

Proporcione la estimación de los costos y beneficios que supone la regulación para cada particular o grupo de particulares:

Costos modificaciones Disposiciones Administrativas de Carácter General de Transmisión y Distribución (DACG de Transmisión y Distribución)

El análisis que a continuación se desarrolla para estimar los costos de la propuesta regulatoria consiste en una valoración de las obligaciones, cuyo cumplimiento por los sujetos regulados, permitirá que ocurran los impactos deseados de la regulación.

Con objeto de realizar el análisis de los costos 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 modificaciones de acciones regulatorias ya dictaminadas 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.

Tabla 1. Modificación sobre Acciones Regulatorias ya dictaminadas

Acciones Regulatorias Modificadas	Beneficios/Costos	Sujeto Regulado
Naturaleza del Servicio	<p>Beneficio: se da certeza jurídica sobre la naturaleza, las características, fronteras y responsabilidades de los servicios.</p> <p>Costo: no existirán costos adicionales por esta acción regulatoria</p>	Transportistas y Distribuidores
Acceso Abierto	<p>Beneficio: Los generadores, suministradores y usuarios calificados podrán transmitir y distribuir la energía eléctrica sin barreras, lo cual facilita el proceso de competencia y libre concurrencia en los eslabones potencialmente competitivos de la cadena de suministro.</p> <p>Costo: No existirán costos adicionales por cumplir con éste principio más los estrictamente operativos</p>	Transportistas y Distribuidores

Acciones Regulatorias Modificadas	Beneficios/Costos	Sujeto Regulado
	y los estudios de interconexión y conexión del CENACE.	
Criterios mínimos de estándares	<p>Beneficio: Definición de los criterios mínimos que se deben cumplir para la disponibilidad del servicio, la calidad y continuidad bajo estándares que podrán ir evolucionando en el tiempo hasta alcanzar las mejores prácticas internacionales.</p> <p>Costo: Actualmente las áreas operativas de Transportistas y Distribuidores deben realizar la evaluación de éstos indicadores, por lo que los costos asociados a ésta acción regulatoria serían las acciones necesarias para mantener o alcanzar éstos estándares.</p>	Transportistas y Distribuidores
Prestación de los Servicios	<p>Beneficio: Prestación de servicio uniforme, homogénea, regular, segura, continúa y de calidad. Brindando así, certidumbre a los sujetos regulados, mitigación de prácticas anticompetitivas como negación de trato.</p> <p>Costo: Asociados a la prestación del servicio serán recuperados vía la tarifa regulada que emita la Comisión Reguladora de Energía (CRE), por lo que los costos asociados a una mejor prestación de servicios se reflejarán en el esquema tarifario.</p>	Transportistas y Distribuidores
Informar las condiciones especiales	<p>Beneficio: Propiciar que no se otorguen de manera indebidamente discriminatoria condiciones especiales y que otros usuarios que se encuentren en la misma condición puedan acceder a tales condiciones.</p> <p>Costo: Asociados de informar a la CRE y publicar en el boletín electrónico las condiciones especiales pactadas.</p>	Transportistas y Distribuidores

Acciones Regulatorias Modificadas	Beneficios/Costos	Sujeto Regulado
Medición y Calidad	<p>Beneficio: Permite proporcionar certeza en cuanto a la calidad de la energía suministrada y de la energía entregada e inyectada en los nodos de la red.</p> <p>Costo: Costos adicionales de mantenimiento y sustitución de los equipos de medición, para mantener los niveles requeridos en las CGPS</p>	Transportistas y Distribuidores
Solución de Controversias	<p>Beneficio: Brinda un medio de defensa y conciliación entre las partes cuando hay alguna discrepancia en las condiciones mediante los cuales se presta el servicio.</p> <p>Costo: No se impone ningún costo, debido a que se trata de un procedimiento optativo.</p>	Transportistas Distribuidor Usuarios de Transmisión y Distribución

Fuente: Elaborado por la CRE

Ahora bien, para los usuarios de media tensión del análisis del ingreso a VPN de la tarifa en media tensión muestra que el 75% de los casos estaría exento de aportar y sólo el 25% de los usuarios finales, el costo de su conexión excedería el ingreso tarifario por lo que tendrían que aportar el sistema de medición.

Por lo tanto, se desprenden los siguientes aspectos relevantes:

- En baja tensión ya no habría justificación para el régimen de aportaciones ya que las tarifas aprobadas por la CRE cubren los costos
- En media tensión, existen cuatro zonas, donde se pudiera identificar que marginalmente las tarifas no estarían cubriendo los costos de nuevas conexiones.
- Se esperaría que, en el segundo periodo tarifario, este efecto fuera disminuyendo
- Este periodo tarifario sería como la transición hacia la salida del régimen de aportaciones
- En alta tensión, el costo total de las obras es a cargo del solicitante

Derivado de lo anterior, se determina que estos costos no están directamente asociados con las modificaciones a las DACG de Transmisión y Distribución, ya que dependen del régimen de aportaciones y la regulación tarifaria que determine la CRE.

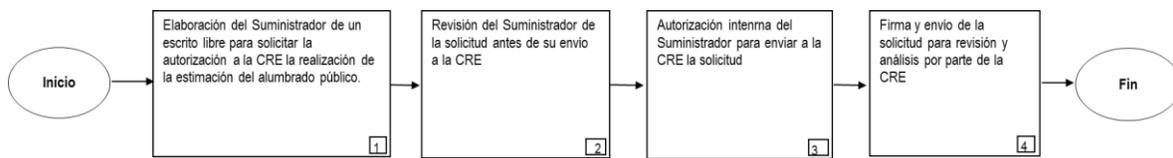
No obstante, la CRE identificó el costo de cumplimiento que, en su caso, podrían enfrentar los suministradores de energía eléctrica para determinar y solicitar la aprobación de la CRE cuando no resulte técnicamente factible la medición en el alumbrado público.

En específico, en el numeral 11.12.1 “Metodología de Estimación de Alumbrado Público” la CRE identifica el siguiente costo para los particulares:

- **Solicitud de autorización a la CRE para realizar la estimación del Alumbrado Público.**

A. Para la solicitud de autorización para realizar la estimación, la estimación de costos es la siguiente:

Diagrama de Flujos de la Actividad.



Las actividades que aplican para la prestación del servicio implicaran al siguiente personal administrativo:

No.	Puesto del Responsable	Actividad detallada
1	Personal Administrativo JD	Elaboración del Suministrador de un escrito libre para solicitar la autorización a la CRE la realización de la estimación del alumbrado público
2	Personal Administrativo SD	Revisión del Suministrador de la solicitud antes de su envío a la CRE
3	Personal Administrativo DA	Autorización interna del Suministrador para enviar a la CRE la solicitud
4	Personal Administrativo DG	Firma y envío de la solicitud para revisión y análisis por parte de la CRE

Al respecto, se consideraron los sueldos de referencia del Gobierno Federal para estimar el costo en el que incurrirá un Suministrador, como se muestra en la siguiente tabla:

Puesto	Sueldo Bruto Mensual	Actividad
Jefe de Departamento (JD)	\$19,509.72	Actividad 1
Subdirector de Área (SD)	\$33,615.07	Actividad 2
Director de Área (DA)	\$56,206.22	Actividad 3
Director General (DG)	\$150,297.27	Actividad 4

Asimismo, para la medición de los costos por uso de activos fijos se estimó el siguiente costo:

Número de Actividad	Tipo de activo	Cantidad	Costo de Adquisición Unitario (MXN)	Costo de Adquisición Actualizado (MXN)	Tasa Anual de Depreciación (%)	Monto Anual de Depreciación (MXN)	Monto de Renta (MXN/día)	Monto de Renta por jornada (MXN/8 hrs)	Monto de Renta por minuto (MXN/min)	Minutos utilizados para realizar la actividad (min)	Costo del uso del activo por minutos (MXN)
1	Equipo de cómputo e impresora	1	12966.72	12966.72	30%	3890.02	10.66	3.55	0.0592	60	3.55253
			-	12,966.72		3,890.02	10.66	3.55	0.06	60	3.55
2	Equipo de cómputo e impresora	2	12966.72	25933.44	30%	7780.03	21.32	7.11	0.1184	60	7.10505
			-	25,933.44		7,780.03	21.32	7.11	0.12	60	7.11
3	Equipo de cómputo e impresora	2	12966.72	25933.44	30%	7780.03	21.32	7.11	0.1184	60	7.10505
			-	25,933.44		7,780.03	21.32	7.11	0.12	60	7.11
4	Equipo de cómputo e impresora	1	12966.72	12966.72	30%	3890.02	10.66	3.55	0.0592	30	1.77626
			-	12,966.72		3,890.02	10.66	3.55	0.06	30	1.78
Costo Total de Depreciación			\$ 51,866.88	\$ 77,800.32	30%	\$ 23,340.10	\$ 63.95	\$ 21.32	\$ 0.36	210	\$ 19.54

Por lo tanto, en resumen, para la estimación del costo total se tiene lo siguiente:

Número	Responsable	Sueldo bruto mensual (MXN/mes)	Sueldo bruto diario (MXN/día)	Sueldo bruto por hora de jornada (MXN/8 hrs)	Sueldo bruto por minuto (MXN/min)	Minutos utilizados para elaborar la actividad (min)	Sueldo bruto por el número de minutos que dedica a la actividad* (MXN)
1	Profesionista (1 JD)	19,509.72	650.32	216.77	3.61	60	216.77
		19,509.72	650.32	216.77	3.61	60	\$ 216.77
2	Profesionista (1 SD)	33,615.07	1,120.50	373.50	6.23	60	373.50
		33,615.07	1,120.50	373.50	6.23	60.00	\$ 373.50
3	Profesionista (1 DA)	56,206.22	1,873.54	624.51	10.41	60	624.51
		56,206.22	1,873.54	624.51	10.41	60.00	\$ 624.51
4	Profesionista (1 DG)	150,297.27	5,009.91	1,669.97	27.83	30	834.98
		150,297.27	5,009.91	1,669.97	27.83	30.00	\$ 834.98
5	Profesionista	0.00	-	-	-		0.00
	Tasa de Interés	7%					
	Costo de oportunidad	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	\$ -
Costo Total por mano de obra		\$ 259,628.28	\$ 8,654.28	\$ 2,884.76	\$ 48.08	210	\$ 2,049.77

En ese sentido, el costo total unitario de la solicitud de autorización a la CRE para realizar la estimación del Alumbrado Público es de **\$2,069.31 pesos**.

Al día de hoy se cuenta con 4 suministradores básicos^{1,2} y 24 suministradores calificados³ con permiso otorgado, los cuales deberán solicitar la autorización a la CRE para realizar la estimación del Alumbrado Público, quedando un costo total de **\$ 57,940.76 pesos**.

¹ <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/356353/2018-03-08.pdf>

² http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5431302&fecha=29/03/2016

³ <http://usuariocalificado.cre.gob.mx/UsuarioCalificado/ListadoSuministrador>

Costos modificaciones DACG Suministro Eléctrico

Con lo que respecta a las modificaciones de las DACG que establecen el Suministro Eléctrico

Tabla 2. Modificaciones sobre Acciones Regulatorias ya dictaminadas

Acciones Regulatorias Modificadas	Beneficios/ Costos	Sujeto Regulado
Servicios y Procedimiento	<p>Beneficio: Se armoniza el servicio de Suministro Básico con la regulación de Generación Distribuida. Se incluye el procedimiento de cambio de Suministrador y del cambio a Suministrador de Último Recurso.</p> <p>Costo: No existen costos adicionales por esta acción regulatoria.</p>	Suministrador
Conexión, estimación y alumbrado público	<p>Beneficio: Se elimina, adecua y refiere a los plazos de conexión establecidos en las DACG de T y D. Se clarifica lo relativo a la estimación de alumbrado público y otras cargas dispersas. Se permite el cobro de diversos conceptos (contribuciones municipales y estatales) a cambio de una remuneración, sin condicionar cambio de Suministrador.</p> <p>Costo: No existen costos adicionales por la modificación de estas acciones regulatorias.</p>	Suministrador/ Usuarios Finales
Informes	<p>Beneficio: Se adecuaron los indicadores para los informes de prestación del servicio, de conformidad con las mejores prácticas de la industria. Se ajustó la periodicidad de entrega de los informes, así como el plazo de entrega de los mismos.</p> <p>Costo: No existen costos, ya que se simplifican los plazos de entrega, así como los requisitos de los indicadores. Asimismo, el Suministrador de Servicios Básicos actualmente es una empresa productiva del estado a través de una filial de CFE, por lo que propiamente no se trata de un particular.</p>	Suministrador de Servicios Básicos
Contrato de Suministro	<p>Beneficio: Se realiza una armonización de las cláusulas del contrato para seguir la estructura que</p>	Suministrador/ Usuario Final

Acciones Regulatorias Modificadas	Beneficios/ Costos	Sujeto Regulado
	<p>marcan las condiciones generales de transmisión y distribución en materia de bonificación e indemnización del usuario, ajustes a la facturación, cambio de suministrador, etc.</p> <p>Costo: No existen costos ya que sólo se realiza una armonización de lo que debería contener el contrato de suministro con lo ya establecido en las DACG de Transmisión y Distribución.</p>	
<p>Certificados de Energías Limpias (CEL)</p>	<p>Beneficio: Se armoniza que el Suministrador de Servicios Básicos pueda gestionar los CEL de la Generación Limpia Distribuida de conformidad con los Lineamientos de CELs emitidos por la SENER.</p> <p>Costo: No existen costos por tratarse de una armonización.</p>	<p>Suministrador/ Generador Exento</p>
<p>Ajustes por fallas, errores o anomalías en la medición</p>	<p>Beneficio: Se obliga al Suministrador de Servicios Básicos a realizar sus ajustes de facturación conforme a lo que se establece en las DACG de T y D por fallas, errores o anomalías en la medición.</p> <p>Costo: Las obligaciones ya existían en la Ley de la Industria Eléctrica y el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, así como en las DACG de T y D previamente dictaminadas por la entonces Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER), por lo que sólo se trata de un cambio de armonización.</p>	<p>Suministrador de Servicios Básicos/ Usuario Final</p>
<p>Marco conceptual y jurídico</p>	<p>Beneficio: Se incluyen y modifican definiciones: Rescisión, Suministrador, Suministro Eléctrico, Suspensión, Terminación.</p> <p>Se elimina fundamentación jurídica que no corresponde al tema de Suministro.</p> <p>Costo: No existen costos, ya que el cambio otorga certeza jurídica para los particulares.</p>	<p>Suministrador/ Usuario Final</p>

Fuente: Elaborado por la CRE, 2018

Beneficios de la propuesta regulatoria

Principales grupos o industria impactados: Grupos de empresas (tanto las existentes como las que pudieran entrar al mercado; Centrales Eléctricas, Centros de Carga y participantes de mercado). Empresas Productivas del Estado funcionando como Transportistas y Distribuidores.

Identificación de los Beneficios.

La Comisión ha identificado los siguientes beneficios directos de la propuesta regulatoria:

Tabla 3. Beneficios Directos de la modificación a las DACG

Beneficio Directo	Descripción
A. Reducción del tiempo de entrada al mercado de suministradores calificados.	La falta de certidumbre sobre las características, incertidumbre sobre la definición de propiedad de los equipos, falta de claridad en los procedimientos de cambio de suministrador, etc. obliga a los Suministradores Calificados a posponer su decisión de entrar al mercado, lo que se traduce en costos de capital en una situación sin la propuesta regulatoria. En la situación en la que emiten las modificaciones, las pérdidas financieras por los costos de capital se traducen en beneficios.
B. Instalación de sistemas de medición en función de las necesidades del centro de carga o la central eléctrica.	El contar con especificaciones sobre las características de los sistemas de medición con criterios de proporcionalidad evita el requerimiento por parte de la autoridad de sistemas de medición de costos elevados. Actualmente, los costos para la adquisición de estos equipos, dependiendo de las características que se elijan, así como su nivel de tensión, pueden variar de los \$2,500 USD hasta los \$7,500 USD.

Fuente: Elaborado por la CRE, 2018

A. Reducción del tiempo de entrada al mercado de suministradores calificados.

La propuesta regulatoria tiene el beneficio directo de permitir a los Suministradores Calificados su entrada en operación al mercado en tiempo, al brindarles la certeza sobre los sistemas de medición que se requieren, menores tiempos para su adquisición e instalación. Ello evita el costo de oportunidad del capital invertido de éstas empresas por el ahorro en tiempo transcurrido de no entrar al mercado.

A continuación, se presentan los resultados de un análisis elaborado por la CRE sobre el valor del mercado potencial de Suministro Calificado, que se obtuvo a través de 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 los permisionarios.

Al mes de junio de 2017, la CRE ha otorgado 24 permisos de Suministro Calificado. Cada uno de estos Suministradores ha invertido montos significativos para la consolidación de sus equipos de trabajo, equipos de software, centros de atención, garantías financieras para el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y costos del permiso, lo que se estima en una inversión inicial total promedio por empresa de **\$124,525,000 pesos**.

Por otra parte, la inversión proyectada para la operación en un periodo de 5 años reportada por estos Suministradores Calificados asciende a un monto total de aproximadamente **\$867 millones de pesos**, es decir, un promedio aproximado de **\$37 millones de pesos** cada uno para prestar la actividad de Suministro Calificado, y con una desviación estándar de 27 millones de pesos.

El mercado potencial de usuarios calificados, por otro lado, es decir, aquellos centros de carga que registran una demanda de al menos 1 MW en éste momento es de 4,434. Esto usuarios han crecido a una tasa mensual promedio de 1.10% de acuerdo a los datos de CFE para el periodo de mayo de 2015 a septiembre de 2016.

Tabla 4. 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

Grafica 1. Número de Usuarios Calificados proyectados



Meses, 2016

Fuente: Elaborado con datos de la CFE

Considerando ésta tasa de crecimiento de 1.10% con los datos de CFE para el año 2021 y todo lo demás constante, se tendrían 4735 Usuarios Calificados.

Por otra parte, de acuerdo con la información presentada por los permisionarios, la proyección para Usuarios Calificados Finales potenciales en el mercado de Suministro Calificado refleja que se podría llegar hasta 11,368 Usuarios en un periodo de 5 años, por lo que se tendrá una tasa de crecimiento anual compuesto⁴ de 216%.

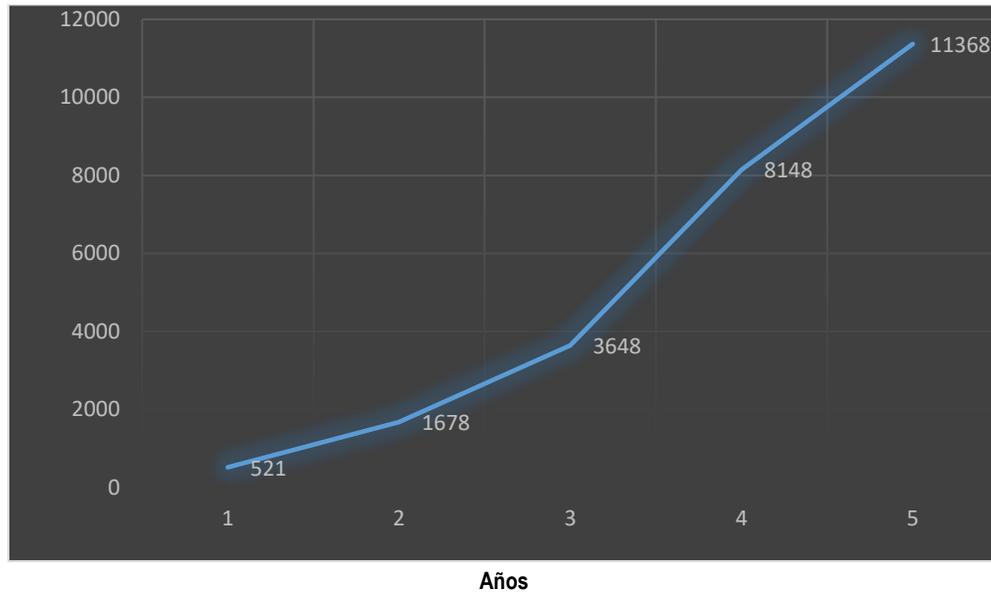
Tabla 5. Número de Usuarios Calificados

Suministradores	Usuarios Calificados				
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
24	521	1678	3648	8148	11368

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: $CAGR(t_0, t_n) = [V(t_n)/V(t_0)]^{(1/tn-t_0)}$.

Grafica 2. Número de Usuarios Calificados proyectados



Fuente: Elaborado con datos de los Suministradores Calificados

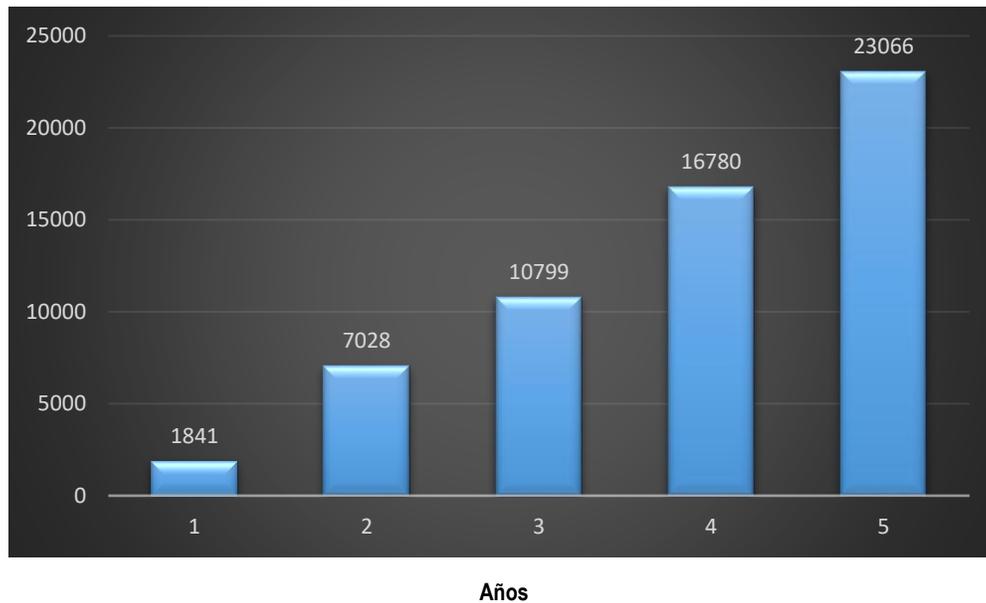
Asimismo, los datos de los suministradores muestran que la demanda eléctrica en MW tendría un crecimiento constante, lo que representa una disminución del riesgo de inversión para los Suministradores. Durante el primer año de operación del servicio de Suministro Calificado se esperaría una demanda de 1,841 MW, y de 23,066 MW para el quinto año.

Tabla 6. Demanda Eléctrica (MW)

Suministradores	MW				
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
24	1,841	7,028	10,799	16,780	23,066

Fuente: Elaborado con datos presentados por permisionarios de suministro calificado

Gráfica 3. Demanda Eléctrica (MW)



Fuente: Elaborado con datos de los Suministradores Calificados

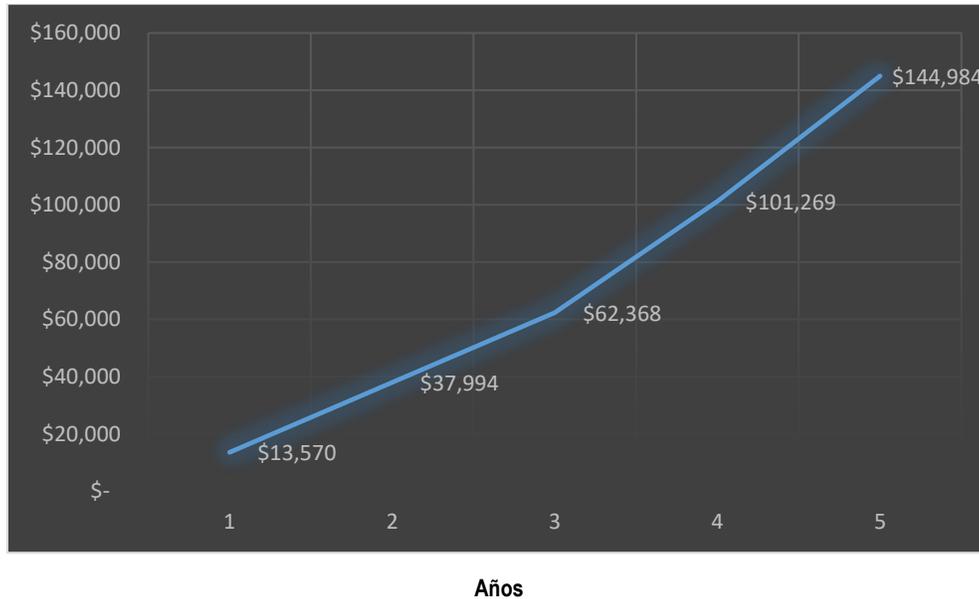
Asimismo, se realizó el cálculo del valor presente neto (VPN) de las ventas estimadas máximas monetizadas en millones de pesos (MDP) para el mismo periodo de 5 años, considerando una tasa de descuento del 12%, y en que se obtiene que el VPN es de 1 300.99 millones de pesos, lo que representa que la inversión inicial es factible.

Tabla 7. Ventas Máximas Estimadas (MDP)

Suministradores	MDP					VPN
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	
24	13,570	37,994	62,368	101,269	144,984	1 300.99

Fuente: Elaborado con datos de los Suministradores Calificados

Grafica 4. Ventas Máximas Estimadas (MDP)



Fuente: Elaborado con datos de los Suministradores Calificados

A.1 Evaluación del beneficio por reducción de tiempo de entrada al mercado

La CRE realizó tres evaluaciones de beneficios de la propuesta regulatoria con relación al beneficio identificado por reducción de los tiempos de entrada al mercado. Éstos beneficios se pueden caracterizar como los costos evitados de la situación sin la propuesta regulatoria. En la tabla siguiente se describe brevemente la caracterización para la cuantificación de los costos evitados:

Tabla 8. Costos evitados por la reducción de entrada al mercado

Costos de capital	La inversión inicial de los 24 Suministradores Calificados asciende a \$866,603,307 pesos. El costo de oportunidad considerando una tasa de fondeo ponderado de 6.24% ⁵ que publica el Banco de México permite caracterizar distintos escenarios en función del tiempo de entrada al mercado.
Pérdida de ingresos	El total de ventas máximas estimadas de los 24 Suministradores Calificados asciende a 1,300 millones de pesos en valor presente neto para un horizonte de operación de 5 años. Considerando la trayectoria de gastos de inversión para diferente escenarios de tiempos

⁵<http://www.banxico.org.mx/SieInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?sector=18&accion=consultarCuadroAnalitico&idCuadro=CA52&locale=es>

	de entrada al mercado, se puede estimar la pérdida proporcional de ingresos.
Pérdida de clientes potenciales	El retraso en la entrada al mercado de los Suministradores Calificados puede repercutir negativamente en su actividad por la pérdida de clientes potenciales. Para estimar el costo de la pérdida de clientes potenciales la CRE realiza una cuantificación en función del valor promedio de MWh consumidos que dejaría de facturar las empresas de suministro calificado se transferiría al suministro de la empresa preponderante.

Fuente: Elaborado por la CRE, 2018.

Costo Evitado 1. Costo de Capital

Con el dato de inversión inicial de los 24 Suministradores Calificados se puede estimar la pérdida por costos de capital para éstas empresas.

Para determinar el tiempo de espera para entrar al mercado consideremos que la propuesta regulatoria establece los plazos supletorios de 3 meses de la LFPA para la adquisición, certificación e instalación del medidor, por lo que todo arriba de éste plazo sería el costo incremental.

Supongamos tres escenarios de tiempo de entrada:

- I. De cero a tres meses, $t = [0,3]$
- II. De tres a seis meses, $t = [3,6]$
- III. De seis a nueve meses, $t = [9,12]$

Para estimar el costo incurrido por tiempo de espera consideremos el costo de oportunidad que tendría ese monto de inversión si se hubiera asignado a otro activo, y el costo se obtendría como los rendimientos de la segunda mejor opción.

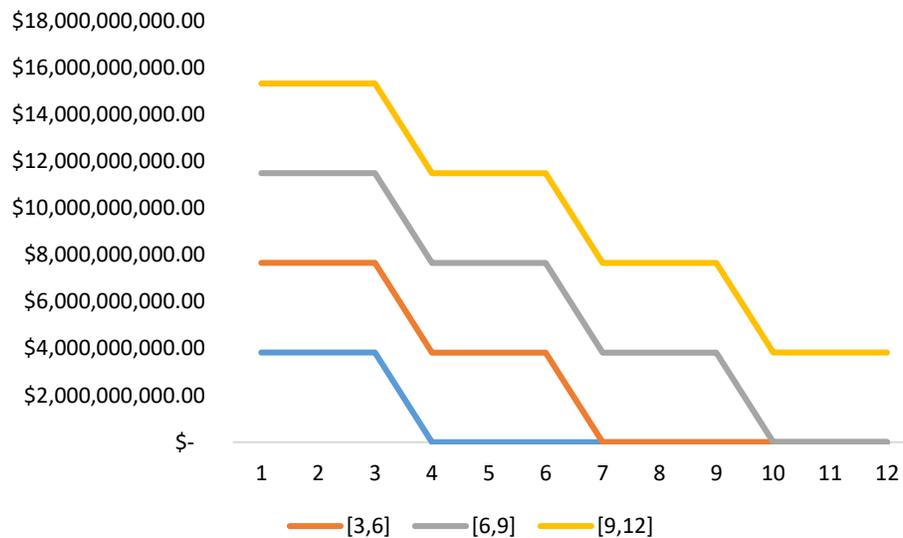
Supongamos que, en su lugar, los recursos asignados al suministro se invirtieran en instrumentos privados de corto plazo lo cual puede incluir valores de Certificados Bursátiles y Papel Comercial que son representativos de las operaciones de mayoreo realizadas por la banca y casas de bolsa. La tasa promedio -ponderada por el monto- de las operaciones realizadas al plazo semanal que se realizan con éstos títulos privados es de 7.25%⁶ al cierre de marzo, lo que implica un rendimiento mensual del capital de alrededor del 32%.

⁶ Tasas de interés Semanales de valores privados de corto plazo al 31 de marzo de 2017 reportada por el Banco de México:

<http://www.banxico.org.mx/SieInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?sector=18&accion=consultarCuadro&idCuadro=CF348&locale=es>

El costo de oportunidad para los diversos escenarios de tiempo de entrada considerando la inversión inicial por empresa (CAPEX) de \$124,525,000 pesos son los siguientes:

Gráfico 5. Costo de oportunidad por empresa



Fuente: Elaborado por la CRE, 2018

Por lo tanto, el costo de oportunidad incremental, es decir sobre el plazo máximo de tres meses para entrar al mercado considerando la tasa de interés de valores privados (papel bursátil y comercial) sería la siguiente:

Tabla 9. Costo de oportunidad Incremental

Tiempo de entrada sin anteproyecto	Costo de oportunidad incremental por empresas (pesos)	Costo de Oportunidad Total (24 empresas) (pesos)
3 a 6 meses	\$ 120,790,316	\$ 11,491,192,593
6 a 9 meses	\$ 241,580,633	\$ 11,491,192,593
9 a 12 meses	\$ 362,370,949	\$ 34,473,577,780
Total	\$ 241,580,633	\$ 22,982,385,187

Fuente: Elaborado por la CRE, 2018

Al respecto, el costo de oportunidad incremental se configura en beneficios en la situación con proyecto, por lo que el beneficio directo de emitir modificaciones a las DACG de Transmisión y Distribución, así como las DACG que establecen las Condiciones Generales de Suministro Eléctrico, se puede estimar en un intervalo de **\$120 a 362 MDP por empresa** en el primer año. Ello equivale a un **beneficio total para el segmento de suministro calificado de 11,491 MDP a 34,473 MDP**.

Costo Evitado 2. Pérdida de Ingresos.

Para estimar la pérdida anual de ingresos se considerará las ventas estimadas máximas reportadas por los Suministradores Calificados dentro de los escenarios de tiempo arriba del plazo de tres meses, por lo que se considerará la parte proporcional de pérdidas de ingresos hasta 9 meses del valor monetario de ventas totales menos los costos de operación. Con los datos reportados podemos calcular la utilidad mensual neta de operación.

Tabla 10. Utilidades netas por ventas máximas

Rubro	Monto (pesos)
Beneficios VPN Anual	\$ 47,691,975,786
Beneficios VPN Mensual	\$ 3,974,331,316
Opex Anual	-\$ 886,603,307
Opex Mensual	-\$ 73,883,609
Utilidad Neta Anual	\$ 46,805,372,479
Utilidad Neta Mensual	\$ 3,900,447,707

Fuente: Elaborado por la Unidad de Regulación, 2018

Por lo tanto, las pérdidas de ventas potenciales se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 11. Pérdida de Ingresos netos por tiempo de entrada

Tiempo de entrada al mercado	Pérdida Promedio (pesos)
3 a 6 meses	\$ 17,552,014,680
6 a 9 meses	\$ 29,253,357,799
9 a 12 meses	\$ 40,954,700,919

Fuente: Elaborado por la Unidad de Regulación, 2018

Costo evitado 3. Pérdida por clientes potenciales

El retraso en la entrada al mercado de los Suministradores Calificados puede repercutir negativamente en su actividad por la pérdida de clientes potenciales. Para estimar el costo de la pérdida de clientes potenciales la CRE realiza una cuantificación en función del valor promedio de MWh consumidos que dejaría de facturar las empresas de suministro calificado se transferiría al suministro de la empresa preponderante para tres escenarios.

De los datos reportados por los Suministradores Calificados el promedio anual y mensual en MWh consumidos asciende a 10.476 millones de MWh y 873,010 MWh. Supongamos que, para los tres escenarios de tiempo de entrada al mercado, las pérdidas por clientes potenciales son de 5%, 10% y 15% respectivamente. Considerando el precio marginal local (PML) para el mes de abril de 2016 de \$945.7 pesos para el Sistema Eléctrico Nacional tenemos los siguientes resultados:

Tabla 12. Pérdida de Cliente potenciales para diferentes escenarios

Promedio Anual (MWh)	10,476,238
Promedio Mensual (MWh)	873,019
Precio MWh	945.7
Pérdida Mensual	825,614,927.31
Escenario 5%	\$ 866,895,674
Escenario 10%	\$ 953,585,241
Escenario 15%	\$ 1,096,623,027

Fuente: Elaborado por la CRE, 2018

B. Instalación de sistemas de medición en función de las necesidades de la central eléctrica o centro de carga.

El contar con especificaciones sobre las características de los sistemas de medición con criterios de proporcionalidad evita el requerimiento por parte del CENACE de sistemas de medición en costos elevados. Actualmente, los costos para la adquisición de estos equipos, dependiendo de las características que se elijan, así como su nivel de tensión, pueden variar de los \$2,500 USD hasta los \$7,500 USD.

Las especificaciones sobre las características de los equipos de medición evitan los elevados costos en la adquisición de infraestructura de medición. Actualmente, los costos para la adquisición de estos equipos, dependiendo de las características que se elijan, así como su nivel de tensión, pueden variar de los \$2,500 USD hasta los \$7,500 USD. Dependiendo del número de puntos de medición con los que cuente un Participante de Mercado, esto podría representar costos significativos de no existir certeza jurídica sobre las características adecuadas y necesarias para cada punto de medición específico.

Tabla 13. Costos potenciales por la adquisición de infraestructura de medición

Requerimientos	Generadores						
	AT	MT	AT	MT		MT y BT	BT
				D ≥ 750 kW	750 kW ≤ D ≤ 75 kW	75 > kW	50 kW ≥ D
Clase de exactitud	\$6,000 a \$7,500 USD			\$4,500 a \$5,500 USD		\$600 a 2,500 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

Tabla 12. Costos de los Transformadores de Instrumentos

Elemento	Generadores		Cargas				
	AT	MT	AT	MT		MT y BT	BT
				Dem. ≥ 750 kW	750kW > Dem. ≥ 75kW	75 kW > Dem.	50 kW ≥ Dem.
Transformador de Potencial (NMX-J-109)	400kV (3) \$33,500.00 USD 230 kV (3) \$29,500.000 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) \$31,100.000 USD 69 kV - 161 kV (3) \$26,000.00 USD			Tipo dona \$350.00 USD			

Fuente: CENACE, 2016

Las modificaciones a las DACG respectivas da certeza jurídica sobre las características y especificaciones necesarias al establecer una estratificación por requerimientos de medición, evitando así los riesgos en términos de elevados costos potenciales en la adquisición de la infraestructura del sistema de medición.

Tabla 13. Tabla de Estratificación de sistemas de medición

Requerimientos	Generadores			Cargas			
	Alta tensión	Media tensión	Alta tensión	Media tensión		Media y baja tensión	Baja tensión
				Demanda \geq 750 kW	750 kW > Demanda \geq 75 kW	75 kW > Demanda	50 kW \geq Demanda
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 GPRS y Óptico
Software de explotación	Que permita explorar 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 la energía de acuerdo a la norma NMX-J-610/4-3-ANCE Clase A						
Tipo de montaje	Tablero extraíble	Tablero extraíble o Socket	Tablero extraíble	Socket			

Al respecto, para evaluar el beneficio potencial de la emisión de las modificaciones consideremos la diferencia del costo de los equipos de medición multiplicados por el número de agentes en los diferentes segmentos, tanto de generación como de suministro:

Tabla 14. Beneficios por la estratificación de los equipos de medición

Segmento	Número	Costo Incremental ⁷ (\$)	Beneficio
Generación ⁸	1622	\$ 27000	\$43,794,000
Centros de Carga (Usuarios Calificados) 2021	4732	\$ 18,000	\$ 85,176,000
Transformadores en Alta y Media Tensión	2320	\$ 180,000	\$ 417,600,000
Total			\$ 546,570,000

Fuente: Elaborado por la CRE, 2018

⁷ Se toma la diferencia del máximo valor de un medidor contra el mínimo valor y se considera un T.C de 18 pesos/usd.

⁸ Base de Datos de Generación para PIIRCE 2016-20130

<https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>

Tabla 15. Beneficios Totales de la emisión de las modificaciones a las DACG

Beneficio Directo	Beneficio Totales
A. Reducción del tiempo de entrada al mercado de suministradores calificados.	\$ 22,982,385,187
B. Instalación de sistemas de medición en función de las necesidades del centro de carga o la central eléctrica.	\$ 546,570,000
Beneficios Totales	\$ 23,037,042,187

Fuente: Elaborado por la CRE, 2018

Evaluación del Beneficio neto de la propuesta regulatoria

Tabla 16. Beneficios Neto (B-C)

Beneficio Directo	Beneficio Totales
A. Beneficios Totales	\$ 23,037,042,187
B. Costo Totales	\$ 57,940.76
Beneficio Neto	\$ 23,036,984,247

Fuente: Elaborado por la CRE, 2018

Derivado de lo anterior, la CRE estima que la emisión de la regulación podrá generar un beneficio neto positivo de **\$ 23,036 millones de pesos, es decir que los beneficios de la emisión de la propuesta regulatoria son superiores a los costos de cumplimiento de los particulares.**