegan facultades del Titular de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria a los servidores públicos que se indican, publicado en el DOF el 26 de julio 2010.

Sin otro particular, aprovecho la ocasión para enviarle un cordial saludo.

Atentamente,



DR. MARCOS SANTIAGO AVALOS BRACHO

Coordinador General