

02893

"Año del Centenario de la Promulgación de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos"

SE
SECRETARÍA DE ECONOMÍA

COFEMER
Comisión Federal
de Mejora Regulatoria

Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

CRE
MIR
16 FEB 2017
4:37 PM
Sin anexos

ACUSE

Oficio No. COFEME/17/1076

Asunto: Respuesta a la solicitud de autorización para presentar la Manifestación de Impacto Regulatorio de Emergencia, respecto del anteproyecto denominado "Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-007-CRE-2017, Sistemas de Medición de energía eléctrica. Especificaciones y métodos de prueba para medidores multifunción y transformadores de instrumento".

Ciudad de México, 14 de febrero de 2017

MA

LIC. INGRID GALLO MONTERO
SECRETARIA EJECUTIVA
Comisión Reguladora de Energía
Presente

Me refiero al anteproyecto denominado Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-007-CRE-2017, Sistemas de Medición de energía eléctrica. Especificaciones y métodos de prueba para medidores multifunción y transformadores de instrumento, así como a su respectivo formato de Solicitud de Autorización para Emergencias, remitidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y recibidos en la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER) el 08 de febrero de 2017, a través del portal electrónico de la Manifestación de Impacto Regulatorio (MIR)¹.



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Al respecto, la COFEMER efectuó el análisis de la información presentada por la CRE, con el objeto de determinar si el anteproyecto se ubica en el supuesto previsto en los artículos 3, fracción I y 4 del *Acuerdo de Calidad Regulatoria (ACR)*, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 2 de febrero de 2007. En este sentido la solicitud de autorización para presentar la MIR de emergencia² destaca que:

a) El anteproyecto tiene por objeto evitar daños inminentes a la industria eléctrica, en específico riesgos en sus actividades y en la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM); lo anterior representaría, en palabras de la CRE un riesgo para la economía en general. Lo anterior, se puede resumir en los siguientes riesgos puntuales:

a.1. Riesgos en las actividades de la industria eléctrica y operación del MEM que requieren medición;

Al respecto, la CRE expuso en la justificación del trato de emergencia los siguientes argumentos:

"Actualmente existen alrededor de 2,320 puntos de medición en transformadores de Alta y Media tensión en la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD) que requieren cumplir con las nuevas características y especificación de medición. (Ver tabla 1)"

Tabla 1. Puntos de Medición del MEM en la red eléctrica

Puntos de medición	No. de bancos
Servicios propios de la RNT	133
Puntos de Medición de 128 Centrales Legadas (CFE) (CL)	360
Puntos de Medición de Centrales Externas Legadas (29 Centrales PEE)	56

² Mediante el documento anexo a ésta y denominado "20151111110839_38810_Justificación autorización MIR Emergencia EM-006 Petroquímicos_abr oct 23 2015 COFEMER Limpio.docx".



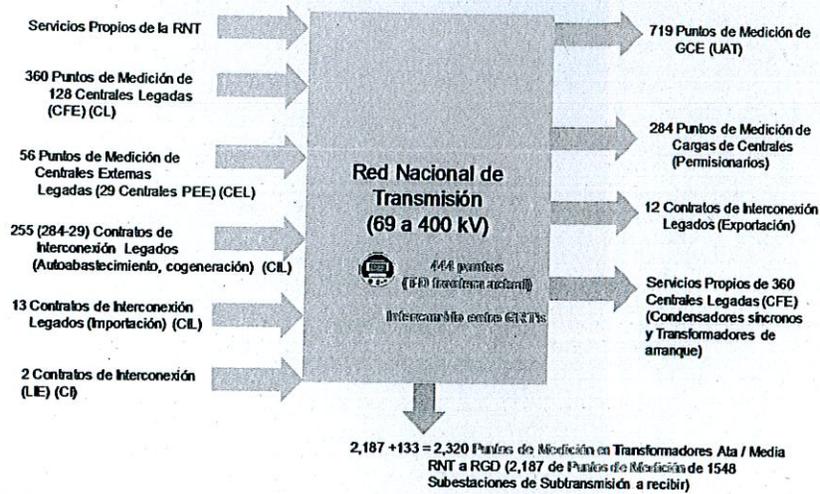
Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Puntos de medición	No. de bancos
Contratos de Interconexión Legados (CIL) (Autoabastecimiento, cogeneración)	255 (284-29)
Contratos de Interconexión Legados (Importación) (CIL)	13
Contratos de Interconexión (LIE) (CI)	2
Puntos de Medición de GCE (UAT)	719
Puntos de Medición de Cargas de Centrales (Permisarios)	284
Contratos de Interconexión Legados (Exportación)	12
Servicios Propios de Centrales Legadas (CFE) (Condensadores síncronos y Transformadores de arranque)	360
Total	2,320

Fuente: Elaborado por la CRE con datos de la CFE, 2016

La falta de certidumbre sobre la infraestructura de medición necesaria que permita hacer llegar al CENACE los datos de medición basados en una normatividad oficial por parte de los generadores, de usuarios conectados en alta tensión y media tensión, las cargas asociados a los contratos de interconexión legados en las RNT y la RGD, de los 2,187 bancos que transforman de alta a media tensión en las fronteras entre transmisión y distribución (ver Gráfico 1), crea un riesgo inminente para la economía al dificultar la continuidad de las liquidaciones en las transacciones de compra y venta de energía eléctrica en el MEM, y por lo tanto poniendo en riesgo la propia operación del mercado eléctrico, teniendo otros efectos negativos indirectos como por ejemplo pérdidas no identificadas, liquidaciones incorrectas, aumento de las controversias, desbalances y subsidios cruzados, los cuales al ser riesgos indirectos y no contar con datos para su estimación, ya que se trata de una situación muy reciente, no se consideran para el presente análisis, sin embargo la CRE si considera importante ponerlos de manifiesto ya que podrían ser significativos.

Gráfico 2. Puntos de Medición del MEM en la red eléctrica



Fuente: CFE, 2016

A continuación, se han identificado dos escenarios en los que está problemática puede presentarse (gráfico 2):

1. Escenario con estimación de los centros de carga del Participante de Mercado
2. Escenario sin medición para los centros de carga de los Participantes de Mercado.

Estos dos escenarios generan una situación en la que el CENACE está imposibilitado para liquidar las transacciones en la que existe una falta de medición con perfiles de consumo conforme a las reglas de mercado.



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

La estimación de los consumos facturados de energía, en lugar de su medición real, puede presentar costos significativos para la economía nacional. El primero consiste en no contar con los elementos técnicos necesarios para conocer las pérdidas técnicas (ineficiencias físicas y termodinámicas) y no técnicas (robo, fallas del suministro y errores de facturación) que sufre el SEN. En segundo lugar, cuando existe la imposibilidad de facturar el consumo real de los usuarios durante un periodo de tiempo hasta la toma de la lectura física en los centros de carga, conlleva a la transferencia (al menos temporal) de ineficiencias en la operación del MEM en la asignación de los recursos."

En ese contexto, esta Comisión observa que, en palabras de la CRE, entre otros, existe un riesgo inminente para la economía, debido a que la falta de certidumbre sobre la infraestructura de medición, dificulta la continuidad de las liquidaciones en las transacciones de compra venta y venta de energía en el MEM, y por lo tanto se pone en riesgo la propia operación del mercado eléctrico.

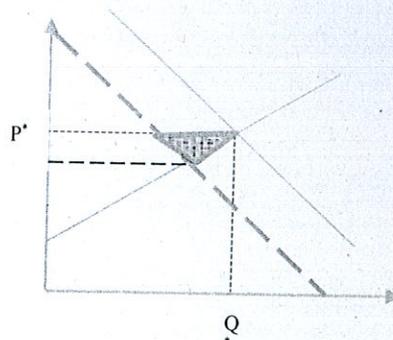
a.2. Riesgos por estimación de medición;

Al respecto, la CRE expuso en la justificación del trato de emergencia los siguientes argumentos:

"Cuando existe la imposibilidad de facturar el consumo real de energía eléctrica y se tiene que recurrir a procesos de estimación, se pueden presentar, por lo menos, dos casos teóricos extremos: 1) subestimación y 2) sobreestimación.

Las siguientes curvas de oferta y demanda muestran de manera teórico-ilustrativa el efecto negativo de una subestimación en el consumo de cualquier bien o servicio. Supongamos que la demanda y el suministro real de energía eléctrica se pueden representar por las curvas en color azul D^R y S^R , las cuales denotan las observaciones reales de los datos de medición. Por otra parte, la curva punteada en color rojo D^E denota la curva de demanda de energía eléctrica que se obtiene de datos estimados.

Gráfico 4. Subestimación del consumo eléctrico



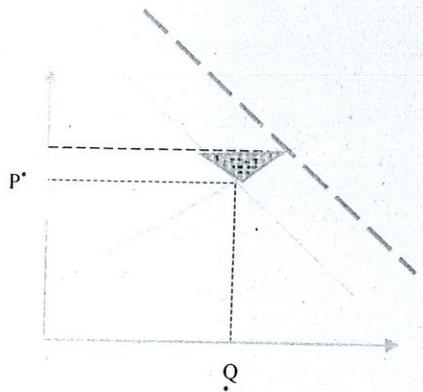
Fuente: Elaborado por la CRE

Se puede observar que, al tener datos subestimados, es decir por debajo de los datos de medición reales, se genera una pérdida para la empresa oferente en el mercado por la ineficiencia al asignar un valor menor al valor real de mercado, pérdida que se describe por el triángulo sombreado en el gráfico anterior.

El siguiente gráfico muestra de manera sencilla el efecto de una sobrestimación del consumo eléctrico. Supongamos que la demanda y el suministro real de energía eléctrica se pueden representar por las curvas en color azul D^R y S^R , las cuales denotan las observaciones reales de los datos de medición. Por otra parte, la curva punteada en color rojo D^E denota la curva de demanda de energía eléctrica que se obtiene de datos estimados.



Gráfico 5. Sobreestimación del consumo eléctrico



MA

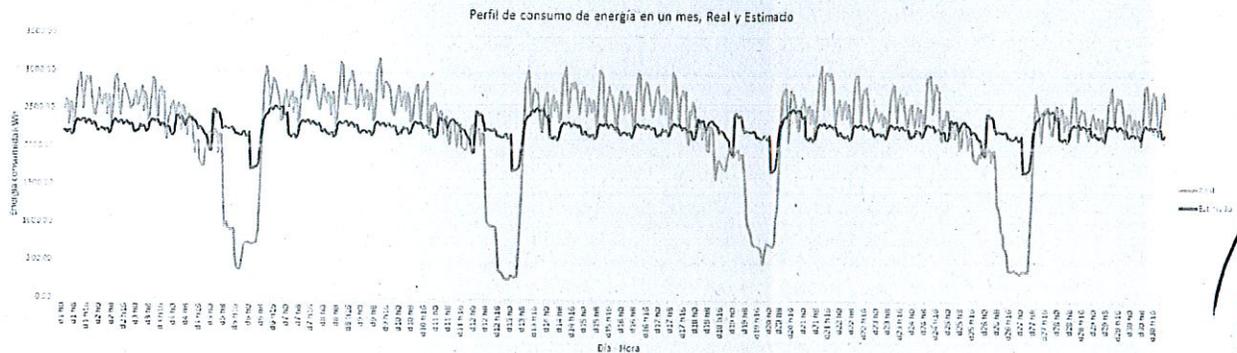
Fuente: Elaborado por la CRE

Se puede observar que, al tener datos sobrestimados, es decir por arriba de los datos de medición reales, se genera una pérdida de bienestar para el usuario por la ineficiencia al asignar un valor mayor al valor real de mercado, misma que se describe por el triángulo sombreado en el gráfico.

Cabe mencionar que, los casos anteriores ilustran el problema que se genera por contar con datos estimados del consumo de energía de un usuario; no obstante, en el caso de un "perfil real" de consumo no observaríamos la forma de las curvas de demanda y oferta anteriores.

Ahora, veamos el ejemplo de un perfil de consumo de energía eléctrica real:

Gráfico 6. Ejemplo de un perfil de consumo eléctrico estimado versus real



Fuente: Elaborado por la CRE

En el gráfico anterior, se muestra la diferencia entre el perfil de consumo de energía real y el consumo de energía estimado de un centro de carga con actividad económica industrial, durante el mes de junio del 2016. En el eje horizontal se representa un día del mes y la hora correspondiente a ese día (0 – 23 hrs). En el eje vertical se representa el total de energía consumida en kW-h.

Las diferencias o gap entre ambas gráficas representan la pérdida de bienestar que se ilustra en el triángulo sombreado correspondiente en las curvas de oferta y demanda.

Por lo tanto, la emisión del anteproyecto permitirá determinar las características de los sistemas de medición requeridos en el mercado para poder llevar a cabo la liquidación de las ofertas, y con ello disipar la incertidumbre y la parálisis en la actividad económica de estas empresas, evitando provocar afectaciones económicas importantes, así como barreras a la entrada a nuevos participantes en el sector eléctrico y buscar promover la competencia y la libre concurrencia de los mercados.

Finalmente, cabe señalar que la emisión de la norma de emergencia constituye un primer paso de solución al problema, ya que la Comisión contempla presentar al Comité de Normalización el anteproyecto de la NOM ordinaria para mediados del presente año, para su revisión y comentarios, y se esperaría publicar para su consulta pública en el tercer trimestre del 2017."



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

En ese sentido, de la los argumentos expuestos por dicho Órgano Regulatorio la COFEMER destaca que ante la imposibilidad de facturar el consumo real de la energía eléctrica y al recurrir a procesos de estimación, se pueden presentar al menos dos problemas: subestimación y sobre estimación; lo anterior, tal como se observa en las ilustraciones y análisis proporcionado por la CRE, podría representar pérdidas de bienestar.

a.3. Daño inminente por el riesgo a la situación financiera en las empresas del sector eléctrico;

Al respecto, la CRE expuso en la justificación del trato de emergencia los siguientes argumentos:

"El análisis que a continuación se desarrolla consiste en identificar los costos derivados de la incertidumbre sobre las actividades que realizan el transportista y el distribuidor, a través de una valoración cualitativa de las obligaciones que establece el anteproyecto de la norma de emergencia cuyo cumplimiento deberá ser observado por el usuario final, el transportista y el distribuidor; estos, al ser sujetos regulados, se identifican como:

- *Transportistas y Distribuidores: Empresas Productivas del Estado, o sus empresas productivas subsidiarias, que presten el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, y en su caso, los contratistas.*
- *Usuarios de los servicios de Transmisión y Distribución: Suministradores y Usuarios Calificados que participen en el Mercado Eléctrico Mayorista.*

Con objeto de realizar el análisis de los costos por la incertidumbre potencial en las actividades de transmisión y distribución a continuación se presenta una matriz de impactos. Esta es una herramienta de análisis que facilita la identificación de los impactos que genera la propuesta regulatoria. La elaboración de la matriz de impactos comprende: (1) la identificación de las acciones regulatorias de la norma de emergencia de manera sintética y (2) la identificación de los sujetos que se ven afectados por las acciones regulatorias.

Por acciones regulatorias se entienden aquellas acciones que generan costos de cumplimiento para los particulares, es decir obligaciones, restricciones de derechos, o cargas administrativas que genera la propuesta regulatoria a la población objetivo o sujetos regulados.



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Tabla 2. Riesgos de la incertidumbre en las actividades de la RNT y la RGDs

Acciones Regulatorias	Riesgos	Sujeto Regulado
Distinción entre las actividades de revisión y las actividades de verificación	Riesgo: Incertidumbre jurídica sobre la naturaleza, las características, fronteras y responsabilidades de los servicios, creando duplicidad de actividades.	Transportistas y Distribuidores
Mejora de la prestación de los Servicios	Riesgo: No se permitirá una prestación de servicio uniforme, homogénea, regular, segura, continúa y de calidad, generando así incertidumbre a los Participantes del Mercado, ya que se lograrán mitigar prácticas indebidas como el doble cobro a los usuarios por actividades de revisión y mantenimiento.	Transportistas y Distribuidores
Obligaciones a transportistas y distribuidores	Riesgo: las obligaciones que se establecen al transportista y distribuidor redundaran en una prestación del servicio óptima y con mayor certeza jurídica para los suministradores y usuarios calificados permitiendo la reciprocidad en el cumplimiento de las obligaciones	Transportistas y Distribuidores
Mejoría de la Medición y la Calidad	Riesgo: Incertidumbre en cuanto a la calidad de la energía suministrada y de la energía entregada e inyectada en los nodos de la red.	Transportistas y Distribuidores
Procedimiento de Evaluación de la Conformidad	Riesgo: Incertidumbre sobre las actividades de las Unidades de Verificación aprobadas.	Terceros Especialistas
Certeza Jurídica	Riesgo: No permite contar con un medio de defensa y conciliación entre las partes cuando hay alguna discrepancia en los datos de medición y el consumo, así como afectaciones en las condiciones mediante los cuales se presta el servicio.	<ul style="list-style-type: none"> • Transportista • Distribuidor • Usuarios de Transmisión y Distribución

Fuente: Elaborado por la CRE

La incertidumbre antes referida sobre las actividades de transmisión y distribución generará a su vez confusión en las responsabilidades de cubrir los costos de los componentes del sistema de medición, mismos que se muestran en la tabla siguiente con base en la regulación hasta ahora emitida conforme a las Bases de Mercado y las Disposiciones Administrativas de Acceso Abierto y servicios en la RNT y la RGD publicado el 16 de febrero de 2016 por la CRE.



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Tabla 3. Responsabilidad de costos en los componentes de medición

Componentes	Responsabilidad de costos
Medidores	Usuario Final (Bases del mercado y DACG de la RNT y RGD)
Transformadores de instrumento	Usuario Final (Bases del mercado y DACG de la RNT y RGD)
Comunicación (hardware/software)	Usuario Final (Bases del mercado y DACG de la RNT y RGD)
Sincronía de tiempo	Usuario Final (Bases del mercado y DACG de la RNT y RGD)
Programa informático	Usuario Final (Bases del mercado y DACG de la RNT y RGD)

Actividad	Responsabilidad de costos
Verificación	Usuario Final (DACG de servicio de la RNT y RGD)
Pruebas (Calibración, burden, etc.,)	
Mantenimiento	Usuario Final (Bases del Mercado)

MA

Fuente: Elaborado por la CRE"

En ese contexto, este Órgano Desconcentrado observa que la CRE argumentó que la incertidumbre referida sobre las actividades de transmisión y distribución genera a su vez confusión en las responsabilidades de cubrir los costos de los componentes del sistema de medición.

a.3.1. Riesgos por mayores pérdidas de energía;



Al respecto, la CRE expuso en la justificación del trato de emergencia los siguientes argumentos:

"Adicionalmente, otro riesgo identificado es el aumento de las pérdidas de energía eléctrica por la imposibilidad de un monitoreo eficaz de voltaje y detección de los tiempos de interrupción en la red sobre todo para aquellos usuarios de difícil acceso o medidores concentrados.

Al no contar con las especificaciones y características de los sistemas de medición, se tiene el riesgo de posponer inversiones por parte de los responsables en estos sistemas incidiendo directamente en un aumento de la pérdida de energía eléctrica.

Las pérdidas de energía actuales de la red de distribución son de casi el doble del promedio de los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), que oscilan alrededor del 6%. La problemática que plantean las altas tasas de pérdidas técnicas, se podrían mitigar contando con infraestructura de medición que permitan mejorar el monitoreo de la red, así como plantear estrategias de mitigación."

MA

En ese sentido, se puede observar que el riesgo identificado es relativo al aumento de las pérdidas de energía eléctrica asociadas a la imposibilidad de un monitoreo eficaz de voltaje y detección de los tiempos de interrupción en la red.

a.3.2. Riesgos por elevados costos potenciales en la adquisición de infraestructura de medición;

Al respecto, la CRE expuso en la justificación del trato de emergencia los siguientes argumentos:

"La incertidumbre sobre las características de los equipos de medición puede suponer un riesgo de elevados costos en la adquisición de infraestructura de medición, ya que actualmente en el mercado se pueden hallar una diversidad de equipos que divergen en el cumplimiento de diversos requerimientos y por nivel de tensión.

A continuación, se contemplan 10 requerimientos que puede tener un equipo de medición:

Tabla 4. Equipos de medición por requerimientos y nivel de tensión

Requerimientos	Generadores		Cargas				
	AT	MT	AT	MT		MT y BT	BT
				Dem. ≥ 750 kW	750kW > Dem. ≥ 75 kW	75 kW > Dem.	50 kW \geq Dem.
Clase de exactitud	0.2			0.5			
Variables	Energía activa (kWh+ y kWh-)						
Periodo de integración	5 minutos						
Almacenamiento	35 días						
Puerto de comunicación	Ethernet, IRIG B y Óptico			Ethernet y Óptico		Ethernet o Radiofrecuencia o GRPS y Óptico	
Software de explotación	Que permita explotar las variables requeridas (Licencia)						
Protocolo de sincronía	IRIG B			SNTP o superior			
Seguridad (3 niveles)	Acceso Total, Programación/reconfiguración y Sólo lectura						
Calidad de la energía	Parámetros de calidad de energía de acuerdo a la norma NMX-j-550/4-30-ANCE Clase A						
Tipo de Montaje	Tablero extraíble	Tablero extraíble ó Socket	Tablero extraíble	Socket			

Fuente: CENACE, 2016

Al respecto, los costos para la adquisición de estos equipos dependiendo de las características que se elijan, así como su nivel de tensión pueden variar desde los \$2,500 usd. hasta los \$7,5000 usd. lo que dependiendo del número de puntos de medición con los que cuente un Participante de Mercado podría significar costos significativos si no existe una norma oficial que dé certeza jurídica sobre las características adecuadas y necesarias para cada punto de medición específico.



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Tabla 5. Costos potenciales por la adquisición de infraestructura de medición

Requerimientos	Generadores			MT		MT y BT	BT
	AT	MT	AT	D \geq 750 kW	750 kW \leq D \geq 75 kW	75 > kW	50 kW \geq D
	Clase de exactitud	\$6,000 a \$7,500 USD			\$4,500 a \$5,500 USD		\$1,000 a \$1,500 USD
Variables							
Periodo de integración							
Almacenamiento							
Puerto de comunicación							
Software de explotación							
Protocolo de sincronía							
Seguridad (3 niveles)							
Calidad de la energía							
Tipo de montaje							

Fuente: CENACE, 2016

MA

Tabla 6. Costos de los Transformadores de Instrumentos

Elemento	Generadores			Cargas			
	AT	MT	AT	MT		MT y BT	BT
				Dem. \geq 750 kW	750kW > Dem. \geq 75kW	75 kW > Dem.	50 kW \geq Dem.
Transformador de Potencial (NMX-J-109)	400kV (3) \$33,500.00 USD 230 kV (3) \$29,500.00 USD 69 kV - 161 kV (3) \$24,500.00 USD			TIM \$9,600.00 USD ECM \$15,400.00 USD			
Transformador de Corriente (NMX-J-615)	400kV (3) \$34,500.00 USD 230 kV (3) \$31,100.00 USD 69 kV - 161 kV (3) \$26,000.00 USD			Tipo dona \$350.00 USD			

Fuente: CENACE, 2016

La información presentada arriba evidencia los riesgos en términos de elevados costos potenciales en la adquisición de infraestructura del sistema de medición al no contar con certeza jurídica sobre las características y especificaciones necesarias, y



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

no considerar que existe una estratificación por requerimientos de medición que implican distintos costos, por lo que no definirlo presenta el riesgo de que algunos Participantes de Mercado incurran en costos significativos innecesarios."

De lo anterior, podemos englobar el riesgo relativo a la incertidumbre sobre las características de los equipos de medición, en específico el riesgo de elevados costos de adquisición de infraestructura de medición.

a.3.3. Riesgos a proyectos de inversión de las empresas permisionarias de suministro.

Al respecto, la CRE expuso en la justificación del trato de emergencia los siguientes argumentos:

"A partir de la publicación de la LIE y su Reglamento se estableció la actividad permisionada de Suministro Calificado a los usuarios finales, así como representar a Generadores Exentos en el MEM en condiciones de libre competencia.

Al mes de diciembre del 2016, la CRE ha otorgado 15 permisos de Suministro Calificado.

El no contar con un instrumento jurídico que defina las características y especificaciones de los sistemas de medición, motivo de la solicitud del trato de emergencia, se pone en un riesgo financiero y de viabilidad en sus operaciones comerciales a estos suministradores calificados, los cuales han invertido montos significativos para la consolidación del equipo de trabajo, equipos de software, centros de atención, garantías financieras para el MEM, costo del permiso. El hecho de estar en una situación de incertidumbre con respecto a los equipos de medición podría tener dos efectos:

- 1) Elevados costos por la adquisición de equipos de medición que no correspondan a las necesidades mínimas de los puntos de medición que representa.*
- 2) Retraso para la entrada en operación de sus actividades por la incertidumbre sobre el equipo de medición reflejándose en un elevado costo de oportunidad de su capital y potencial pérdida de clientes.*

Para poder tener una mejor perspectiva del valor del mercado potencial que tiene el suministro calificado a continuación se presentan los datos agregados de inversión, usuarios calificados potenciales, niveles de demanda (MW), ventas máximas estimadas (MWh y Millones de pesos) con base en la información entregada por lo permisionarios a la CRE.



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

La inversión proyectada para un periodo de 5 años reportada por los suministradores calificados asciende a un monto de 588 millones de pesos, es decir aproximadamente en promedio 39 millones de pesos cada uno para poder comenzar a prestar esta actividad. Sin embargo, los datos presentan una desviación estándar de 24 millones pesos.

Con relación al número de clientes que podría estar en este segmento de suministro calificado, vemos que los usuarios considerados calificados, es decir aquellos centros de carga que registraron una demanda de al menos 1MW. De acuerdo con datos de la CFE del periodo de mayo de 2015 al mes de septiembre de 2016, el número de usuarios calificados es de 4,434, mismos que han venido creciendo a una tasa mensual promedio de 1.10%.

MA

Tabla 7. Número de Usuarios Calificados

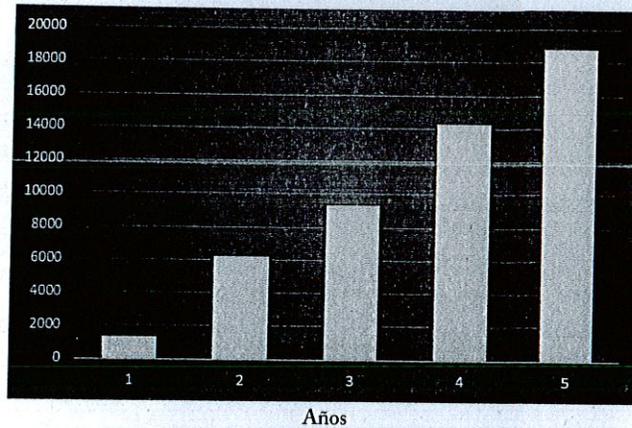
Fecha de corte	Periodos que incluye la base de datos	Número de usuarios con D>1M	Tasa de crecimiento mensual (%)
Mar	Oct/2014-Mar/2016	4199	
Abr	Oct/2014-Abr/2016	4248	1.17
May	N/A	N/A	-
Jun	May/2015-Jun/2016	4256	1.88
Jul	May/2015-Jul/2016	4314	1.36
Ago	May/2015-Ago/2016	4359	1.04
Sep	May/2015-Sep/2016	4434	1.72

Fuente: Elaborado de la CFE, 2016



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Gráfica 9. Crecimiento de la Demanda (MW)



MA

Fuente: Elaborado con datos de los Suministradores Calificados

Con relación a las ventas estimadas máximas monetizadas en millones de pesos para el periodo de los 5 años en valor presente neto (VPN) tenemos un valor de 764 millones de pesos.

Tabla 10. Ventas Máximas Estimadas (MDP)

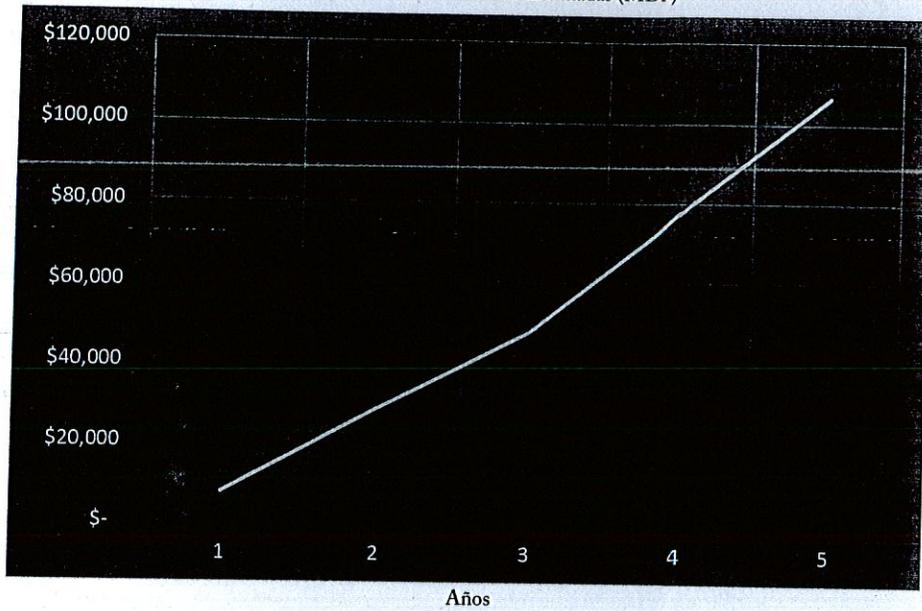
Suministradores	MDP					VPN ⁵
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	
15	7,426	28,385	47,627	77,372	106,237	764

Fuente: Elaborado con datos de los Suministradores Calificados

⁵ Valor presente neto



Gráfica 10. Ventas Máximas Estimadas (MDP)



MA

Fuente: Elaborado con datos de los Suministradores Calificados

Finalmente, como se puede apreciar en la información que reportan los Suministradores Calificados las inversiones necesarias para llevar a cabo la actividad resultan ya significativas y el valor de mercado potencial (en términos de usuarios atendidos y energía eléctrica suministrada) resulta importante, por lo que en cualquiera de los casos referidos al inicio, es decir mayores costos por lo equipos de medición o falta de operación por la incertidumbre legal, tendrá importante efectos en términos de costos en equipos que no se requieren o en pérdidas por el elevado costo de capital por tener las inversiones detenidas.

Un ejemplo de la situación de no contar con los sistemas de medición adecuados que exigen la operación del MEM puede constituirse en barreras económicas en la operación de los suministradores calificados, deteriorando de manera significativa el nivel de competencia del mercado, al no permitir el desarrollo de la actividad de suministro calificado a causa de no permitir la recuperación de sus inversiones por los altos costos de operación adicionales que se derivan de la incertidumbre en las características y especificaciones de los sistemas de medición, así como desincentivar la entrada de nuevos Suministradores calificados al MEM.



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

A continuación, se realiza un ejercicio teórico de los riesgos en la competencia en la actividad de suministro. El poder sustancial en el mercado relevante de un agente económico depende tanto de su tamaño, reflejado en su participación, como de su tamaño relativo respecto de los demás agentes económicos en el mercado relevante. Como cálculo auxiliar en el análisis de la existencia de poder sustancial en el mercado relevante y a efecto de considerar el tamaño de los agentes en términos de su participación de mercado, se considera el índice de Herfindahl-Hirschman (IHH), que es la suma de los cuadrados de las participaciones de cada agente económico. Este índice puede tomar valores entre cero y diez mil puntos. Según criterios publicados por la entonces Comisión Federal de Competencia, CFG (ahora Comisión Federal de Competencia Económica, Cofece) en el DOF el 24 de julio de 1998:

- El valor mínimo (IHH=0) corresponde a una situación de mercado altamente atomizada, en la cual un gran número de agentes económicos operan en el mercado con una participación poco significativa;
- Si el valor de IHH es menor de 2,000 puntos, se considera que la estructura en ese mercado tiene pocas probabilidades de afectar el proceso de competencia y libre concurrencia; y
- En el extremo, los mercados con IHH de 10,000 puntos corresponde a una situación de monopolio puro, en que un solo agente económico detenta el cien por ciento del mercado (presencia de un solo agente económico).

Considerando un análisis previo presentado a COFEMER⁶, en donde se realizó un análisis de competencia considerando las 16 divisiones de distribución, suponiendo que la única empresa suministradora sólo hiciera la separación de una de las divisiones y mantuviera concentradas las restantes divisiones el índice HH resultaría de alrededor de 8,867 puntos, y en el otro extremo suponiendo la separación de las 16 divisiones de CFE que es equivalente a la entrada de otro suministrador se alcanzaría un nivel de HH de 732 puntos. Esto, si bien se refiere al segmento de suministro básico, permite contextualizar el nivel de competencia en el segmento de suministro.

Para analizar el nivel de competencia potencial que podría alcanzarse con la realización efectiva de las actividades del segmento del suministro calificado, calculando las participaciones en términos de consumos de electricidad MWh y en ventas en millones de pesos. Para realizar el análisis supongamos que en el segmento de suministro calificado van entrando uno por uno de manera secuencial cada uno de los competidores de manera ordenada hasta haber entrado todos los competidores.

⁶ Ver anteproyecto de Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen las Condiciones Generales de Suministro Eléctrico: <http://www.cofemersinir.gob.mx/portales/resumen/33908>

MA



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Tabla 11. Simulación de índice HH

		Suministradores Calificados (Mill \$)													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Competidor 1	1	0.489741	0.429957	0.397464	0.363012	0.322724	0.259104	0.242133	0.224623	0.217689	0.208191	0.166951	0.164175	0.161169	0.150828
Competidor 2		0.510259	0.447971	0.414116	0.378221	0.336245	0.26996	0.252278	0.234034	0.22681	0.216913	0.173946	0.171054	0.167921	0.157147
Competidor 3			0.122073	0.112847	0.103066	0.091627	0.073564	0.068746	0.063775	0.061806	0.059109	0.0474	0.046612	0.045759	0.042823
Competidor 4				0.075573	0.069022	0.061362	0.049265	0.046039	0.042709	0.041391	0.039585	0.031744	0.031216	0.030644	0.028678
Competidor 5					0.086678	0.077058	0.061867	0.057815	0.053634	0.051979	0.049711	0.039864	0.039201	0.038483	0.036014
Competidor 6						0.110983	0.089104	0.083268	0.077246	0.074862	0.071595	0.057413	0.056459	0.055425	0.051869
Competidor 7							0.197135	0.184223	0.170901	0.165625	0.158398	0.127022	0.12491	0.122622	0.114755
Competidor 8								0.065497	0.060761	0.058885	0.056316	0.04516	0.04441	0.043596	0.040799
Competidor 9									0.072318	0.070086	0.067028	0.05375	0.052857	0.051889	0.04856
Competidor 10										0.030867	0.02952	0.023672	0.023279	0.022853	0.021386
Competidor 11											0.043634	0.034409	0.034409	0.033779	0.031612
Competidor 12												0.198087	0.194794	0.191226	0.178957
Competidor 13													0.016624	0.01632	0.015273
Competidor 14														0.018315	0.01714

MA

De esta manera se puede construir una matriz con las participaciones para cada combinación de entrantes al mercado y ventas en millones de pesos. Las participaciones se calculan con base en el valor de las ventas en valor presente neto de los flujos para un periodo de 5 años con base en la información presentada por los suministradores.

Al respecto se puede ver en la matriz como el nivel de competencia partiendo de un solo competidor va cambiando conforme van entrando más competidores, alcanzando al tener 15 suministradores calificados un nivel de máximo de competencia de 10944 puntos del índice de HH.

En este sentido, resulta relevante señalar la importancia de que la regulación permita la entrada efectiva al mercado de los participantes del mercado, ya que no contar con certidumbre para la entrada de los suministradores calificados al MEM que al día de hoy cuentan con permiso, posee el riesgo de mantener un mercado de suministro concentrado y no materializar los beneficios de la competencia."

En ese contexto, esta Comisión observa que la CRE aludió riesgos relativos a: 1) Derivado de la incertidumbre con respecto a los equipos de medición, elevados costos por la adquisición de equipos de medición que no correspondan a las necesidades mínimas de los puntos de medición; 2) Retrasos en la entrada en operación de las actividades del MEM por la incertidumbre sobre el equipo de medición, y 3) No contar con sistemas de medición adecuados que exigen la operación del MEM puede constituirse en barreras económicas en la operación de los suministradores calificados, deteriorando de manera significativa el nivel de competencia del mercado.

Finalmente, la CRE señala las siguientes conclusiones que justifican la emisión inmediata de la Norma Oficial Mexicana de Emergencia:

"Diversos agentes económicos tales como Centrales Eléctricas, Centros de Carga, sus representantes como Generadores, Usuarios Calificados Participantes, y Suministradores, así como los prestadores de los servicios públicos de energía eléctrica como son el Transportista, los Distribuidores, y en su caso los Contratistas, entre otros integrantes de la Industria eléctrica se enfrentan actualmente a una problemática por la falta de definición jurídica en las características y especificaciones técnicas de la infraestructura de medición (medidores y otros equipos) de energía eléctrica conforme a las necesidades técnicas que exige el

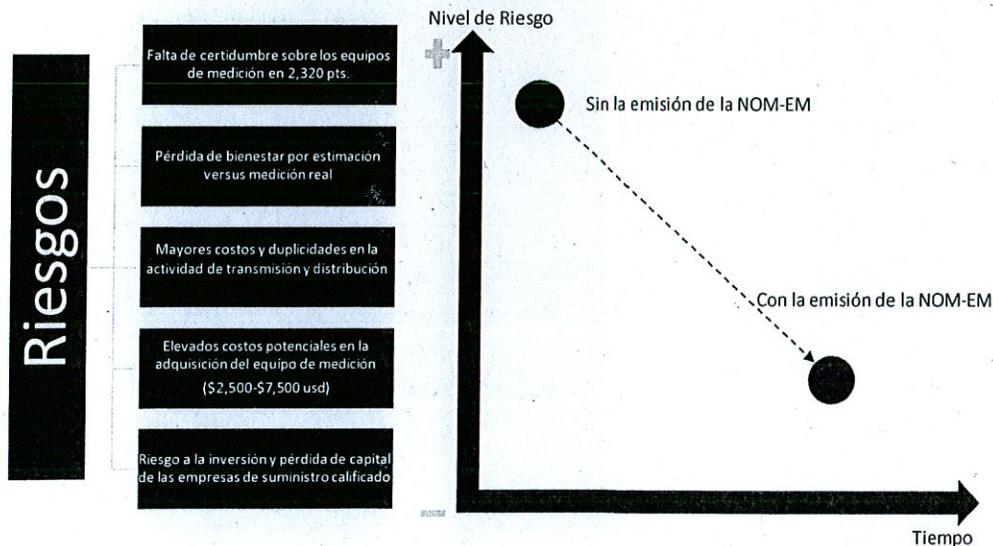


cambio normativo derivado de la reforma energética lo que genera diversos riesgos en la economía tales como 1) riesgos en las actividades de la industria eléctrica y la operación del MEM, 2) daños inminente por el riesgo a la situación financiera en las empresas de generación y suministro eléctrico, 3) riesgos en la competencia en el sector eléctrico, 4) Incertidumbre y riesgos en las actividades de Transmisión y Distribución, 5) riesgos por los costos en la adquisición de infraestructura del sistema de medición.

El análisis de los riesgos mencionados, en su conjunto implican, que, al no emitir la regulación, se tendrá un riesgo alto para el sector eléctrico, tal como se puede ver en la figura a continuación.

MA

Gráfica 11. Análisis de Riesgos



Fuente: Elaborado por la CRE, 2017

Por lo que la emisión de la NOM-EM permitirá mitigar el riesgo asociado a un nivel de riesgo medio, ya que la regulación atiende una parte de la problemática, sin embargo, es necesario que la CRE continúe sus esfuerzos regulatorios para mitigar más aún todos los riesgos presentes y potenciales en el mercado eléctrico.

En el análisis desarrollado por la CRE se pone de manifiesto el impacto económico que tendrán los riesgos identificados términos de viabilidad financiera, operación del mercado y competencia y se explica como la emisión de la norma de emergencia es una herramienta regulatoria eficaz para mitigar dichos riesgos, por lo que la CRE considera que se han aportado elementos y



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

evidencia cuantitativa para demostrar la situación de emergencia expuesta en el presente documento y la necesidad que la COFEMER otorgue su autorización para presentar la MIR 20 días después de publicada la norma de emergencia."

Por lo tanto, en opinión de la COFEMER, el anteproyecto tiene por objeto prevenir un daño inminente a la industria eléctrica, dicho daño se asocia a riesgos identificados en términos de viabilidad financiera, operación del mercado eléctrico y competencia en dicho mercado. La emisión de la NOM de emergencia, en palabras de la CRE, permitirá mitigar el riesgo asociado a un nivel de riesgo medio; razón por la cual, la CRE deberá continuar sus esfuerzos regulatorios para mitigar más los riesgos presentes.

- b) Respecto de la vigencia no mayor a seis meses, se observa que el anteproyecto, de conformidad con lo señalado por los criterios establecidos en la fracción I del artículo 3 del ACR, y el artículo 48 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, no deberá de ser mayor a seis meses y, que en ningún caso se podrá expedir más de dos veces consecutivas en términos de emergencia.
- c) Asimismo, en los anteproyectos previos que han sido enviados por esa dependencia para sujetarse al procedimiento de mejora regulatoria, no se encontró un anteproyecto con trato de emergencia y contenido equivalente, criterio que también se acredita para que una regulación sea considerada de emergencia en términos del ACR.

Por lo expuesto, se informa la procedencia del supuesto de calidad invocado por la CRE (i.e. la regulación pretende atender una situación de emergencia), de conformidad con los artículos 3, fracción I, y 4 del ACR.

En consideración de lo anterior y, con fundamento en lo dispuesto por los artículos 69-E y 69-H de la LFPA, así como con el artículo 5, fracción II, inciso b) del *Acuerdo por el que se fijan plazos para la Comisión Federal de Mejora Regulatoria resuelva sobre los anteproyectos y se da a conocer el Manual de*



Manifestación de Impacto Regulatorio, esta Comisión resuelve autorizar la presentación de la MIR de emergencia hasta 20 días hábiles después de que se expida la disposición o se someta a consideración del Ejecutivo Federal, por lo que la CRE puede continuar con las formalidades establecidas en el artículo 69-L, segundo párrafo de la LFPA.

Lo anterior se comunica con fundamento en los preceptos legales invocados, así como el artículo 7, fracción IV y 10, fracción IV y XXI del *Reglamento Interior de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria*, así como del 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 de 2010

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

Atentamente,

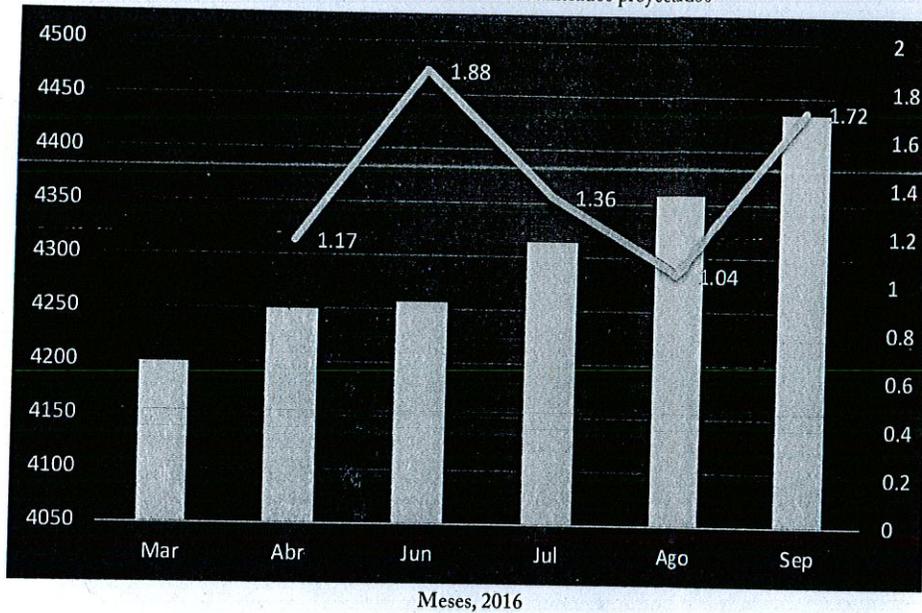
DR. MARCOS SANTIAGO AVALOS BRACHO

Coordinador General



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Gráfica 7. Número de Usuarios Calificados proyectados



MA

Fuente: Elaborado con datos de la CFE

De acuerdo con la información presentada por los permisionarios, se estima que el mercado de suministro calificado llegará a 10,500 usuarios finales dentro de 5 años, por lo que se tendrá una tasa de crecimiento anual compuesto⁴ de 230% de usuarios calificados de acuerdo a la información presentada por éstos.

Tabla 8. Número de Usuarios Calificados

Suministradores	Usuarios Calificados				
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
15	373	1,437	3,269	7,568	10,500

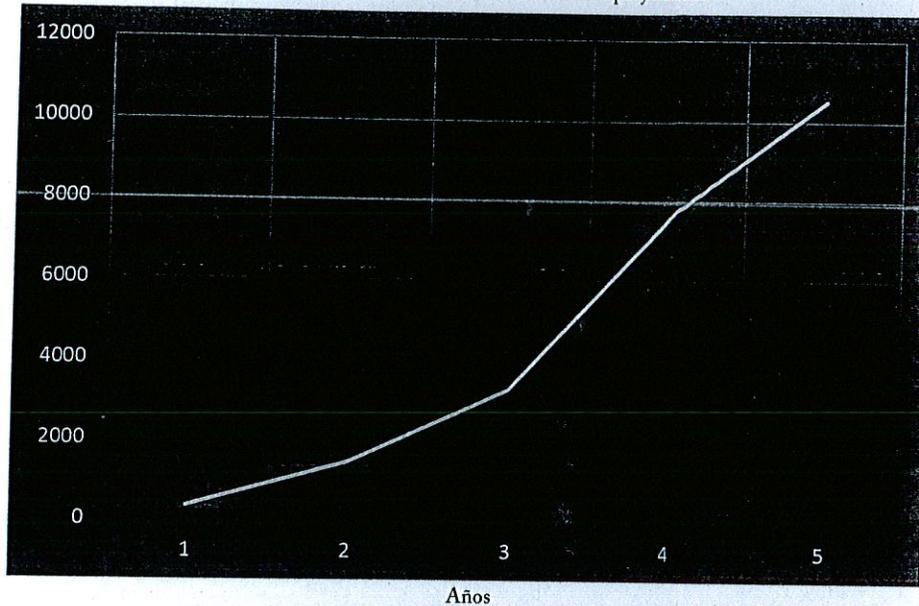
Fuente: Elaborado con datos presentados por permisionarios de suministro calificado.

⁴ También conocida como *Compound Annual Growth Rate (CAGR)*, la cual se determinó mediante la siguiente formula: $CAGR (t_0, t_n) = [V(t_n)/V(t_0)]^{1/(t_n-t_0)}$.



Coordinación General de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

Gráfica 8. Número de Usuarios Calificados proyectados



MA

Fuente: Elaborado con datos de los Suministradores Calificados

Con relación a la demanda eléctrica de MW consumidos en un momento en el tiempo, los suministradores reportan que durante el primer año de operación del servicio de suministro calificado tenga una demanda 1,342 MW.

Tabla 9. Demanda Eléctrica (MW)

Suministradores	MW				
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
15	1,342	6,154	9,328	14,291	18,835

Fuente: Elaborado con datos presentados por permisionarios de suministro calificado