

A woman with long dark hair is seen from the side, leaning her head and arms on a dark, textured ledge. She is looking out over a city at sunset. The sky is a mix of orange, pink, and purple. The city lights are visible in the background, and mountains can be seen in the distance.

CALIDAD

Y CONFIABILIDAD DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS EN AMÉRICA LATINA

Alberto Levy
Juan José Carrasco



Catalogación en la fuente proporcionada por la
Biblioteca Felipe Herrera del Banco Interamericano de Desarrollo

Levy, Alberto.

Calidad y confiabilidad de los servicios eléctricos en América Latina / Alberto Levy,
Juan José Carrasco, p. cm. — (Monografía del BID ; 809)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Electric utilities-Latin America. 2. Electric power distribution-Latin America.

3. Electric power failures-Latin America. I. Carrasco, Juan José.

II. Banco Interamericano de Desarrollo. División de Energía. III. Título. IV. Serie. IDB-MG-809

Códigos JEL: L510, L940, L980

Palabras clave: Calidad de Servicio, Electricidad, Regulación, América Latina,
Desempeño de empresas de servicios públicos

Copyright © 2020 Banco Interamericano de Desarrollo. Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons IGO 3.0 Reconocimiento-NoComercial-SinObrasDerivadas (CC-IGO 3.0 BY-NC-ND) (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>) y puede ser reproducida para cualquier uso no-comercial otorgando el reconocimiento respectivo al BID. No se permiten obras derivadas.

Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la CNUDMI (UNCITRAL). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia CC-IGO y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones adicionales de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.



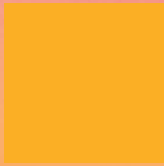
CALIDAD Y CONFIABILIDAD

DE LOS SERVICIOS ELÉCTRICOS EN AMÉRICA LATINA

Alberto Levy*
Juan José Carrasco**

***Banco Interamericano de Desarrollo**

****Comisión de Integración Energética Regional**





CONTENIDO

Agradecimientos	11
La Calidad del Servicio de Electricidad en América Latina	12
Introducción	12
Qué es la Calidad del Servicio	13
Por qué es importante la Calidad del Servicio	13
Qué nivel de calidad es necesario	16
La medición de la Calidad del Servicio de Electricidad	20
Diagnóstico de la calidad	21
América Latina y el mundo: un comparativo con los niveles de calidad entre regiones	21
Origen de la regulación de la Calidad del Servicio eléctrico en la región	23
Continuidad del suministro eléctrico: Muestra y recolección de información	38
Conclusiones	45
Bibliografía	48
Artículos de divulgación científica	51

Anexo 1.	
Indicadores de Continuidad	54
Concepto de Continuidad del Suministro	54
Importancia de la continuidad del suministro	55
Registro de las interrupciones	56
Apuntes sobre el registro de las interrupciones en los países de la región	57
Registro de las interrupciones - Perú	58
Registro de las interrupciones - Uruguay	59
Indicadores utilizados	60
Indicadores de continuidad del suministro eléctrico de uso internacional ..	61
Indicadores de continuidad del suministro utilizados en los países de la región y evolución de sus valores por país	62
Indicadores Argentina	63
Indicadores individuales	64
Indicadores colectivos	64
Evolución de indicadores colectivos	64
Indicadores Brasil	67
Indicadores individuales	67
Indicadores colectivos	67
Evolución de los Indicadores colectivos	69
Indicadores Chile	75
Evolución de los Indicadores colectivos	77
Indicadores Colombia	81
Indicadores individuales	81
Indicadores Costa Rica	91
Evolución de los indicadores colectivos	91
Indicadores Ecuador	93
Indicadores individuales	93
Indicadores colectivos	93
Evolución de los indicadores colectivos	94
Indicadores México	96
Indicadores Panamá	97
Evolución de los indicadores colectivos	98
Indicadores Perú	100
Indicadores individuales	100
Evolución de los indicadores colectivos	102
Otras aperturas de los indicadores de Perú	108
Indicadores Uruguay	111
Indicadores individuales	111
Indicadores colectivos	111
Evolución de los indicadores colectivos	112
Resumen de la evolución de los indicadores a nivel país de continuidad del suministro	116
Argentina	116
Brasil	117
Chile	117
Colombia	117
Costa Rica	118
Ecuador	118

México	118
Panamá	118
Perú	119
Uruguay	119
Benchmarking sobre valores de indicadores a nivel país de continuidad del suministro	119
Tolerancias o límites de los indicadores de calidad del servicio	123
Establecimiento de los límites	123
Apuntes sobre las tolerancias de los indicadores en los países de América Latina	124
Tolerancias Argentina	124
Tolerancias Brasil	124
Tolerancias Colombia	125
Tolerancias Costa Rica	126
Tolerancias Ecuador	127
Tolerancias Panamá	128
Tolerancias Perú	131
Tolerancias Uruguay	132
Resumen de los valores de tolerancia de los indicadores de continuidad del suministro	133

Anexo 2.

Calidad del voltaje

135

Apuntes sobre la regulación de la calidad del voltaje en los países de la región	136
Calidad del voltaje - Argentina	136
Calidad del voltaje - Brasil	137
Calidad del Voltaje - Chile	139
Calidad del voltaje - Colombia	140
Calidad del Voltaje - Costa Rica	140
Calidad del voltaje - Ecuador	141
Calidad del Voltaje - México	142
Calidad del voltaje - Panamá	142
Calidad del voltaje - Perú	143
Calidad del voltaje - Uruguay	144
Resumen de los valores de tolerancia del voltaje suministrado	145

Anexo 3.

Calidad del Servicio Comercial

147

Plazos de conexión y desconexión de la Normativa Comercial	147
Plazos Normativa Comercial - Argentina	147
Plazos Normativa Comercial - Brasil	148
Plazos Normativa Comercial - Ecuador	149
Plazos Normativa Comercial - México	150
Plazos Normativa Comercial - Panamá	151
Plazos Normativa Comercial - Uruguay	151
Apuntes sobre otros controles de la Normativa Comercial	153

Otros controles Normativa Comercial – Argentina	153
Otros controles Normativa Comercial – Brasil	153
Otros controles Normativa Comercial – México	154
Otros controles Normativa Comercial – Panamá	154
Otros controles Normativa Comercial - Uruguay	155

Anexo 4.

Incentivos, sanciones y compensaciones

156

Incentivos, sanciones y compensaciones – Argentina	156
Incentivos, sanciones y bonificaciones – Brasil	157
Incentivos, sanciones y bonificaciones – Chile	159
Incentivos, sanciones y bonificaciones – Colombia	160
Incentivos, sanciones y compensaciones – Ecuador	162
Incentivos, sanciones y compensaciones – México	163
Incentivos, sanciones y compensaciones – Panamá	163
Incentivos, sanciones y compensaciones – Perú	164
Incentivos, sanciones y compensaciones – Uruguay	165

Anexo 5.

Valoración de la Energía No Suministrada (ENS)

167

Apuntes sobre la valoración de la Energía No Suministrada (ENS)	167
Valoración de la ENS - Argentina	167
Valoración del ENS en Brasil	168
Valoración de la ENS - Panamá	168
Valoración de la ENS - Perú	168
Valoración de la ENS - Uruguay	168

Anexo 6.

Calidad del servicio eléctrico en Europa

169

Indicador global de Minutos perdidos por año	170
Indicador global de Número de interrupciones por año	172

Anexo 7.

Calidad del servicio eléctrico en Estados Unidos

174

Anexo 8.
Análisis transversal de los criterios y normativa utilizada para evaluar la calidad de los servicios 186

Evaluación de la continuidad del suministro 186
Registro de las interrupciones 186
Definición de interrupción 186
Indicadores y tolerancias utilizadas para evaluar la continuidad del suministro 187
Indicadores Globales o Colectivos (por agrupamiento) e indicadores individuales 187
Agrupamientos- indicadores propios y aportados 187
Periodos de control 188
Origen de las interrupciones propias y externas 188
Consideraciones sobre interrupciones programadas y no programadas ... 188
Interrupciones encuadradas bajo “Causal de Fuerza Mayor” 188
Evaluación de la calidad del voltaje 189
Evaluación de la calidad del servicio comercial (plazos de conexión) 189

Anexo 9.
Definiciones 190

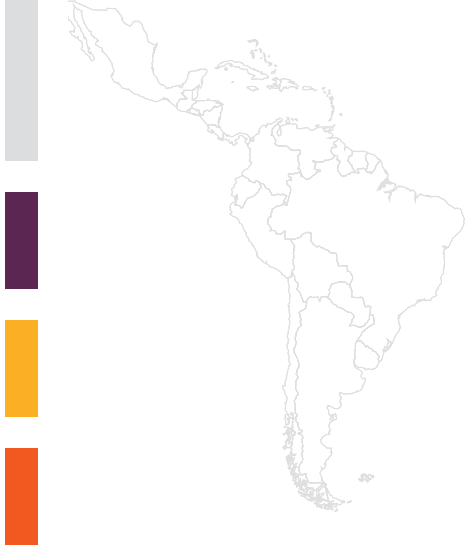






Agradecimientos

El equipo quisiera agradecer enormemente la colaboración de los organismos reguladores de Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Ecuador, México, Panamá, Perú y Uruguay, quienes amable y decididamente apoyaron al equipo con la información requerida para realizar el análisis. También quisiéramos agradecer enormemente el apoyo entusiasta de Andrés Hermida, Roberto Rodríguez y Alejandro Pardo, quienes trabajaron arduamente en levantar la información, homologar y procesar la información que sirvió de base a este documento. También quisiéramos reconocer por su gran aporte a la primera sección a David López, quien levantó toda la bibliografía y redactó porciones muy significativas del texto. Quisiéramos, de igual manera, agradecer a nuestros compañeros en el BID Roberto Aiello y María Eugenia Sannín Vázquez por los muy acertados comentarios realizados a borradores de este documento, así como a Michelle Hallack, por el continuo ánimo a proseguir y completar el documento. Finalmente, también queremos agradecer al Banco Interamericano de Desarrollo por haber aportado los recursos necesarios para la contratación de consultores y a la Comisión de Integración Energética Regional CIER, por el apoyo institucional que nos permitió hacer los contactos para obtener la información necesaria. No sobra decir, por supuesto, que cualquier error u omisión es responsabilidad exclusiva de los autores.



LA CALIDAD DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD EN AMÉRICA LATINA

Introducción

La región de América Latina (AL) ha hecho avances muy importantes en la provisión de electricidad. Desde el 2002 al 2017, la cobertura en la región se ha ampliado de 88% a 97%, según las estadísticas de la Organización Latinoamericana de Energía (2019). La conexión al servicio eléctrico, sin embargo, es sólo una condición necesaria. Para que la conexión sea realmente útil, es también necesario que el servicio eléctrico se preste de manera confiable y suficiente. Una baja calidad y una insuficiencia de la confiabilidad afectan la productividad de las empresas y el nivel de vida de la población (Fay y Morrison, 2007), obligando a recurrir a fuentes alternativas de energía, tales como las empresas con generadores propios, o a las personas con velas o baterías, incrementando sustancialmente los costos para la obtención de energía. (Chakravorty, Pelli, y Ural Marchand 2014; Allcott, Collard-Wexler, and Connell 2014; Fisher-Vanden, Mansur y Wang 2015; Alby, Dethier y Straub 2013; Andersen y Dalgaard, 2013). Además de contar con conexión al servicio y que la población tenga la capacidad para pagarlo, también resulta importante que el servicio se encuentre disponible cuando se necesita y en la medida que se requiera. Por lo tanto, la calidad del servicio eléctrico es un hito de estudio por su impacto económico y social, ya que niveles de calidad bajos tienen efectos negativos en la satisfacción del cliente e impactan en la productividad, tanto a nivel empresa como a nivel hogar.

Debido a su característica de servicio público y a que las inversiones maduran en el mediano y largo plazo, el servicio eléctrico se encuentra bajo influencia de factores de distinta naturaleza que inciden en la planificación de las inversiones y en la calidad del servicio. El primer grupo se refiere a factores estocásticos, tales como eventos climáticos que ocasionan interrupciones no programadas, y crecimientos no anticipados de demanda que generan requerimientos de desempeño elevados sobre los equipos. La segunda categoría se refiere a las fallas en los equipos por falta de inversiones en la expansión de los sistemas, que obligan a la infraestructura a operar en rangos por fuera de sus valores de diseño. Como consecuencia de la obsolescencia, falta de mantenimiento tanto preventivo como correctivo, mala gestión de los procesos de operación de la red, o uso continuo por encima de sus capacidades, los equipos presentan fallas por encima de los valores razonables de diseño. Cuando los equipos

operan de manera permanente por encima de su capacidad nominal, se reduce su vida útil y eficiencia operativa, aumenta la probabilidad de falla y, por lo tanto, reduce la calidad del servicio. Esto es de particular importancia, pues una disminución de los índices de calidad del servicio puede revelar problemas sistémicos de la red.

El objetivo del presente estudio es realizar un diagnóstico de la situación de la calidad del servicio eléctrico en la región a partir de un análisis de sus principales indicadores. El estudio abarca aspectos relacionados con la disponibilidad del servicio eléctrico, la calidad del producto o voltaje, la calidad comercial del servicio suministrado, además de estar acompañado por un análisis de los marcos regulatorios de los países participantes. Un factor que motivó la elaboración de este estudio fue la actualización de los datos. En América Latina sólo se contaba con un estudio que ha evidenciado la situación de la calidad de los servicios eléctricos, con información de diez años de antigüedad. Otra característica en términos de datos fue la posibilidad de contar con una muestra amplia de empresas y países debido a que sólo un número limitado de empresas (aquellas de capital abierto cuyas acciones se transan en mercados financieros), o en aquellos países donde está plenamente vigente un marco regulatorio, informan acerca de sus niveles de calidad del servicio. A su vez, se debe tener en cuenta que más allá de la valoración puntual de los indicadores, se considera que uno de los aspectos más relevantes del estudio es el análisis de la evolución en el tiempo de estos, para cada uno de los países y regiones consideradas, así como la búsqueda y resumen de la normativa y fundamentos que justifiquen las tendencias que se observen. Por lo que, con este trabajo la División de Energía está dando un primer paso hacia la identificación y evaluación de buenas prácticas a nivel país y empresa.

Qué es la calidad del Servicio

La energía eléctrica que se consume en hogares, comercios e industria, en su estado ideal, tiene una forma sinusoidal pura, es decir, oscila entre un valor positivo y un valor negativo máximo a una frecuencia dada, que es de 60 oscilaciones por segundo o ciclos para los países con el estándar de Estados Unidos, y de 50 ciclos bajo el estándar europeo. Factores atmosféricos y operativos, así como la condición de los equipos y de la demanda, hacen que ocurran desviaciones de esta forma sinusoidal pura. Las desviaciones pueden venir dadas por valores por encima o por debajo de los establecidos, por distorsiones de la onda sinusoidal pura, o porque simplemente no se entrega la energía. Esto último es lo que se conoce como “se fue la luz” pero el primer tipo de desviaciones puede afectar el funcionamiento de los equipos o incluso dañarlos completamente. Estas desviaciones, precisamente, es lo que se busca medir con los índices de calidad del servicio.

Por qué es importante la Calidad del Servicio

La electricidad es un componente básico en la economía moderna y un insumo clave en los distintos procesos productivos. Sin embargo, en países subdesarrollados, los usuarios y las empresas enfrentan interrupciones frecuentes, programadas o no. Estas interrupciones, y fluctuaciones en el voltaje fuera de los parámetros, pueden causar pérdidas materiales, aumentar los costos y afectar de manera adversa a la producción (Alby et al. 2012). Una parte creciente de la literatura se encuentra abocada a examinar los impactos sociales y económicos que genera una mejora en la calidad de la infraestructura en los países en desarrollo (Dinkelman, 2011).

Las consecuencias producidas por las interrupciones del servicio eléctrico varían de acuerdo con el tipo de consumidor. Por ejemplo, a las empresas se les elevan los costos de dos maneras: el primero de ellos se asocia a la pérdida volúmenes de producción y los insumos asociados, así como mayores costos por arranque y parada, ya que sin electricidad

muchos de los procesos productivos se detienen y reiniciar el ciclo productivo tiene costos asociados. En los procesos productivos por lotes (batch), una interrupción podría dañar todo el lote, haciendo que el mismo tenga que ser descartado. El segundo impacto es el posible incumplimiento de contratos y las penalidades asociadas. Por su parte, los hogares se enfrentan a la pérdida en la conservación de sus alimentos, interrupciones en su tiempo de recreación, y la exposición a la inclemencia del estado del clima y variación de las temperaturas (Nooij et al., 2007).

Los impactos económicos asociados a las interrupciones y bajos niveles de la calidad se pueden clasificar en directos e indirectos. Los efectos directos están ligados a la pérdida de producción, los costos de reinicio, los daños al equipo y el deterioro de las materias primas en la cadena de producción. Por su parte, los impactos económicos indirectos son, por ejemplo, el costo de los ingresos que se pospone y el costo financiero de la pérdida de cuota de mercado, riesgo de repagos de préstamos o mayores costos de seguros. Asimismo, los impactos sociales de estas interrupciones son la temperatura incómoda en el trabajo, la pérdida de tiempo libre, y el riesgo para la salud y la seguridad (Targosz y Manson, 2007).

El costo asociado a las interrupciones se refiere al valor perdido de un cliente que resulta de una pérdida temporal del servicio eléctrico, que tienen dos dimensiones: las anteriormente descritas, que tienen impacto en el corto plazo, y los costos de respuesta adaptativa de largo plazo. Los costos de largo plazo son aquellos en los que incurre una empresa con la intención de minimizar los impactos de interrupciones potenciales del sistema. Entre estos costos encontramos: a) los costos por la adquisición de generadores de respaldo o equipos de bombeo para reducir el impacto de futuras interrupciones; b) la pérdida de ingresos o costos adicionales asociados a los cambios permanentes que debe hacer la empresa para ajustar su proceso de producción y mitigar sus efectos durante los períodos con mayor probabilidad de interrupción; c) los gastos en capital para dotar de flexibilidad a los procesos de producción y la habilidad de reaccionar ante una interrupción del servicio (Caves, Herriges y Windle, 1992).

Las interrupciones eléctricas pueden causar otros inconvenientes a las empresas y generar incertidumbre en las actividades de negocio. Desde un punto de vista macroeconómico, cada negocio se encuentra conectado con el resto de la economía —mediante el ensamble de línea de producción— y cada una de las economías lo está con el resto de mundo —oferentes con demandantes— por lo que, una mala calidad del servicio eléctrico puede tener repercusiones más allá del ámbito local. Cheng et al. (2013) afirman que interrupciones en el servicio eléctrico pueden causar grandes pérdidas económicas en un país al grado de obstaculizar el crecimiento económico. Por ejemplo, el estudio de Andersen y Dalgaard (2013) estima el efecto total que tienen las interrupciones eléctricas en el crecimiento económico del África subsahariana para el período de 1995-2007, reduciendo el producto interno bruto de largo plazo en 2.86%. Los efectos de una mala calidad del servicio eléctrico son el incremento en la incertidumbre del negocio, y disminución en los retornos de la inversión, así como una disminución en la atracción de inversión extranjera (Adenikinju, 2005). Por su parte, Cissokho y Seck (2013) afirman que cualquier tipo de restricción, especialmente aquellas que afectan la producción directamente como en el caso de las interrupciones eléctricas, puede traducirse en un obstáculo para realizar negocios y afectar la relación con los consumidores. Las interrupciones eléctricas afectan a las empresas tanto en países desarrollados como economías en desarrollo; sin embargo, la magnitud de su impacto, su frecuencia, así como las causas que lo originan se diferencian unas de otras. Por lo que, no existe duda que un déficit en infraestructura eléctrica daña al crecimiento económico (Eberhard et al. 2008; IMF, 2008; Jones, 2011).

Frecuentes interrupciones del servicio eléctrico repercuten en la productividad de una empresa. Podríamos esperar que las empresas reorganicen sus actividades con el objetivo de cancelar posibles efectos adversos causados por las interrupciones. Las estrategias in-

cluyen un traslado de trabajadores de actividades intensivas en electricidad a actividades menos demandantes de este insumo o intensificar la producción en el lapso que se cuente con servicio eléctrico. Como mencionamos anteriormente, muchas empresas han decidido producir su propia electricidad con la intención de evitar los posibles efectos generados por una interrupción del servicio.

Por otro lado, el efecto de una interrupción a nivel residencial es difícil de evaluar ya que los hogares no generan productos de venta en los mercados ni tampoco cuentan con líneas de producción donde la electricidad sea un insumo. Los niveles de inconformidad y ansiedad producidos por las interrupciones eléctricas están asociados a fallas en el acondicionamiento de aire, acceso a internet, iluminación, y un menor uso de utensilios de cocina y lavado. En zonas urbanas, las fallas eléctricas conllevan fallas en el bombeo de agua en los edificios, el traslado vertical de ascensores, en particular de personas mayores. Las constantes interrupciones del servicio eléctrico en los hogares conllevan la privación de actividades sociales, el uso de dispositivos eléctricos y el desperdicio de comida.

Un mal servicio eléctrico conduce a una menor inscripción de las mujeres a las escuelas, y conduce a un mayor involucramiento en la recolección de maderas o recursos alternativos a la electricidad (Kohlin, et al. 2011). La literatura abocada a estudios de género y energía sugiere que proveer de electricidad a comunidades y hogares promueve la equidad de género, ya que permite una reasignación de actividades y permite con ello el empoderamiento de las mujeres; además de una mayor incorporación por parte de ellas al sistema educativo, servicios de salud y empleo. Por su parte, Burlando (2010) explora los efectos de las interrupciones en la salud y el trabajo dentro de los hogares. Una interrupción eléctrica puede causar pérdidas de ingreso significativas para aquellos hogares que utilizan la electricidad como insumo para su trabajo. Además, los costos de interrupción a nivel residencial dependen también de factores externos como variaciones en las estaciones del año, el día de la semana y condiciones climáticas (Alvehag y Soder, 2008).

La evidencia sugiere que el costo asociado a una mala calidad del servicio depende también de la hora/tiempo en que ocurre esta interrupción. Carlsson y Martinsson (2008) miden los efectos en el bienestar, producidos por interrupciones a distintas horas del día, semana y ocasiones en el año para los hogares. En su estudio el autor estima la disposición marginal a pagar de los hogares para reducir el número de interrupciones eléctricas no planeadas en Suecia a través de un experimento donde varía tanto el tiempo como la duración de la interrupción. El autor observa que los clientes reportan distintos niveles de costo dependiendo el día y la hora a lo largo de la semana. Interrupciones durante mediodía significa un mayor costo para la industria que para los hogares. La disposición marginal a pagar para evitar una interrupción es sistemáticamente mayor para aquellas interrupciones reportadas en los fines de semana durante el invierno. Asimismo, la disposición marginal a pagar incrementa con la duración de la interrupción. Por lo tanto, la disposición marginal a pagar de un hogar para evitar/reducir el número de interrupciones incrementa con el tiempo de la duración—a mayor duración, mayor está dispuesto un hogar a pagar por evitarla—, y conforme transcurre la semana, así como, en los meses de invierno. Este efecto negativo debe ser tomado en cuenta por los hacedores de política al momento de diseñar la regulación de la calidad del servicio, tema que abordaremos más adelante en este reporte.

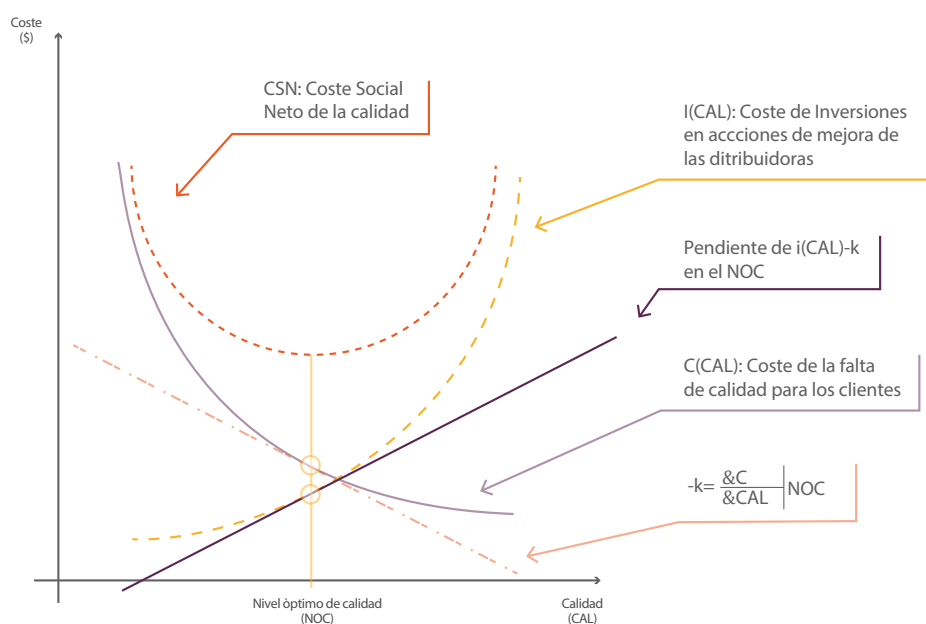
Finalmente, problemas de calidad de servicio relacionados con fluctuaciones de voltaje por ejemplo pueden dañar el equipamiento y causar perjuicios económicos. En los hogares, las fluctuaciones de voltaje pueden dañar los artefactos electrodomésticos, incluyendo equipos de un valor relativamente elevado, como neveras y televisores. Las fluctuaciones de voltaje pueden reducir la vida útil de los equipos. El funcionamiento de los bombillos compactos fluorescentes, por ejemplo, depende en gran medida de las veces que se prenden y se apagan. Si el voltaje baja de cierto valor, es equivalente a que se apague el bombillo, por lo que estas variaciones acortan su vida útil. Lo mismo ocurre con el alumbrado público,

cuando se cuenta con lámparas de mercurio o de sodio. En el caso de equipamiento con motores, bajos voltajes aumentan la corriente que circula por los equipos, los cuales pueden sufrir sobrecalentamiento, daños al aislamiento, y eventualmente cortocircuitos.

Qué nivel de calidad es necesario

La calidad del servicio tiene una función de costo creciente que debe ser acotada para evitar costos excesivos de la red, y por lo tanto tarifas elevadas a los usuarios. Por lo tanto, el objetivo no es tener la mejor calidad, sino tener los costos más bajos con una calidad razonable. Como se describió en la sección anterior, el nivel de calidad es importante para el consumidor, ya que una calidad inferior se traduce en costos, como por ejemplo daño de los equipos, necesidad de instalar generación de respaldo, pérdidas de productividad, adquisición de velas o baterías, pérdidas de oportunidad de disfrute, etc. Estas pérdidas tienen una función decreciente con respecto a niveles incrementales de calidad. Por lo tanto, para mejorar la calidad es necesario realizar inversiones adicionales en equipos con mayor capacidad para evitar su desconexión por fallas, renovar el equipamiento con mayor frecuencia, introducir redundancias en los equipos para reducir la probabilidad de falla del sistema ante eventos atmosféricos, etc. Esto significa que las inversiones en infraestructura son crecientes para mejorar la calidad. Estas dos curvas se cruzan en el punto óptimo, como se puede apreciar en la Ilustración 1.

Ilustración 1. Obtención del nivel óptimo de calidad.



La calidad del servicio se encuentra asociada a los distintos niveles de inversión y mantenimiento en infraestructura. Por ejemplo, para reducir el número de interrupciones en un área específica de la red, podrían cerrarse anillos para servirla. Es decir, al agregar una ruta adicional, en caso de falla de la ruta existente, la energía puede fluir por la nueva ruta. Esto significa construir una nueva línea, con todos los costos asociados (cables, transformadores, seccionadores, postes, compra de terrenos u obtención de derechos de vía, etc.). Si las líneas son muy largas, podría ser necesario elevar el voltaje al cual transportan la electricidad, lo cual podría requerir una nueva línea. En el servicio eléctrico, se crean redundancias para cubrir eventos estocásticos. Las líneas de transmisión y distribución son susceptibles a rayos, quema de maleza, elevaciones de temperatura, vientos fuertes o heladas que pueden interrumpir su funcionamiento. Todas estas inversiones representan costos a las empresas.

Se puede aumentar la robustez o la capacidad de los equipos, pero generalmente se tiene un impacto en el costo. Tener una confiabilidad muy elevada hace que el costo de la infraestructura también sea elevado, encareciendo el servicio. Estudios de ingeniería establecen un compromiso entre la calidad y el costo del servicio, que el regulador asume determinando niveles de calidad mínimos que están asociados a las tarifas reconocidas.

La calidad del servicio se mide básicamente por medio de dos categorías: la calidad de la onda y la continuidad del servicio.¹ A su vez, la calidad de la onda se mide por dos parámetros: la frecuencia y la tensión. A nivel de usuario final, los interruptores que se encuentran dentro de las premisas del usuario filtran sobretensiones o bajas de tensión. A pesar de los reguladores hacen seguimiento a estos parámetros, el seguimiento a la calidad que realizan se enfoca sobre la continuidad, o su suplemento, la interrupción del servicio. De aquí en adelante, los términos “calidad” o “continuidad” se usarán indistintamente.

La literatura que cubre temas de calidad sobre los clientes residenciales propone tres distintas prácticas basadas en preferencias declaradas para cuantificar monetariamente la pérdida de utilidad producto de la mala calidad del servicio causado por las interrupciones: 1) encuestas directas; 2) encuestas sobre disposición a pagar; y 3) encuestas sobre la disposición de un consumidor a aceptar un menor nivel de calidad a cambio de menores costos.² Entre las principales categorías de consumidores de electricidad —residencial, industrial y comercial— dos de ellas generan un producto al cual se le puede asignar un valor de mercado; sin embargo, el costo más importante resultado de una interrupción eléctrica a nivel residencial es una pérdida de ocio/descanso (Munasinghe, 1980), por lo que la valoración no es la misma entre empresas y hogares. Por el otro lado, para los clientes industriales y comerciales, la literatura describe cinco metodologías para estimar las pérdidas en bienestar resultado de interrupciones eléctricas: 1) a partir de la estimación de la función de producción; 2) autoevaluaciones propias de los usuarios; 3) análisis del beneficio económico; 4) a partir de la valoración contingente; y 5) mediante un estudio de preferencias reveladas.

Entre las causas no técnicas de un mal servicio eléctrico se encuentra el poder político y el ciclo electoral. Baskaran et al. (2015) demuestran que líderes electorales en países en desarrollo pueden influencias los resultados económicos a través un canal alternativo mediante la manipulación de los flujos y la calidad de los servicios públicos —en específico, el servicio eléctrico—. Para el caso específico de India los autores muestran que los ciclos electorales en gobiernos locales influyen en la provisión del servicio eléctrico mediante la intervención del gobierno en las operaciones de las compañías eléctricas, con la selección de las ciudades donde se lleven a cabo proyectos de electrificación e influyendo en el tiempo de duración de las interrupciones programadas.

Muchas de las empresas aún no se encuentran preparadas para detener sus negocios como resultado de una interrupción eléctrica y en la mayoría de los casos desconocen los verdaderos costos y el impacto que pueden sufrir sus operaciones (Hodge, 2000). De acuerdo con el autor, una mayor frecuencia en la reducción de voltaje y número de interrupciones ocurren en economías emergentes o países donde se ha invertido menos en proyectos de infraestructura. Como mencionamos al inicio de este reporte, América Latina se encuentra entre las regiones con menos número de interrupciones; sin embargo, estas duran más que el

1. Para el usuario hay prioridades: primero acceder al servicio, luego que tenga continuidad, posteriormente son los niveles de tensión y finalmente otros tipos de perturbaciones como las variaciones de frecuencia. Las encuestas CIER han mostrado estos resultados durante más de 20 años.

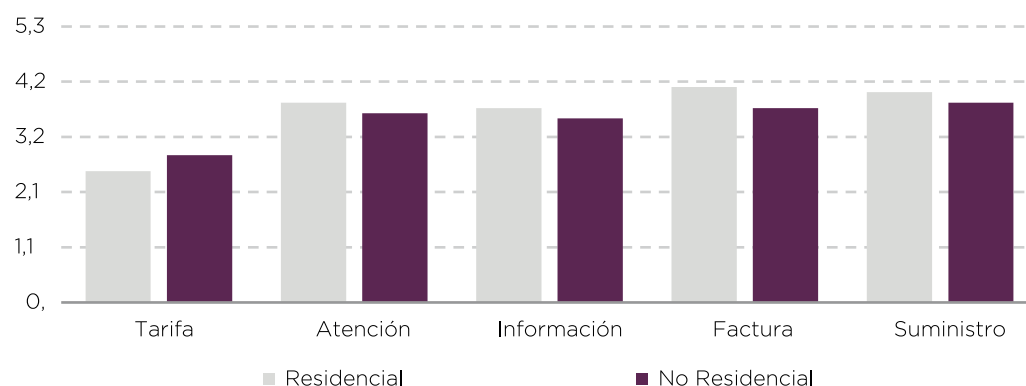
2. En Estados Unidos, a usuarios muy grandes se les ofrece una tarifa interrumpible, cuyo descuento sobre la tarifa correspondiente depende de la anticipación necesaria que tiene que darle el proveedor al usuario para interrumpirle el servicio. Esta anticipación puede oscilar entre una hora y diez minutos.

promedio. Algunos países a lo largo del mundo están generando sinergias entre compañías eléctricas y gobiernos para enfrentar los problemas asociados al envejecimiento de la infraestructura. También los distintos tipos de consumidores deben empezar a tomar acciones para minimizar su exposición a fallas en el suministro; la industria debe revisar su vulnerabilidad ante las interrupciones eléctricas y qué tipo de contingencias deben tomar. Por ejemplo, las empresas deben estar seguras del tipo de riesgos producidos por fallas en los servicios e incluir acciones en su estrategia de negocio para mitigarlos. Manejar el riesgo no solo se encuentra limitado a contar con un generador de respaldo o reasignar sus operaciones y fuerza de trabajo, también deben tomar en cuenta los efectos en su cadena de producción.

Varios países de la región determinan el costo asociado a bajos niveles de calidad y tienen reglamentos de calidad que indican los niveles, las sanciones y las formas de control. ANEEL de Brasil, Osinergmin de Perú, SEC de Chile y ENRE de Argentina, por ejemplo, tienen experiencia por más de 20 años en la regulación de la calidad.

Las encuestas en general son una forma de sondeo, pero raramente se usan para sancionar o reducir el pago al distribuidor. Eso es debido a que una vez que el encuestado sabe que es para sancionar y que eso le producirá un beneficio evalúa mal a la empresa. Se sanciona sobre indicadores objetivos. Por ejemplo, en el caso de Uruguay,³ el ente regulador (URSEA) implementó encuestas de satisfacción a los usuarios —residenciales y no residenciales— de las empresas que brindan energía eléctrica (UTE), agua potable (OSE), GLP y combustibles. A pesar de que UTE y OSE cuentan con sus propias encuestas de medición de calidad, estas solamente están dirigidas a usuarios residenciales. Por lo que, con esta encuesta se busca dar seguimiento a la opinión de los usuarios, además de indagar los posibles motivos de disconformidad con el servicio. La encuesta evalúa la calidad del servicio mediante cinco áreas distintas como son la calidad del suministro, atención al cliente, información y comunicación, facturación y tarifas; además de recabar características de los hogares (socioeconómicas, cantidad de miembros, grupos etarios, nivel de educación), y empresas (rubro, tamaño) entrevistadas.⁴

Gráfico 3. Resultados de encuesta de satisfacción. Usuario residencial y no residencial



Fuente: URSEA (2014) Medición de la satisfacción de usuarios de energía eléctrica, agua, gas y combustibles. Uruguay

3. La consulta de los micro datos resultado de las Encuestas de Satisfacción de Usuarios (residenciales y no residenciales) se realizó a través de la página web: www.ursea.gub.uy/redatam

4. URSEA (2014). Medición de la Satisfacción de usuarios de energía eléctrica, agua, supergas y combustibles. Uruguay

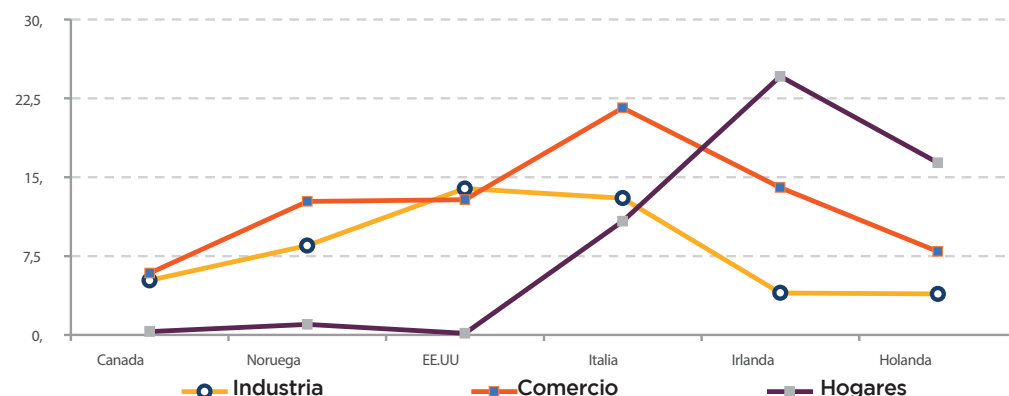
En el caso de Chile, las encuestas de satisfacción para monitorear la calidad del servicio entregado por las distribuidoras a los clientes finales permitieron la discusión entre los distintos actores involucrados y compartir prácticas empresariales y regulatorias mediante un ranking de las empresas. La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) ponderó los índices de continuidad de suministro (50%), encuesta de calidad del servicio (37.5%) y reclamos de clientes (12.5%). Los rankings anuales son un parámetro que le permite al regulador obtener conclusiones sobre la evolución de la calidad del servicio eléctrico.⁵

La periodicidad con la que se levantan estas encuestas puede cambiar por país. En Perú es cada dos años, y se identifican las empresas que tienen un mayor nivel de satisfacción entre sus usuarios. En Colombia se prevé que la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios lleve a cabo una encuesta anual que permita identificar el grado de satisfacción de los usuarios con el servicio de los distintos operadores de red.

La literatura sobre la medición de los costos asociados a las interrupciones en el servicio difiere por su metodología y por los resultados obtenidos en distintos sectores —residencial, industrial y comercial—. Según Praktijnjo, Hahnel and Erdmann (2011), tener estimaciones del costo de las interrupciones es de particular importancia al momento de decidir el monto y el tipo de las inversiones para mejorar la calidad y asegurar el suministro del servicio. Como no conocemos a detalle las distintas necesidades de los consumidores y su estimación de calidad es de esperar una gran diversidad en las estimaciones de los costos de las interrupciones. Observamos que a medida que aumenta la dependencia de los servicios eléctricos, las sociedades se vuelven más vulnerables a las interrupciones. Decisiones eficientes sobre inversión en infraestructura que mantenga los niveles de calidad y confiabilidad altos, sólo son posibles si se conoce el valor que la sociedad da a la seguridad energética. Sin embargo, la mayoría de las estimaciones reportadas en la literatura no son estrictamente comparables, y la mayor razón es que los distintos casos de estudio, escenarios de modelación, datos, y metodologías no son idénticas a lo largo de la literatura (Shaalán, 1995). Según Cissokho y Seck (2013) los usos de distintos marcos analíticos para la medición del costo de las interrupciones generan una variedad de estimaciones. En el caso del sector industrial, el tipo de país, tipo de industria y empresa son factores que influyen este tipo de estimaciones y amplían las diferencias. El estudio realizado por Reichl et al. (2013) encuentra que los hogares en Austria están dispuestos a pagar 17.3 euros en promedio, para evitar una interrupción de 24 horas, 9.9 euros para un corte de 12 horas y, para prevenir una interrupción de 4 horas, están dispuestos a pagar 3.8 euros. Independientemente de la duración de la interrupción la disposición a pagar en invierno es 33.4% mayor que en verano.⁶

Gráfico 4. Costo asociado a la interrupción del servicio eléctrico por sector

Fuente: Elaboración de los autores con datos obtenidos de Linares y Rey (2013); Nooij et al. (2007); Trengereid (2003); Bertrazzi et al. (2005); Leahy y Tol (2011); Balducci et al. (2002); Billinton (2001)



5. Según datos oficiales proporcionados por la Comisión de Integración Energética Regional (CIER)

6. Según resultados de la investigación realizada por Woo et al. (2014) y Caves et al. (1992)

La medición de la calidad del Servicio de Electricidad

La calidad del servicio de una empresa distribuidora de electricidad se mide generalmente por medio de tres parámetros principales: 1) duración agregada de las interrupciones —medido en número de minutos por año—; 2) frecuencia de las interrupciones —número de ocurrencias por año—; y 3) respuesta adecuada del proveedor cuando el servicio experimenta una falla. Estos tres indicadores se analizarán a lo largo del estudio. Estos a su vez se encuentran asociados a dos elementos que impactan su rendimiento: (i) factores institucionales relacionados con las regulaciones sectoriales y los procesos internos de las empresas para responder ante fallas; (ii) inversiones para dimensionar las redes a las características de la oferta y demanda.

La regulación de la calidad del servicio exige el cumplimiento de ciertos niveles de calidad, lo que condiciona la gestión de los procesos de las distribuidoras de energía; la normalización y diseño de las estructuras, proceso de operación, proceso de mantenimiento del sistema, atención comercial, el ciclo comercial, cortes y reconexiones, así como los sistemas apoyo de sistemas de informática, y cadena de abastecimientos.

En muchos casos, sin embargo, las evaluaciones de reglamentación y eficiencia buscan minimizar los costos de una empresa, lo que puede producir un incentivo negativo para que estas disminuyan la calidad de servicio (Fumagalli, 2007). Los entes reguladores deben integrar al análisis de calidad del sistema un marco regulatorio claro y con incentivos que permita a las empresas realizar un esfuerzo financiero y de gestión continuo, además de reflejar las mejoras de eficacia y eficiencia en el mediano plazo. Esto también debería estar presente en las regulaciones. No obstante, es posible que el diseño de un marco regulatorio de esta naturaleza no sea suficiente para ordenar las inversiones. Para ello sería necesario que haya un ente encargado de recabar las estadísticas y supervisar el cumplimiento del marco, así como incentivos—mediante el uso de premios o castigos— para que las empresas efectúen las inversiones necesarias.

De lo anterior, se puede resumir que hay una relación entre la presencia de regulaciones (las cuales asumiremos que están relacionadas con las inversiones necesarias para un nivel dado de calidad del servicio), la institucionalidad necesaria para hacerlas válidas, y la calidad del servicio que se otorga.



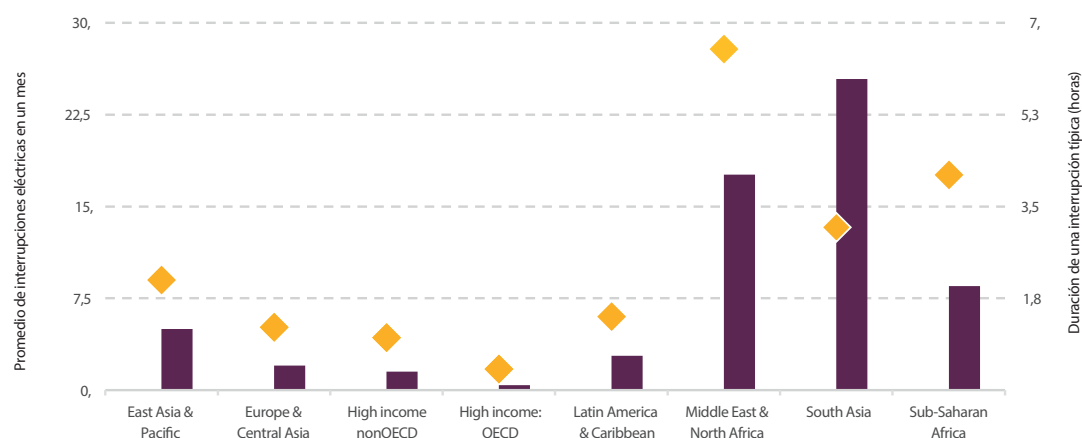
DIAGNÓSTICO DE LA CALIDAD

América Latina y el mundo: un comparativo con los niveles de calidad entre regiones

América Latina, en promedio, goza de una mejor calidad de los servicios eléctricos que otras regiones del mundo en desarrollo. Las empresas de la región registran cerca de 3 interrupciones al mes, mientras que en el Sur de Asia las empresas reportan cerca de 25 interrupciones al mes. Por su parte, la duración de estas interrupciones es mayor que en países de Europa y Asia Central donde una interrupción del servicio eléctrico dura cerca de 72 minutos. En otras regiones —como el África subsahariana— las empresas gozan de un menor número de interrupciones, sin embargo, estas son de larga duración (véase Gráfico 1).

Gráfico 1. Duración y número de interrupciones a lo largo del mundo

Fuente: Elaboración de los autores con información de Enterprise Surveys (2016)



A pesar de mostrar mejores niveles de calidad que otras regiones del mundo, el 36.9% de empresas en la región identifican al servicio eléctrico como uno de los mayores obstáculos para realizar sus negocios. En otras regiones del mundo, por ejemplo, en el Este asiático y en Europa, el porcentaje de empresas que identifican a la electricidad como una restricción para realizar negocios es del 16.8% y 18.5%, respectivamente.⁷ Esto ha llevado a que un porcentaje considerable de empresas adquieran generadores de respaldo. En América Latina aproximadamente el 27% de las empresas son dueñas o comparten un generador de elec-

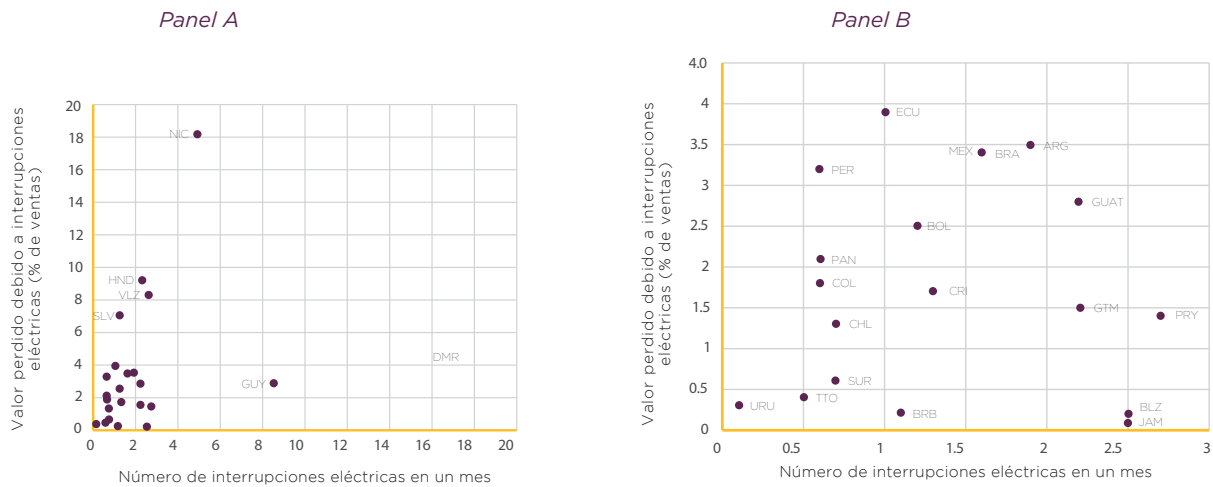
7. De acuerdo con información recabada de la encuesta a empresas realizada por el Banco Mundial.

tricidad; sin embargo, el porcentaje de electricidad consumida a partir de este generador es mínimo comparado con la que proviene de la red.

También la región es una de aquellas donde menos días se debe esperar para obtener conexión a la red una vez se hace la solicitud de servicio. Mientras que en regiones como el África subsahariana las empresas deben esperar hasta un promedio de 37 días, en América Latina el promedio se encuentra cercano a los 22 días.

Comparado con otras regiones del mundo la calidad del servicio eléctrico muestra mejores niveles. Sin embargo, este patrón no se observa a lo largo de los distintos países y el valor de las pérdidas asociado a las interrupciones fluctúa de acuerdo con el país. En América Latina el valor perdido⁸ y la frecuencia de las interrupciones que experimentan las empresas no es el mismo en todos los países. Véase Gráfico 2. Por ejemplo, una empresa establecida en República Dominicana experimenta 7 veces el número de interrupciones que la empresa promedio de la región. En cambio, en las empresas establecidas en Nicaragua, a pesar de experimentar un número de interrupciones cercano a la media regional, el valor de sus pérdidas asociadas es del 18% de sus ventas, lo cual evidencia los retos a los que se enfrentan las empresas debido a la mala calidad del servicio eléctrico. Las empresas que reportan menor número de interrupciones y, por ende, un menor valor en pérdidas asociadas a estas son las establecidas en Uruguay.

Gráfico 2. Interrupciones y el valor perdido asociado a estas.



Fuente: Elaboración de los autores con datos de los Indicadores Mundiales de Desarrollo. (2017) Banco Mundial

Entre los factores que explican los distintos niveles de calidad del servicio eléctrico observados se encuentran los reglamentos dedicados a la calidad del servicio y los indicadores utilizados para medirla. En la literatura y en los reglamentos dedicados a la calidad del servicio encontramos numerosos indicadores de calidad. En los países europeos, desde el año 2001, el Council of European Energy Regulators (CEER), realiza reportes de la calidad del servicio eléctrico de sus países miembro, en los cuales se abarcan los aspectos de continuidad del suministro, calidad del voltaje y calidad comercial. Según un informe realizado en 2008 por el State Public Utility Commission de los Estados Unidos el valor promedio del indicador SAIDI fue de 344 minutos. Este informe se centró en la evaluación y comparación de los indicadores SAIDI y SAIFI para una muestra de 123 empresas de distribución eléctrica

8. El valor perdido debido a interrupciones eléctricas es el porcentaje de ventas perdidas provocado por interrupciones de energía.

que aproximadamente representan el 60% de las ventas totales de electricidad. La American Public Power Association divide el territorio nacional en 9 zonas geográficas, y evalúa la calidad del servicio eléctrico para 112 empresas distribuidas a lo largo de estas zonas. En 2011 en promedio las empresas registraron un SAIDI de 46.36 minutos, mientras que en el 2015 el valor medio fue de 62.53 minutos. En las siguientes secciones de esta monografía se describen los indicadores y la normativa utilizada por los países de la región.

Origen de la regulación de la calidad del servicio eléctrico en la región

La liberalización de la industria eléctrica en América Latina comenzó en 1982 cuando Chile reorganizó el sector seguido por Argentina (1992), Perú (1993), Bolivia y Colombia (1994), por último, Brasil y Venezuela (1996).⁹ Como resultado, los países de la región comenzaron a recibir inversiones de compañías eléctricas europeas y norteamericanas. La reforma definió las nuevas estructuras de la industria eléctrica, en un marco de eficiencia económica y desintegración vertical y horizontal. Esto permitió la competencia en las actividades de generación y de la comercialización de energía a grandes usuarios. El desarrollo de marcos legales y regulatorios incluían los siguientes componentes básicos:¹⁰

- **Separación de los tres componentes de la cadena (generación, transmisión, distribución y en algunos países la comercialización a grandes usuarios, quienes tienen requisitos mínimos de compra de energía y potencia).**
- **Competencia al nivel de la generación, pero sujeta a un despacho centralizado, y comercialización a los grandes usuarios.**
- **Operación de la transmisión y distribución entregada a concesión y en forma regulada.**
- **Construcción licenciada de las centrales hidroeléctricas.**
- **Libre acceso para las líneas de transporte de electricidad, tanto a nivel de transmisión como distribución.**
- **Obligación de las distribuidoras concesionarias de abastecer su área de concesión.**
- **Señales económicas que obligan a compensar a los clientes para estimular la calidad de servicio en algunos de los países.**

El objeto de estas transformaciones en los distintos sectores eléctricos de la región fue la eficiencia económica, y desvincular al Estado de su rol como empresario, transformándolo en un ente regulador y subsidiario en los casos donde el sector privado no respondía como protagonista del desarrollo de la industria (Maldonado 2004). La Tabla 1 a continuación resume el esquema organizacional de algunos países de América Latina.

9. Según la recopilación realizada por Rudnick (1996), Bolivia y Venezuela tuvieron reformas iniciales, pero no se mantuvo la liberalización, revirtiéndose la transferencia de activos al sector público. Argentina revirtió algunas reformas, lográndose un sistema híbrido, con la participación del Estado a través de ENARSA y aportes de fondos del Tesoro para algunas actividades del sector.

10. Maldonado y Palma (2004), Seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico a más de 10 años de la reforma de la industria eléctrica en países de América del Sur.

Tabla 1. Marco Institucional de algunos países de América Latina

Fuente: Ejemplo del cuadro 2 de Maldonado (2004)

	Argentina	Brasil	Chile	Colombia	Perú
Marco Legal	Ley 24.065 de 1992	Ley 8.031/90 Ley 9.987/95	DFL No.1 de 1982	Ley 142 de 1994 Ley 143 de 1994	Decreto Ley 25.884 de 1992
Dirección	Secretaría de Energía	Ministerio de Minas y Energía	Dirección Interministerial	Ministerio de Minas y Energía	Dirección General de Electricidad
Planeación	Secretaría de Energía	CNPE	Comisión Nacional de Energía	UPME	Dirección General de Electricidad
Regulación	Ente Nacional de Regulación Eléctrica	Agencia Nacional de Energía Eléctrica	Comisión Nacional de Energía	Comisión de Regulación de Energía y Gas	Organismo Supervisor de Inversión en Energía
Operación	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico	Operador Nacional do Sistema Eléctrico	Centro de Despacho Económico de Carga	Consejo Nacional de Operación	Comité de Operación Económica del Sistema (COES)
Fiscalización	Ente Nacional de Regulación	Agencia Nacional de Energía Eléctrica	Superintendencia de Electricidad y Combustibles	Superintendencia de Servicios Públicos	Organismo Supervisor de Inversión en Energía

Establecer un marco regulatorio claro es una tarea que los órganos reguladores deben integrar al análisis de la calidad del sistema. No obstante, su diseño dependerá de los objetivos que el regulador persiga. Todo desarrollo de política pública que promueva la calidad del servicio debe tener antes un establecimiento de los estándares de calidad aceptados por el órgano regulador. El establecimiento de los estándares de calidad debe tomar en cuenta los costos incurridos por las empresas para alcanzarlos. No todos los proveedores de electricidad incurren en los mismos costos para alcanzar los niveles de calidad establecidos; por ejemplo, resulta más costoso proveer los mismos niveles de calidad a comunidades rurales que zonas urbanas. Por lo que, cualquier estándar de calidad debe estar sujeto a las necesidades del cliente y mejoras tecnológicas a lo largo del tiempo, asimismo, los reguladores deben reconocer que las empresas no realizarán inversiones para alcanzar los niveles de calidad si en el marco regulatorio se carece de incentivos para lograrlo (Holt, 2005). También se debe considerar que altos estándares de calidad pueden repercutir en costos más altos, limitando el acceso al servicio a los hogares de menores ingresos. Como solución los reguladores podrían buscar servicios más accesibles, si permiten la diversificación de la calidad. Sin embargo, en ocasiones los límites técnicos de la red son una barrera a la diversificación de la calidad. Otra dificultad es indexar esta diferencia de costos en la tarifa cobrada por la empresa. No obstante, si la diversificación de la calidad afecta el nivel de los costos iniciales de capital, puede ser relativamente fácil relacionar las diferencias de calidad con las tarifas al variar el cargo de conexión (Baker y Tremolet, 2000).

Existe una gama de instrumentos para asegurar los distintos niveles de calidad del servicio. Fumagalli et al. (2007) estudian las dimensiones de la calidad del servicio que un regulador puede observar, cuantificar y verificar. Existen básicamente cuatro instrumentos que un regulador podría emplear para asegurar niveles deseables de desempeño en las múltiples dimensiones de la calidad del servicio. Un instrumento es la publicación de datos sobre el rendimiento de la empresa. El segundo instrumento relativamente es el establecimiento de normas mínimas de calidad. Los reguladores establecen estas normas en forma de un nivel mínimo de calidad de servicio que se espera que una empresa entregue a sus clientes. El tercer instrumento es la introducción de un sistema de recompensas y sanciones. El regulador especifica estándares de desempeño e implementa recompensas y sanciones por exceder o no alcanzar estos estándares. El último instrumento es la promoción de contratos de calidad superior entre una empresa y sus clientes. Tales contratos son especialmente útiles para los clientes con una alta valoración de la calidad del servicio.

Regular la calidad tiene como propósito compensar a los consumidores por las interrupciones, mantener bajo control el tiempo de la restauración del servicio, así como crear incentivos para reducir el número total y la duración de estas.¹¹ El objetivo de la regulación es alinear la calidad del servicio con las tasas de consumo de los usuarios finales. Para ello la teoría sugiere que los incentivos perfectos a mejorar la calidad aparecerán donde los precios se acomoden continuamente al nivel de calidad ofrecido.

Cuando la participación privada entra al mercado, los gobiernos deben enfocarse en regular la calidad y fijar estándares de calidad a las empresas. La participación privada va emparejada con el establecimiento de agencias regulatorias independientes, quienes tienen una mejor capacidad para monitorear y hacer cumplir los acuerdos sobre los niveles de calidad. (Baker y Trémolet, 2000). Regularmente se fijan estándares altos de calidad por razones de distinta naturaleza, debido a que estos dependen de especificaciones técnicas del sistema/red, otro puede ser que las empresas no tengan incentivos para desarrollar un portafolio de bajo costo.

Por su historia, los países en América Latina han implementado distintas regulaciones de calidad. Las regulaciones implementadas en los países de la región se caracterizan por su metodología y la forma en que definen la calidad del servicio. La implementación, seguimiento y control de los indicadores de la calidad no siempre resultan comparables entre sí. Es por ello, que la siguiente Tabla 2 busca resumir las normativas de calidad de los países que comprenden nuestra muestra.

Recientemente Argentina, Perú, Panamá y Colombia han modificado las reglamentaciones referidas a la calidad del servicio eléctrico con el objetivo de mejorar el desempeño de las empresas. En los casos de Argentina y Perú la modificación está asociada a un cambio en el cálculo tarifario de distribución que necesariamente tiene asociado un nivel de calidad permitido. En Argentina el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) dictó dos resoluciones estableciendo criterios de calidad para tener en cuenta para la presentación de la propuesta tarifaria. La primera de ellas¹² contempla parámetros de calidad del servicio de distribución de energía eléctrica, costo de energía no suministrada, calidad de servicio técnico con indicadores globales e individuales, así como bonificación a los usuarios. La segunda resolución¹³ contempla criterios referidos a la calidad de producto técnico y calidad de servicio comercial. En ambos casos los esfuerzos están siendo dirigidos al control de la calidad y un reconocimiento de las inversiones en las tarifas para su mejora y adecuar a la calidad posible a medida que se realizan las inversiones.

11. Importancia de la regulación de la calidad de oferta (CEER, 2001.)

12. Resolución ENRE No 463/2016 de agosto 2016.

13. Resolución ENRE No. 492/2016

En Colombia una nueva propuesta regulatoria¹⁴ establece un plan de mejora continua de la calidad de los servicios de distribución, cuyo objetivo regulatorio es mejorar por lo menos un 34% la calidad media de estos servicios en el país durante el período tarifario y mejorar la calidad del 15% de los usuarios que hoy reciben el servicio de menor calidad. En Costa Rica la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) aprobó una serie de normas técnicas con el fin de mejorar la calidad.¹⁵ Por su parte, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos en Panamá consideró en 2010 realizar una revisión, análisis y recopilación de todas las normas de calidad del servicio técnico y comercial de las empresas de distribución con la finalidad de actualizarlas a las técnicas más recientes y con ello mejorar los resultados. En el 2014 hizo una nueva reorganización de zonas y con ello logró que un porcentaje considerable de clientes que antes estaban en zonas consideradas rurales pasaran a integrar zonas clasificadas como urbanas y suburbanas con mayores exigencias de calidad. Además, con esta nueva reorganización de zonas las empresas que atienden zonas rurales realicen nuevos esfuerzos para alcanzar la meta de calidad. En Perú se estima que la aprobación de la nueva norma de calidad se realizará a final del primer trimestre del año 2017. En el caso de México la Comisión Federal de Electricidad monitorea algunos indicadores de su propia gestión.

Tabla 2. Aspectos regulados de la calidad del servicio eléctrico – Normativa por país

14. Propuesta de metodología publicado por resolución CREG024-2016 y ajustada por CREG176-2016

15. AR-NT-POASEN "Planeación, operación y acceso al Sistema Eléctrico Nacional. AR-NT-SUCAL "Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión". AR-NT-SUCOM "Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión." AR-NT-SUINAC "Supervisión de la instalación y equipamiento de acometidas eléctricas." AR-NT-SUMEL "Supervisión del uso, funcionamiento y control de medidores de energía eléctrica."

País	Argentina		
Definición	<p>Defínese como calidad de servicio al conjunto de normas que especifiquen la calidad de la energía eléctrica a suministrar (producto), y del servicio a prestar desde el punto de vista comercial. (Decreto 1398/92)</p>		
Aspectos regulados de la calidad	Calidad del producto suministrado (Aspectos regulados: niveles de tensión, y las perturbaciones).	Calidad del servicio técnico prestado (Aspectos regulados: frecuencia y duración total de las interrupciones).	Calidad del servicio comercial (Aspectos regulados: tiempos en responder a pedidos de conexión, errores en la facturación y facturación estimada, y demoras en la atención de los reclamos del usuario).
Responsabilidad de la distribuidora	<p>La distribuidora será responsable de mantener -para cada tipo de perturbación- un nivel razonable de compatibilidad definido como Nivel de Referencia.</p> <p>Son obligaciones de la distribuidora: 1) Llevar un registro continuo e informatizado de las tensiones de salida de todas las barras, de todas las subestaciones de distribución; 2) Efectuar mensualmente un registro informatizado de la tensión de las barras de salida de por lo menos el 3% de los centros de transformación; 3) Registrar el nivel de tensión en hasta 50 puntos de la red seleccionados por el ente.</p>	<p>Se considera distribuidor a quien, dentro de su zona de concesión, es responsable de abastecer a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro de forma independiente. (Ley N° 24.065)</p> <p>Será responsabilidad de la distribuidora prestar el servicio público de electricidad con un nivel de calidad satisfactorio. (Subanexo 4 de Contratos de Concesión)</p>	<p>Los distribuidores efectuarán el mantenimiento de sus instalaciones en forma de asegurar un servicio adecuado a los usuarios. (Ley N°24.065)</p> <p>Los distribuidores deberán fijar especificaciones mínimas de calidad para la electricidad que se coloque en sus sistemas. (Ley N°24.065)</p>
Penalización	<p>Si se incumplieran los niveles comprometidos durante un tiempo superior al 3% del período en que se efectúe la medición, la distribuidora quedará sujeta a la aplicación de sanciones. Las sanciones las pagará la distribuidora a los usuarios afectados por la mala calidad de tensión aplicando bonificaciones en las facturas inmediatamente posteriores al período en que se detectó la falla. El monto total de la sanción se repartirá entre los usuarios afectados de acuerdo a la participación del consumo de energía de cada uno respecto al conjunto.</p>	<p>Si los indicadores excedieran los valores prefijados se aplicarán sanciones en la forma de bonificaciones en la facturación del semestre inmediato posterior al semestre controlado. Si se excediera de los valores prefijados la distribuidora deberá reconocer un crédito en favor del usuario, que lo incluirá en las facturaciones del semestre posterior al de control.</p>	<p>El Régimen de Penalidades se establecerá en función del perjuicio económico que ocasione al usuario la prestación del servicio en condiciones no satisfactorias. (Decreto 1398/92)</p> <p>La multa por incumplimiento de las normas de calidad del servicio técnico satisfactorio consistirá en la aplicación de bonificaciones sobre las facturaciones a los usuarios que hayan sido afectados, las que se calcularán en función del costo que representa, para cada grupo de usuarios, la energía no suministrada. (Decreto 1398/92)</p> <p>En los suministros que se excedan de los valores establecidos para la calidad la distribuidora le reconocerá al usuario un crédito en la facturación del semestre inmediatamente posterior al registro, cuyo monto será proporcional a la energía suministrada en condiciones no satisfactorias o a la energía no suministrada.</p>
Tipo de índices de calidad	<p>Los Niveles de Referencia para cada tipo de perturbación serán analizados en forma conjunta por el ente regulador y la distribuidora durante la etapa 1.</p> <p>A partir del sexto año de la transferencia del servicio, la distribuidora deberá haber implementado un sistema que asegure un nivel de calidad de la tensión suministrada acorde con lo especificado por normas internacionales de validez reconocidas como las IEC.</p>	<p>Los Índices de interrupción por transformador (frecuencia media de interrupción-FMIT y tiempo total de interrupción-TTIT).</p> <p>Los Índices de interrupción por kVA nominal instalado (frecuencia media de interrupción-FMIK y tiempo total de interrupción-TTIK).</p> <p>Los Índices de interrupción adicionales (tiempos totales de primera y última reposición y energía media indisponible).</p>	<p>La calidad del producto suministrado se relacionará con el nivel de tensión en el punto de alimentación y con sus perturbaciones (variaciones rápidas y caídas lentas de tensión y armónicas). (Decreto 1398/92)</p> <p>La calidad del servicio técnico prestado tendrá en cuenta la frecuencia y duración de las interrupciones en el suministro. (Decreto 1398/92)</p>
Modo de control de la calidad	<p>Para controlar la calidad del servicio de distribución, el ente regulador deberá concentrar su función de contralor del concesionario de distribución de energía eléctrica sobre la calidad de servicio prestado, debiendo considerar, para ello, los siguientes lineamientos:</p> <p>-Defínese como calidad de servicio al conjunto de normas que especifiquen la calidad de la energía eléctrica a suministrar (producto), y del servicio a prestar desde el punto de vista comercial.</p> <p>-La calidad del servicio desde el punto de vista comercial se medirá teniendo en cuenta el plazo empleado por el concesionario para dar respuesta a las solicitudes de conexión de servicio, los errores en la facturación y la frecuencia de facturación estimada.</p> <p>-El contrato de concesión de distribución deberá establecer las normas de calidad de servicio que regirán las condiciones de prestación.</p> <p>-El ente regulador instruirá al concesionario que lleve a cabo campañas de medición y relevamiento de curvas de carga y tensión. Organice bases de datos con información de contingencias, la que será relacionable con bases de datos de topología de las redes, facturación y resultados de campañas de medición. (Decreto 1398/92)</p>	<p>En la etapa 1 (entre mes 13 y 48) el control se efectuará mediante índices globales y aproximados que representen el grado de cumplimiento de los indicadores de frecuencia y duración. El período mínimo de control será el semestre.</p> <p>En la etapa 2 (a partir de los 49 meses de inicio de prestación del servicio) se calculará, para cada usuario, la cantidad de cortes y el tiempo total de interrupción que ha sufrido en el semestre.</p>	<p>1-En los primeros 12 meses desde la fecha efectiva de Toma de Posesión del servicio, el ente y la distribuidora revisarán y completarán la metodología de revisión y control de los indicadores de calidad que se controlarán en los siguientes 36 meses.</p> <p>2-Los siguientes 36 meses constituyen la etapa 1 en la que se exigirá el cumplimiento de los indicadores y valores prefijados.</p> <p>3-A partir del mes 49 se iniciará la denominada etapa 2, en la que se controlará la prestación del servicio en cada suministro. Se tolerarán hasta un determinado límite las variaciones de tensión, la cantidad de cortes mayores a 3 minutos de duración y el tiempo total sin servicio.</p>
Normativa	(Ley N° 24.065) (Decreto 1398/92) (Decreto 1186/92) (Subanexo 4 de Contratos de Concesión)		

País	Brasil					
Definición	N/A				Las actividades relacionadas con el servicio de electricidad se regirán por principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad.	Ley 143
Aspectos regulados de la calidad	Los aspectos considerados en la calidad de producto en régimen permanente o transitorio son: a) Tensión en régimen permanente b) Factor de potencia c) Armónicos d) Desequilibrio de tensión e) Fluctuación de la tensión f) Variaciones de tensión de corta duración g) Variación de frecuencia	Calidad del servicio que incluye: 1) Sistema de atención de las reclamaciones de los consumidores; 2) Continuidad del servicio.		Calidad comercial		Calidad de la potencia entregada
Responsabilidad de la distribuidora	Los procedimientos de calidad de energía eléctrica definidos en el PRODIST deben ser observados por las Distribuidoras. La tensión en régimen permanente debe ser observada en todo el sistema de distribución, debiendo la distribuidora dotarse de recursos y técnicas modernas para tal cumplimiento, actuando en forma preventiva para que la tensión en régimen permanente se mantenga dentro de los estándares adecuados.				Las condiciones generales para desarrollar la actividad de distribución de energía eléctrica son: libre acceso; remuneración regulada; ofertas de conexión; confiabilidad, continuidad y calidad del servicio. El distribuidor tiene un plazo de 30 días hábiles para corregir las deficiencias en la calidad de la potencia suministrada.	Resolución CREG/003 de 1994 y Reglamento de distribución
Penalización	Compensación a los consumidores La distribuidora debe compensar a los titulares de las unidades consumidoras que estuvieron sometidas a tensiones de suministro con transgresión de los indicadores DRP o DRC y los titulares de aquellas atendidas por el mismo punto de conexión.		En caso de violación del límite de continuidad individual de los indicadores DIC, FIC y DMC en relación al período de control (mensual, trimestral o anual), la distribuidora deberá calcular la compensación al consumidor conectado al sistema de distribución, inclusive aquellos conectados en DIT, y efectuar el crédito en la factura, presentada hasta dos meses después del período de control. En caso de violación del límite de continuidad individual del indicador DICRI, la distribuidora deberá calcular la compensación al consumidor conectado al sistema de distribución, inclusive aquellos conectados en DIT, y efectuar el crédito en la factura, presentada hasta dos meses después del mes de ocurrencia de la interrupción. La distribuidora deberá efectuar una compensación al consumidor para cada interrupción en Día Crítico que supere el límite del indicador DICRI.		Para garantizar que el distribuidor responda por los daños y perjuicios que cause a sus usuarios conectados en los niveles de tensión II, III y IV, por la mala calidad de la potencia suministrada, deberá constituir un instrumento financiero que garantice el pago a los usuarios, por una cuantía no menor al 5% de los ingresos del distribuidor por cargos de uso del año inmediatamente anterior. Para estos efectos, el distribuidor deberá contar con equipos que permitan monitorear y registrar la calidad de la potencia suministrada a los usuarios.	Reglamento de distribución

continiación - Brasil

<p>Tipo de índices de calidad</p>	<p>Indicadores individuales y colectivos (globales) El conjunto de lecturas para generar los indicadores individuales deberá comprender el registro de 1008 (mil ocho) lecturas válidas obtenidas en intervalos consecutivos (período de integralización) de 10 minutos cada una, salvo las que eventualmente sean expurgadas. Para cumplir la meta de 1008 (mil ocho) lecturas válidas deben ser agregados intervalos adicionales, siempre consecutivamente. Después de la obtención del conjunto de lecturas válidas, ya sea de mediciones provenientes de reclamaciones o de muestras, se deben calcular el índice de la transgresión para la atención precaria DRP y para la tensión crítica DRC.</p>	<p>Indicadores de tiempos de atención de emergencias: a) Tiempo Medio de Preparación (TMP); b) Tiempo Medio de Desplazamiento (TMD); c) Tiempo Medio de Ejecución (TME); d) Tiempo Medio de Atención a Emergencias (TMAE) y e) Porcentual del número de ocurrencia de emergencias con interrupción de energía (PNIE).</p>	<p>Indicadores de continuidad individuales: a) Duración de Interrupción Individual por Unidad Consumidora o por Punto de Conexión (DIC); b) Frecuencia de Interrupción Individual por Unidad Consumidora o por Punto de Conexión (DMIC); c) Duración de Interrupción Individual ocurrida en Día Crítico por Unidad Consumidora o por Punto de Conexión (DICRI). Indicadores de continuidad del conjunto de unidades consumidoras: a) Duración Equivalente de Interrupción por Unidad Consumidora (DEC); b) Frecuencia Equivalente de Interrupción por Unidad Consumidora (FEC). Indicador de desempeño global de continuidad.</p>	<p>a) Plazo de conexión; b) Plazo de reconexión; c) Servicios comerciales: solución de reclamos, atención al cliente; daños en artefactos domésticos.</p>	<p>Se establecen estándares para la calidad de la potencia entregada a los usuarios por los distribuidores, estándares que se relacionan con desviaciones admisibles para las variables de voltaje y frecuencia, y con la forma de las ondas de tensión y de corriente. Estos estándares abarcan los siguientes tópicos: Frecuencia y tensión Contenido de armónicos de las ondas de tensión y corriente Flicker (distorsiones instantáneas de la onda de tensión) Factor de potencia Transitorios electromagnéticos rápidos y fluctuaciones de tensión</p>	<p>Reglamento de distribución</p>
<p>Modo de control de la calidad</p>	<p>La tensión en régimen permanente debe ser evaluada por medio de un conjunto de lecturas obtenidas por medición apropiada de acuerdo con la metodología descrita para los indicadores individuales y colectivos, en las siguientes modalidades: a) Eventual por reclamación del consumidor o por determinación de la fiscalización de la ANEEL; b) Por muestras por determinación de la ANEEL, de acuerdo con el sorteo realizado para cada trimestre; c) Ininterrumpida, por medio del sistema de medición de que trata la REN N° 502/2012</p>	<p>Los datos relativos a las emergencias ocurridas deberán ser averiguados mediante sistemas auditables, contemplando desde la recolección de los datos hasta la transformación de los mismos en indicadores. La Distribuidora debe enviar los datos mensuales a ANEEL.</p>	<p>Los indicadores deberán ser calculados para períodos de control mensuales, trimestrales y anuales, con excepción del indicador DICRI que deberá ser controlado por interrupción ocurrida en Día Crítico. El indicador de desempeño global de continuidad es un indicador de periodicidad anual que ANEEL publica en abril de cada año.</p>		<p>Para efectos estadísticos y de diagnóstico, los distribuidores deben realizar un seguimiento de la calidad del servicio en cada nivel de tensión. El distribuidor deberá contar con equipos que permitan monitorear y registrar la calidad de la potencia suministrada a los usuarios.</p>	<p>Reglamento de distribución</p>
<p>Normativa</p>	<p>· Ley N° 8.987/1995 – Establece el Régimen de concesión y permisos de servicios públicos. · Ley N° 9.074/1995 – Establece Normas para otorgar y dar prórroga de concesiones y permisos. · Ley N° 9.427/1996 – Crea la ANEEL y reglamenta el régimen de concesiones de energía eléctrica. · Decreto N° 2.335/1997 – Establece y aprueba la estructura reglamentaria de ANEEL. · Resolución Normativa (REN) N°63/2004 – Imposición de penalidades. · REN N°273/2007 – Funcionamiento y proceso administrativo de ANEEL.</p>	<p>· Resolución Normativa (REN) N° 414/2010 – Derechos y Obligaciones de los Consumidores de Energía Eléctrica · Procedimientos de Distribución - PRODIST</p>	<p>PRODIST</p>	<p>La Resolución Normativa (REN) N° 414/2010</p>	<p>Ley 142 Ley 143 Resoluciones de la CREG Reglamento de distribución</p>	

País	Colombia	
Definición	<i>El reglamento establece estándares mínimos de calidad de la potencia suministrada y del servicio que prestan los distribuidores, así como las compensaciones a los usuarios por el incumplimiento de tales estándares.</i>	<i>Reglamento de distribución</i>
Aspectos regulados de la calidad	<i>Confiabilidad del servicio</i>	<i>Reglamento de distribución</i>
Responsabilidad de la distribuidora		
Penalización	<i>El incumplimiento de los indicadores que defina la CREG constituirá una falla en la prestación del servicio, y dará lugar a reconocer unas compensaciones a los usuarios afectados que no se encuentren en mora, sin perjuicio de que los usuarios reclamen la indemnización de los daños y perjuicios causados por la falla en la prestación del servicio, de acuerdo con lo definido en el artículo 137° de la Ley 142 de 1994. Cuando se incumplan simultáneamente los dos indicadores, se compensará con el mayor de los dos valores resultantes. Las compensaciones se realizarán a través del comercializador a los usuarios afectados que no se encuentren en mora en sus pagos. En el caso en que los valores a compensar a los usuarios de un distribuidor durante un año determinado, superen el 20% de los ingresos del distribuidor, se constituirá en causal de intervención por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos.</i>	<i>Reglamento de distribución</i>
Tipo de índices de calidad	<i>Los indicadores establecidos en el Reglamento para la medición de la calidad del servicio de un distribuidor son: Duración de las Interrupciones del Servicio (DES), definido como el tiempo total, medido sobre los últimos 12 meses, en que el servicio es interrumpido. En consecuencia, este indicador se calcula como la suma de los tiempos de duración de cada una de las interrupciones, excluidas las mencionadas anteriormente, ocurridas durante los últimos 12 meses. Frecuencia de las Interrupciones del Servicio (FES), definido como el número de interrupciones ocurridas en los últimos 12 meses, excluyendo las mencionadas en el Reglamento.</i>	<i>Reglamento de distribución</i>
Modo de control de la calidad	<i>Para facilitar el seguimiento y control del esquema de calidad del servicio, el Reglamento establece que las interrupciones en los niveles de tensión II, III y IV deben ser registradas en las subestaciones del distribuidor, y que las interrupciones de transformadores de distribución y circuitos del nivel de tensión I, se contabilizarán a partir del momento en que sean detectadas por el distribuidor o que un usuario dé aviso. En caso de controversia entre un distribuidor y el usuario, la carga de la prueba será a cargo del distribuidor.</i>	<i>Reglamento de distribución</i>
Normativa	<i>Ley 142</i>	

País	Chile		
Definición		<p><i>Confiabilidad: cualidad de un sistema eléctrico determinada conjuntamente por la suficiencia, la seguridad y la calidad de servicio.</i></p> <p><i>Calidad de servicio: atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la calidad del producto, la calidad del suministro y la calidad del servicio comercial, entregado a sus distintos usuarios y clientes (DFL N° 4).</i></p>	
Aspectos regulados de la calidad		<p><i>Calidad del producto: componente de la calidad de servicio que permite calificar el producto entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que caracteriza, entre otros, por la magnitud, la frecuencia y la contaminación de la tensión instantánea de suministro.</i></p>	<p><i>Calidad del suministro: componente de la calidad de servicio que permite calificar el suministro entregado por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por la frecuencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro.</i></p> <p><i>Calidad de servicio comercial: componente de la calidad de servicio que permite calificar la atención comercial prestada por los distintos agentes del sistema eléctrico y que se caracteriza, entre otros, por el plazo de restablecimiento de servicio, la información proporcionada al cliente, la puntualidad en el envío de boletas o facturas y la atención de nuevos suministros (DFL N° 4)</i></p>
Responsabilidad de la distribuidora		<p><i>Los concesionarios de servicio público de distribución son responsables del cumplimiento de los estándares y normas de calidad de servicio que establece la ley y este reglamento. Todo aquel que proporcione suministro eléctrico, tanto en generación, transporte o distribución, sea concesionario o no, será responsable del cumplimiento de los estándares de calidad de suministro que establecen este reglamento y las normas técnicas pertinentes (Reglamento del DFL N° 4).</i></p>	
Penalización		<p><i>La Superintendencia podrá amonestar, multar, e incluso recomendar la aplicación de la medida contemplada en el artículo 146 (ver los dos párrafos que siguen), si la calidad de servicio de una empresa es reiteradamente deficiente. Si la explotación de un servicio público de distribución fuera en extremo deficiente, a causa de su mala calidad u otras circunstancias que hicieren inprovechables los servicios, según las normas expresas que establezcan previamente los reglamentos, el Ministro de Energía podrá autorizar a la Superintendencia para tomar las medidas necesarias a expensas del concesionario para asegurar provisionalmente el servicio.</i></p>	<p><i>Si durante el plazo de tres meses, contado desde la organización del servicio provisional, el concesionario no volviere a tomar a su cargo la explotación, garantizando su continuidad, el Presidente de la República podrá declarar caducada la concesión y disponer, por consiguiente, su transferencia a terceros. Las infracciones e incumplimientos de las normas legales, reglamentarias y técnicas en materia de electricidad, como asimismo de las instrucciones y órdenes que imparta la Superintendencia, serán castigados con alguna de las sanciones establecidas en el reglamento de sanciones, sin perjuicio de otras contempladas en el ordenamiento jurídico (DFL N°4)</i></p>
Tipo de índices de calidad		<p><i>Fluctuaciones de tensión: La Medición y registro se efectuarán en la conexión correspondiente.</i></p> <p><i>La Norma técnica determinará las condiciones de medida y registro de voltaje. Reglamento del DFL N° 4.</i></p>	<p><i>Las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán llevar un índice representativo de la continuidad de servicio entregado a sus usuarios, medido en los términos y conforme con los procedimientos, plazos y medios de entrega de la información, que la Superintendencia especifique oyendo previamente a las empresas. Este índice incluirá, al menos, los siguientes parámetros, para cada período de 12 meses a noviembre de cada año: a) Frecuencia media de interrupción y su desviación estándar; b) Duración media de la interrupción y su desviación estándar; y c) Tiempo total de interrupción. (Reglamento del DFL N° 4)</i></p>
Modo de control de la calidad	<p><i>Las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán efectuar a su costa, una vez al año, y en la oportunidad que determine la Superintendencia, una encuesta representativa a clientes de su concesión, en la que éstos calificarán la calidad del servicio recibido. La encuesta se referirá a aspectos tales como tensión, número de fallas, plazo de reconexión en casos de interrupción del servicio, información entregada al cliente, puntualidad en el envío de las boletas o facturas, atención de nuevos suministros y otros. La encuesta será especificada por la Superintendencia y deberá efectuarse a través de empresas especializadas, debidamente inscritas en un registro que llevará, al efecto.</i></p>	<p><i>Además, las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán llevar un índice representativo de la continuidad de servicio a sus clientes, medido en los términos que la Superintendencia especifique, oyendo previamente a aquellas. La Superintendencia elaborará una norma de calificación, la cual será comunicada a las empresas con anterioridad a la realización de las encuestas indicadas en el artículo precedente.</i></p>	<p><i>Antes del 31 de diciembre de cada año, la Superintendencia elaborará sobre la base de los reclamos directos de los clientes presentados a ese organismo, de las encuestas y del índice de continuidad de servicio a que se refiere el artículo anterior, un ordenamiento de todas las empresas concesionarias de servicio público de distribución, atendiendo a la calidad de servicio entregado. Los resultados generales serán puestos en conocimiento de las empresas antes del 31 de diciembre de cada año. (DFL N° 4).</i></p>
Normativa	DFL N° 4	Ley 18.410	Reglamento del DFL N° 4

País	Costa Rica				
Definición	<p>Calidad de la tensión de suministro: se refiere a las características de la gestión (magnitud y frecuencia) normal suministrada a un servicio eléctrico para su utilización.</p> <p>Continuidad del suministro eléctrico: medida de la continuidad (libre de interrupciones) con que la energía se brinda a los abonados y usuarios para su utilización. (AR-NT-SUCAL)</p>				
Aspectos regulados de la calidad	Tensión de suministro: Variaciones; Tensiones armónicas; Severidad del parpadeo (AR-NT-SUCAL)	Gestión técnica y comercial			
Responsabilidad de la distribuidora	El cumplimiento de las condiciones de calidad del suministro eléctrico establecidas en esta norma es obligatorio para todas las empresas de distribución que se encuentren establecidas en el país o que se llegasen a establecer, de conformidad con las leyes correspondientes. (AR-NT-SUCAL).	Es responsabilidad de toda empresa distribuidora y comercializadora del servicio eléctrico establecer y mantener un sistema para identificar, registrar y contar todos los eventos asociados con la gestión comercial y técnica de la empresa en relación con los abonados y usuarios del servicio eléctrico (AR-NT-SUCOM).			
Penalización		Multas y sanciones El incumplimiento de las materias reguladas en la presente norma técnica será sancionado de conformidad con lo dispuesto en la Ley N° 7593 y leyes conexas (AR-NT-SUCOM).			
Tipo de índices de calidad	Índice de calidad: medida cuantitativa que permite efectuar un diagnóstico sobre la calidad del suministro eléctrico y que coadyuva a establecer medidas correctivas con el fin de lograr su mejoramiento en forma continua. (AR-NT-SUCAL).	Indicadores de gestión técnica por perturbaciones: Cantidad de perturbaciones con interrupciones reportadas por cada 10 mil servicios; Tiempo promedio de atención de perturbaciones (interrupciones); Cantidad de perturbaciones por calidad de la tensión por cada 10 mil servicios; Tiempo promedio de atención de perturbaciones por calidad de tensión.	Indicadores de gestión técnica por oportunidad del servicio: Tiempo promedio de conexión de servicios a baja tensión; Tiempo promedio de conexión de servicios a media tensión; Tiempo promedio de reconexión de servicios; Promedio de visitas fallidas; Indicadores de quejas: Cantidad de quejas por cada 10 mil servicios; Porcentaje de quejas resueltas; Tiempo promedio de resolución de quejas; Porcentaje de quejas resueltas a favor del usuario; Indicadores de quejas por facturación: Cantidad de quejas por facturación por cada 10 mil servicios; Porcentaje de quejas resueltas; Tiempo promedio de resolución de quejas por facturación; Porcentaje de quejas resueltas a favor del usuario;	Indicadores de quejas por medición: Cantidad de quejas por medición por cada 10 mil servicios; Porcentaje de quejas por medición resueltas; Tiempo promedio de resolución de quejas por medición; Porcentaje de quejas por medición resueltas a favor del usuario. Indicadores de quejas por problemas en la calidad de la energía eléctrica; Cantidad de quejas por calidad de la energía por cada 10 mil servicios; Porcentaje de quejas por problemas debido a la calidad de la energía eléctrica; Tiempo promedio de resolución de quejas por problemas de calidad de la energía; Porcentaje de quejas por calidad de la energía resueltas a favor del usuario.	Indicadores de quejas por otros aspectos: Cantidad de quejas por otros aspectos por cada 10 mil servicios; Porcentaje de quejas por otros aspectos resueltas; Tiempo promedio de resolución de quejas por otros aspectos; Porcentaje de quejas por otros aspectos resueltas a favor del usuario
Modo de control de la calidad	Programas de medición de la calidad de la tensión. Para evaluación de la calidad de la tensión de suministro, las empresas distribuidoras deben ejecutar programas de medición y registro, tanto de las variaciones de tensión de corta duración como de los niveles de la tensión de servicio, brindada a los abonados o usuarios finales en el punto de entrega, los cuales deberán desarrollarse siguiendo, como mínimo, con lo indicado en la norma (AR-NT-SUCAL) o afines que emitiera la Autoridad Reguladora. Auditorías de la autoridad reguladora.	Cálculo de los indicadores de gestión técnica y comercial Los indicadores de gestión técnica y comercial se calcularán semestralmente y deberán ser reportados a la Autoridad Reguladora en el formato electrónico editable y con las respectivas fórmulas y enlaces correspondientes, por el medio y en las fechas que establezca oportunamente la Autoridad Reguladora. Además el informe presentado deberá incluir un análisis crítico sobre las razones que originan las quejas de mayor incidencia y las medidas correctivas a implementar por la empresa eléctrica. (AR-NT-SUCOM)			
Normativa	Ley N° 7593 del 28 de marzo de 1996 de creación de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP).	Normas técnicas de ARESEP "Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión" (AR-NT-SUCAL)	"Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión" (AR-NT-SUCOM)	"Supervisión de la comercialización del suministro eléctrico en baja y media tensión" (AR-NT-SUCOM)	

País	Ecuador		
Definición			
Aspectos regulados de la calidad	Calidad del producto (RSRSSE)	Calidad del servicio técnico (RSRSSE)	Calidad del servicio comercial: Atención de solicitudes de servicio. Atención y solución de reclamos. Errores en medición y facturación (RSRSSE)
Responsabilidad de la distribuidora	El distribuidor deberá efectuar pruebas mensuales de voltaje (V) en los puntos de entrega de conformidad con la regulación correspondiente. El distribuidor por su propia iniciativa, por reclamo de los consumidores o exigencia del regulador, efectuará las mediciones y estudios necesarios para determinar el origen y las magnitudes de las perturbaciones. (RSRSSE)	Los distribuidores deben efectuar la recopilación de información relacionada con el registro de las interrupciones de servicio y la determinación de los indicadores de frecuencia y duración de interrupciones. El registro de las interrupciones deberá efectuarse mediante un sistema cuya metodología deberá ser desarrollada hasta alcanzar los índices de calidad que se establezcan en las regulaciones pertinentes. (RSRSSE)	El distribuidor mantendrá un registro actualizado de consumidores y otorgará las facilidades para que soliciten justificadamente las modificaciones sobre la información contenida en el registro, la que deberá ser incorporada por el distribuidor. (RSRSSE)
Penalización	Las infracciones a la ley, a su reglamento general, a las regulaciones se sancionarán con una multa impuesta por el ARCONEL, de 2 a 40 Salarios Básicos Unificados, SBU, de los trabajadores del sector privado, de acuerdo a la importancia o gravedad del daño causado por la acción u omisión constitutiva de la infracción, además de la indemnización de los perjuicios y la reparación de los daños realmente producidos. (LOSPEE)	Infracciones leves.- Incumplimiento parcial de los índices de calidad establecidos por el ARCONEL. En el caso de que la empresa eléctrica incurra en cualquiera de las infracciones catalogadas como leves, la sanción corresponderá a 20 Salarios Básicos Unificados (SBU). La reincidencia será sancionada con 30 SBU. (LOSPEE)	Infracciones graves de la empresa: Incumplimiento reiterado de los índices de calidad establecidos por el ARCONEL. En el caso de que la empresa eléctrica incurra en cualquiera de las infracciones catalogadas como graves, la sanción corresponderá a 30 SBU. La reincidencia será sancionada con el máximo de multas establecidas en este capítulo, esto es 40 SBU. (RSRSSE)
Tipo de índices de calidad	Calidad del Producto Nivel de voltaje. Perturbaciones. Factor de potencia (RSRSSE)	Calidad del Servicio Técnico: Frecuencia de interrupciones y Duración de interrupciones (RSRSSE)	Relaciones comerciales: a) Atención a consumidores existentes; b) Atención a nuevas solicitudes de servicio provisional o definitivo; c) Atención a solicitudes de servicios ocasionales; d) Modificaciones de los datos o características de los servicios existentes; e) La suspensión, reconexión y terminación del contrato; y, f) Atención y solución de reclamos. (RSRSSE)
Modo de control de la calidad	Reclamos.- Los consumidores, cuando consideren que el servicio de electricidad prestado por el distribuidor no está conforme con las disposiciones del presente reglamento, podrán presentar su reclamo al distribuidor, quien está obligado a atender el reclamo en un término máximo de 4 días. (RSRSSE)	Encuestas.- El distribuidor efectuará a su costo y al menos anualmente, una encuesta a los consumidores ubicados en su zona de concesión, para obtener datos que permitan calificar la calidad de la prestación del servicio. (RSRSSE)	
Normativa	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) Tercer Suplemento-Registro Oficial N° 418-Viernes 16 de enero de 2015.	Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad (RSRSSE) Decreto Ejecutivo N° 796 del 10 de noviembre de 2005 R.O. N° 150 del 22 de noviembre de 2005	

País	México		
Definición	Calidad: Grado en el que las características y condiciones del Suministro Eléctrico cumplen con los requerimientos técnicos determinados por la CRE con el fin de asegurar el correcto desempeño e integridad de los equipos y dispositivos de los Usuarios Finales. (LIE)		
Aspectos regulados de la calidad	El servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica deberá prestarse bajo parámetros aceptables de: I. Tensión; 2. Disponibilidad de los elementos de las redes; III. Interrupciones del Suministro Eléctrico; IV. Componentes armónicos; V. Pérdidas de energía eléctrica, y VI. Cualquier otro aspecto técnico que la CRE considere necesario.	Tiempos de respuesta (Res. CRE)	Calidad del servicio (Res. CRE)
Responsabilidad de la distribuidora	Ofrecer y prestar el Suministro Eléctrico a todo aquel que lo solicite, cuando ello sea técnicamente factible, en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad. (LIE)		
Penalización	Las infracciones a lo dispuesto en esta Ley, sus Reglamentos o disposiciones emanadas de la misma se sancionarán con multa del 2 al 10% de los ingresos brutos percibidos en el año anterior por: Dejar de observar, de manera grave a juicio de la CRE, las disposiciones en materia de la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional (LIE). Y por: Incumplir las disposiciones en materia de la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional (LIE).		
Tipo de índices de calidad		Atención a solicitud de instalación de cargador doméstico para vehículo eléctrico; Atención a solicitud de reposición de dispositivo o saldo en Prepago; Tiempo de espera para recibir atención personal; Tiempo de espera para recibir atención vía telefónica; Tiempo de respuesta a través de medios electrónicos; Atención de inconformidad por montos facturados; Atención a solicitud de celebración de un nuevo contrato; Atención a solicitud de terminación del contrato actual y reembolso del Depósito de Garantía; Atención a solicitud de corrección de datos personales; Notificación de interrupción programada del servicio.	Número de solicitudes y quejas recibidas por cada 1000 habitantes; Número de quejas recibidas por interrupción o mala calidad del Suministro, por cada 1000 habitantes; Porcentaje total de solicitudes y quejas atendidas; Tiempo promedio de atención de solicitudes y quejas; Porcentaje de cumplimiento de tiempos de atención de solicitudes y quejas; Percepción del servicio.
Modo de control de la calidad	La Comisión Reguladora de Energía (CRE) podrá requerir, en los términos y formatos que al efecto determine, la información de costos, condiciones de operación y demás elementos que permitan valorar el riesgo de las actividades y el desempeño y la calidad de la prestación del servicio, para efectos de la estructura tarifaria y sus ajustes. (RLIE)	El Suministrador de Servicios Básicos deberá mantener registros desagregados de la atención brindada a sus Usuarios Finales con el fin de conocer el número de solicitudes atendidas y quejas relacionadas al incumplimiento de los estándares de calidad del servicio, sus características y su resolución en tiempo y forma, con atraso o en incumplimiento.	La información relativa a la percepción del servicio deberá medir la calidad del servicio y la satisfacción de los Usuarios Finales a través de la formulación de encuestas de calidad de servicio.
Normativa	Ley de Industria Eléctrica (LIE) (Diario Oficial del 11 de agosto de 2014)	Reglamento de la Ley de Industria Eléctrica (RLIE) (Diario Oficial del 31 de octubre de 2014)	Resolución CRE Núm. RES/999/2015 Apéndice I

País	Panamá		
Definición			
Aspectos regulados de la calidad	Calidad del servicio técnico – Confiabilidad	Niveles de tensión – Efectos de Parpadeo – Armónicas	Calidad comercial
Responsabilidad de la distribuidora	Las empresas distribuidoras deberán realizar el suministro de la energía eléctrica, en forma adecuada, con la finalidad de mantener un nivel adecuado de satisfacción en los clientes. Será de exclusiva responsabilidad de las empresas distribuidoras prestar el servicio público de distribución de electricidad con un nivel de calidad satisfactorio, acorde con los parámetros e indicadores establecidos en la norma.	Las empresas distribuidoras deberán mantener sus niveles de tensión o voltaje dentro de los rangos señalados por esta norma, de manera que los equipos eléctricos de los clientes puedan operar eficientemente dentro de las tensiones normalizadas para el sistema de distribución eléctrica.	Las empresas distribuidoras deberán proveer además del suministro de la energía eléctrica, un conjunto de servicios comerciales relacionados, necesarios para mantener un nivel adecuado de satisfacción a los clientes.
Penalización	En caso de verificarse incumplimientos individuales en los niveles de Calidad Técnica a cada Cliente, la empresa distribuidora deberá compensar al cliente afectado, mediante créditos en la facturación del mismo. En caso de verificarse incumplimientos en los Niveles Globales de Calidad Técnica, la empresa distribuidora deberá acumular anualmente las penalizaciones en el fondo de inversión para mejoras al servicio eléctrico que será determinado por la ASEP en coordinación con las distribuidoras.	En caso de incumplimiento del programa de inversiones del año específico (marzo a febrero), la ASEP penalizará a la empresa en función de la magnitud de los incumplimientos.	En caso de verificarse incumplimientos en los Niveles de Calidad Comercial Garantizados a Cada Cliente, la empresa distribuidora deberá compensar al cliente afectado, mediante un crédito a favor del cliente en su facturación. En caso de verificarse incumplimientos en los Niveles Globales de Calidad Comercial, la empresa distribuidora deberá acumular anualmente las penalizaciones en un fondo para inversiones de mejora a las redes eléctricas, las cuales serán determinadas por la ASEP.
Tipo de índices de calidad	La calidad del servicio eléctrico, en los que respecta a la confiabilidad, se evaluará sobre la base de la cantidad y la duración (frecuencia) de las interrupciones a los clientes. Indicadores Globales: para las Interrupciones Permanentes y por Área, se calcularán anualmente los índices siguientes: - SAIFI= Cantidad promedio de interrupciones por cliente, por año, por área; - SAIDI= Tiempo total promedio de interrupción por cliente, por año, por área.	Indicadores globales de nivel de tensión: a) FEBB: Frecuencia Equivalente por Rango de Tensión; b) FEBPB: Frecuencia Equivalente por Rango de Tensión fuera de los límites admisibles; c) FEECB: Frecuencia Equivalente por Energía Consumida desagregada por Rango de Tensión. El indicador del efecto de parpadeo en el sistema de distribución deberá ser medido por el índice de severidad de efecto de parpadeo de corto plazo Pst.	Niveles de Calidad Comercial Garantizados a Cada Cliente, a los tiempos de respuesta asociados a: 1. Reposición del suministro después de una interrupción individual. 2. Conexión del servicio eléctrico y el medidor. 3. Restablecimiento del servicio cuando haya sido suspendido por falta de pago. 4. Estimaciones en la facturación. 5. Reclamaciones por inconvenientes en la facturación. 6. Información a los clientes acerca de las interrupciones programadas. 7. Reclamaciones por inconvenientes con el nivel de tensión suministrado. 8. Reclamaciones por funcionamiento del medidor.
Modo de control de la calidad	Las empresas distribuidoras deberán informar, por el medio que se les solicite, a la ASEP, el desempeño del sistema de distribución, en términos de los indicadores de confiabilidad, variaciones en los niveles de tensión, presencia del efecto de parpadeo, y niveles de armónicas existentes; indicando los incumplimientos de los indicadores establecidos por esta norma y lo establecido en el contrato de concesión	El control del nivel de tensión suministrada se basará en los resultados de cada una de las mediciones individuales realizadas y de indicadores del tipo global obtenidos a partir de los resultados de la totalidad de las mediciones válidas efectuadas mediante la ejecución de campañas de medición en diversos puntos de la red.	Las empresas distribuidoras deberán informar por escrito a la ASEP, respecto de las exigencias establecidas en la presente Norma de Calidad del Servicio Comercial, indicando los incumplimientos de los parámetros establecidos por esta norma. Asimismo, deberán mantener los registros detallados de todos los datos e informaciones, en caso de que estas sean requeridas por la ASEP.
Normativa	La Resolución AN N° 6001-Elec. Del 13 de marzo de 2013, aprobó el Título IX del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado "Normas de Calidad del Servicio Técnico".		La Resolución AN N° 6002-Elec del 13 de marzo de 2013, aprobó el Título X del Reglamento de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica, denominado "Normas de Calidad del Servicio Comercial"

País	Perú		
Definición	La Calidad de Producto suministrado al Cliente se evalúa por las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega.	La Calidad de Suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los Clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio.	La Calidad Comercial evalúa el trato al cliente, los medios de atención y la precisión de medida (NTCSE).
Aspectos regulados de la calidad	Calidad de producto: Tensión; Frecuencia; Perturbaciones (Flicker y Tensiones armónicas).	Calidad de suministro: Interrupciones	Calidad del servicio comercial: se evalúa sobre tres (3) subaspectos, los mismos que solo son de aplicación en las actividades de distribución de la energía eléctrica: 1) Trato al Cliente (Solicitudes de Nuevos Suministros o Ampliación de Potencia Contratada; Reconexiones; Opciones Tarifarias; Reclamos por errores de medición/facturación; Otros) -2) Medios a disposición del cliente: (Facturas; Registro de reclamos; Centros de atención telefónica/fax) -3) Precisión de medida de la energía facturada.
Responsabilidad de la distribuidora	Obligación de garantizar la calidad de servicio: Los concesionarios están obligados a garantizar la calidad, continuidad y oportunidad del servicio eléctrico, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la norma técnica correspondiente. RLCE.		
Penalización	El Reglamento señalará las compensaciones, sanciones y/o multas por el incumplimiento e infracciones a la presente Ley. Los ingresos obtenidos por compensaciones serán abonados a los usuarios afectados, y los provenientes de sanciones y/o multas constituirán recursos propios del OSINERG. (LCE).	Adicionalmente, el pago de compensaciones a los clientes por incumplimiento de los aspectos de calidad del servicio eléctrico, evaluada según los indicadores individuales: número de interrupciones (N) y duración de las mismas (D), se efectuará de conformidad con lo establecido en las normas de calidad de servicio eléctrico. (RLCE).	Penalizaciones. -Los incumplimientos son penalizados en cada período de evaluación de la Calidad del Servicio Comercial, con multas cuyos importes se establecen en base a la escala de Sanciones y Multas vigente en su oportunidad. Las transgresiones a la tolerancia establecida o incumplimiento de la Norma se sancionan por cada período de control semestral con multas cuyos importes se establecen en base a la Escala de Sanciones y Multas vigente.
Tipo de índices de calidad	El indicador para evaluar la tensión de entrega, en un intervalo de duración de quince (15) minutos de duración, es la diferencia entre la media de los valores eficaces instantáneos medidos en el punto de entrega y el valor de la tensión nominal del mismo punto. Este indicador está expresado como un porcentaje de la tensión nominal del punto. Indicador de Frecuencia: Variaciones Sostenidas de Frecuencia, está expresado como un porcentaje de la Frecuencia Nominal del sistema: Adicionalmente, se controlan las Variaciones Súbitas de Frecuencia (VSF) por intervalos de un minuto; y la Integral de Variaciones Diarias de Frecuencia (IVDF). Indicador para FLICKER: El Índice de Severidad por Flicker de corta duración (Pst) definido de acuerdo a las normas IEC. Para ARMÓNICAS: Las Tensiones Armónicas Individuales (Vi) y el Factor de Distorsión total por Armónicas (THD).	La calidad de suministro se evaluará en función a indicadores globales de desempeño: número de Interrupciones (SAIFI) y duración de las mismas (SAIDI) por sistema eléctrico y por sector típico de cada EDE. (RLCE con reforma). Indicadores de la Calidad de Suministro: a) Número Total de interrupciones por Cliente por Semestre (N); b) Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D).	Para Trato al Cliente, en todos los casos, los indicadores son Plazos Máximos fijados al Suministrador para el cumplimiento de sus obligaciones: a) Solicitudes de Nuevos Suministros o Ampliación de la Potencia Contratada; b) Reconexiones; c) Opciones tarifarias; d) Reclamaciones por errores de medición/facturación; e) Cualquier otra reclamación. Indicadores para medios de atención, en todos los casos, son los Requerimientos Mínimos exigidos en este aspecto al Suministrador para a) Facturas; b) Registro de reclamaciones, c) Centros de atención telefónica/fax. El Indicador para la precisión de la medida de la energía es el número de suministros en los que se haya verificado deficiencias en el sistema de medición.
Modo de control de la calidad	Una vez al año, en la forma y la oportunidad que determine el Reglamento, se efectuará una encuesta representativa a usuarios de una concesión, para calificar la calidad del servicio recibido. (LCE). El control de la Calidad de Producto se lleva a cabo en períodos mensuales, denominados "Períodos de Control". Control de nivel de tensión. -El control se realiza a través de mediciones y registros monofásicos o trifásicos, según corresponda al tipo de Cliente. Control de frecuencia. -El control se realiza a través de mediciones y registros llevados a cabo con equipos debidamente certificados.	Para evaluar la Calidad de Suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas. El Período de Control de interrupciones es de (6) meses calendario de duración.	Evaluación semestral en relación con el trato que el Suministrador brinda a sus Clientes. Los Suministradores deben presentar a la Autoridad un informe mensual sobre los pedidos y reclamaciones recibidos. La Autoridad dispone una evaluación semestral de los Suministradores, en relación con los medios de atención al público, y sanciona a los infractores. De precisión de medida de la energía facturada- El control es semestral y se lleva a cabo a través de programas mensuales de inspección con equipos debidamente certificados por la entidad competente y aprobados por la Autoridad.
Normativa	La Ley de Concesiones Eléctricas - Decreto Ley 25884 y sus modificatorias (LCE)	El Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, actualizado con el Decreto Supremo N° 018-2016-EM y Decreto Supremo N° 028-2016-EM (RLCE).	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM y sus modificaciones introducidas hasta 2010 (NTCSE).

País	Uruguay		
Definición	Calidad de Servicio de Distribución: Es el conjunto de atributos que permite un nivel de desempeño mínimo del servicio de distribución en términos de calidad del producto, confiabilidad y continuidad del servicio y calidad de la atención a los usuarios. Decreto 276/02 Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional.		
Aspectos regulados de la calidad	Calidad del producto técnico suministrado: Los aspectos de calidad del producto técnico que se controlarán son las perturbaciones y el nivel de tensión. Las perturbaciones que se controlarán son las variaciones rápidas de tensión (flicker), las armónicas y los desbalances.	Calidad de los servicios técnicos	Calidad de servicio comercial
Responsabilidad de la distribuidora	Es obligación del Distribuidor efectuar la actividad de Distribución con un nivel de calidad satisfactorio compatible con el diseño de una red adaptada en una empresa eficiente según se determina en el estudio del VADE, y conforme a las disposiciones de este Reglamento y al Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución que apruebe el Regulador. (Reglamento de distribución).		
Penalización	Si los valores calculados resultaren superiores a las Metas de Continuidad establecidas para dichos indicadores, el Distribuidor deberá compensar a los usuarios. (Reglamento de calidad de servicio de distribución eléctrica).		Cuando el índice global de control IFE supere el 1.2%, se aplicará al Distribuidor una multa igual al 10% de las devoluciones realizadas por errores de facturación en el semestre de control, actualizadas con la tarifa vigente al momento de la aplicación de la multa, por cada 0.5% adicional. La multa máxima no superará el 100% de las devoluciones efectuadas debidamente actualizadas.
Tipo de índices de calidad	Índice que mide la calidad del producto o del servicio de distribución. Indicador individual: Índice que mide la calidad del producto o del servicio de distribución a nivel de Consumidor individual. Indicador Global: Índice que mide la calidad del producto o del servicio de distribución a nivel de Agrupamiento. (Reglamento de calidad de servicio de distribución de energía eléctrica). El indicador para evaluar la tensión en un punto de la red será la diferencia entre la media de los valores eficaces medidos en el punto considerado y el valor de la tensión nominal del mismo.	Indicadores globales: Frecuencia media de interrupción por consumidor en un Agrupamiento; tiempo medio total de interrupción por consumidor en un Agrupamiento. Indicadores Individuales: frecuencia de interrupción de un consumidor; tiempo total de interrupción de un consumidor; tiempo máximo de interrupción de un consumidor.	Plazos en la conexión de nuevos usuarios y aumentos de potencia, facturación con base en consumo estimado, plazos de cortes y reconexiones, errores de facturación y respuestas ante reclamaciones. El desempeño global del Distribuidor con relación a errores de facturación será evaluado en función del siguiente indicador de facturas con errores sobre el total de facturas emitidas: IFE.
Modo de control de la calidad	Con el objeto de mantener y mejorar la continuidad del servicio de distribución de energía eléctrica, se establecen Metas de continuidad semestrales para los Indicadores Globales e Individuales. Estas Metas podrán ser modificadas en cada revisión tarifaria. A partir del 1° de julio de 2009, se calcularán los indicadores cuyas metas están incluidas en la Tabla 1 del Reglamento de Calidad.		
Normativa	Decreto 276/02 Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional	Decreto N° 277/002- Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica	

Continuidad del suministro eléctrico: Muestra y recolección de información

Nuestro estudio recabó información de 127 empresas de distribución eléctrica para el periodo 2005-2015. Esta información proviene de los distintos organismos reguladores de cada país de la muestra.

País	Entidad
Argentina	ENRE
Brasil	ANEEL
Colombia	CREG
Costa Rica	ARESEP
Ecuador	ARCONEL
Panamá	ASEP
Perú	OSINERGMIN
Uruguay	URSEA

La continuidad del suministro eléctrico se refiere a la provisión del servicio sin interrupciones, o su confiabilidad. Esta definición solo mide si el servicio es provisto, y no incluye la calidad de la onda a la que se presta.¹⁶ La importancia de tener definido un conjunto de indicadores que permitan evaluar el desempeño de una red, resulta indispensable para aplicar un análisis sobre la calidad del servicio suministrado. El estudio se enfoca en los eventos durante los cuales el voltaje en los puntos de suministro cae a cero o es prácticamente nulo.

A nivel internacional existen distintas normativas que definen indicadores tendientes a evaluar la confiabilidad de los servicios de suministro de energía eléctrica.¹⁷ Entre este grupo de normas se destacan la IEEE 1366 - Guide For Electric Power Distribution Reliability Indices, las especificaciones implementadas por el CEER (Council of European Energy Regulators). Los nombres y definiciones de estos indicadores varían según la normativa que se considere:

16. Aunque estrictamente la calidad del servicio incluye tanto su continuidad como la calidad de la onda, en este documento (como en la mayoría de la literatura), calidad del servicio se usa indistintamente como continuidad del servicio.

En términos técnicos, la energía que se encuentra disponible en el sistema eléctrico es la llamada corriente alterna, la cual se transfiere por medio de ondas electromagnéticas que tienen un comportamiento sinusoidal con una frecuencia de 60 ciclos por segundo (o Hertz, HZ) en la zona norte de LA, o 50 Hz en el Cono Sur. Existen otros indicadores de calidad del servicio que miden parámetros de la onda, incluyendo el voltaje y la frecuencia se encuentren dentro de parámetros establecidos, o la magnitud de armónicos, es decir, ondas superpuestas a la onda principal de 50 o 60 Hz. En nuestra región, por ser indicadores secundarios, los indicadores de la calidad de la onda no son considerados en este estudio.

17. Existen esquemas donde las interrupciones del servicio forman parte de las tarifas, a fin de disminuir el costo del servicio. Estas tarifas, llamadas interrumpibles, permiten a la empresa cortar el suministro durante períodos de alto consumo, por ejemplo, en los días más calientes del verano, a fin de reducir el costo de la energía (la energía producida en las horas pico es mucho más costosa que la energía producida durante el resto del día), o a fin de posponer inversiones (por ejemplo, para evitar el reemplazo de cables y conductores a fin de permitir la entrega de la energía incremental). Estas interrupciones no forman parte del estudio.

• Norma IEEE 1366

En esta norma se definen los indicadores: SAIDI (System Average Interruption Duration Index) referido a la duración de las interrupciones, generalmente medidas en minutos; y SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) referido a la frecuencia de las interrupciones, medidas en número de interrupciones en un período de tiempo, generalmente un año.

• Definiciones del CEER

La definición de los indicadores realizada por el CEER es consistente con la IEEE 1366 para los indicadores SAIDI y SAIFI. En algunos países dentro del ámbito del CEER se define el identificador CMLs (Customer Minutes Lost per customer per year) que se asocia al SAIDI y el indicador CIs (Customer Interruptions per 100 customers per year) que se asocia al SAIFI.

El desarrollo de índices es una herramienta útil para monitorear y controlar los estándares de calidad. Como indican Harish et al. (2014), el desarrollo de índices que reflejen la confiabilidad del sistema en horas de alta demanda, la predicción día a día y el número de consumidores afectados, con un enfoque en actividades productivas, podría ayudar a establecer mejores objetivos y un monitoreo más objetivo de las interrupciones y sus consecuencias. Sin embargo, como hemos mencionado anteriormente, la sensibilidad a las interrupciones se encuentra en función del tipo de consumidor.¹⁸

Por su parte, el nivel óptimo de calidad es donde el beneficio marginal —por parte de los consumidores— iguala al costo marginal —de las empresas— (Baldwin and Cave, 1999). Sin embargo, se debe considerar que, por el lado de la distribución, a medida que los niveles de calidad son mayores su incremento se vuelve más caro, por lo tanto, el costo marginal asociado a la calidad aumenta. En cuanto a la demanda, a medida que mejora la calidad del servicio el beneficio extra reportado por los consumidores disminuye, por lo tanto, el nivel óptimo de la calidad es reflejo de la dinámica de estos dos factores. Aunado a lo anterior, la literatura sugiere que contar con infraestructura de mejor calidad potencia el crecimiento económico y mejora los resultados¹⁹, ya que un menor desarrollo de infraestructura y servicios de mala calidad incrementan el costo de las empresas y puede representar un sesgo en sus decisiones sobre tecnología generando consigo un aumento relativo de sus costos totales con respecto a otros competidores (Alby et al. 2012). Teóricamente, un mercado liberalizado conduciría a resultados eficientes, no obstante, ante la ausencia de una regulación adecuada los distintos oferentes no cuentan con incentivos que aseguren un nivel óptimo del servicio como más adelante se analizará.

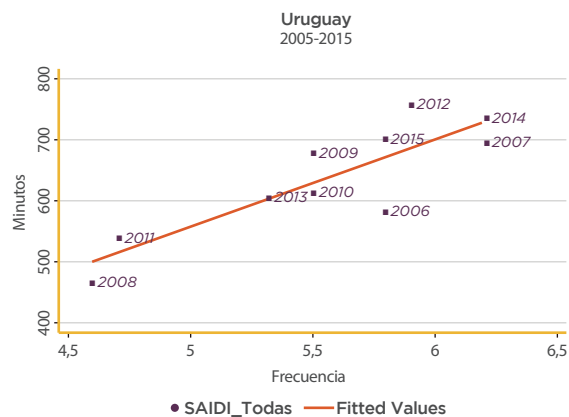
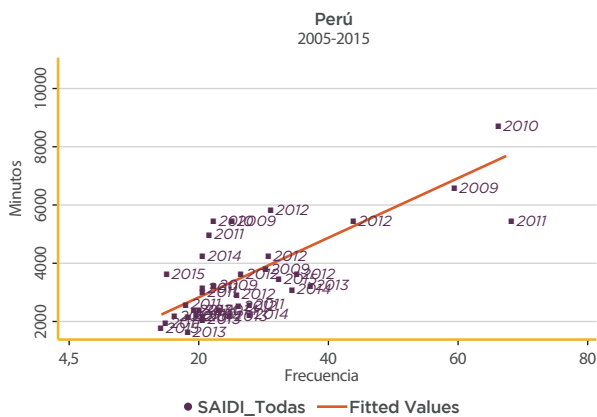
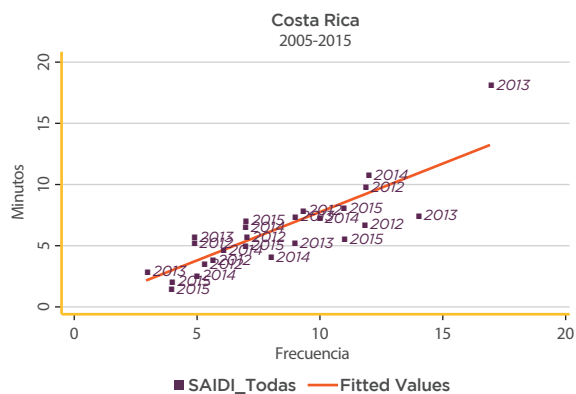
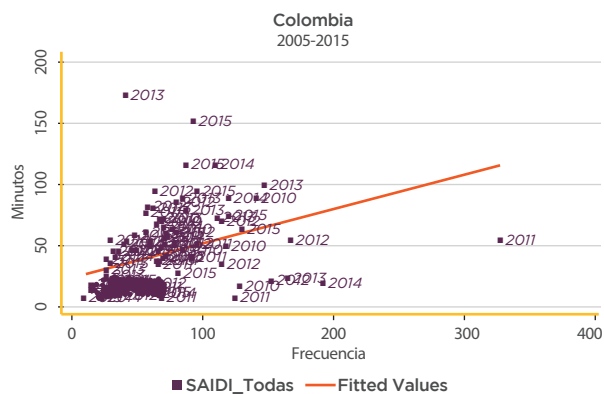
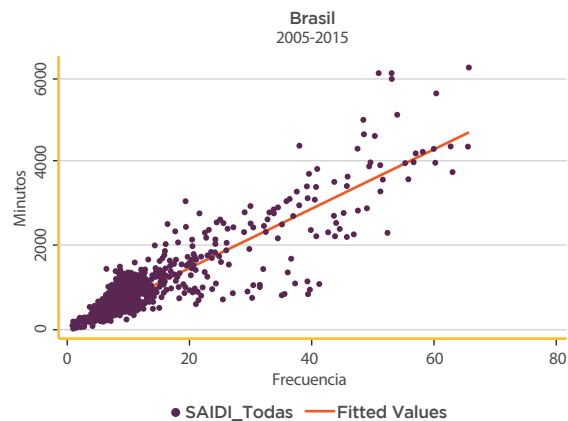
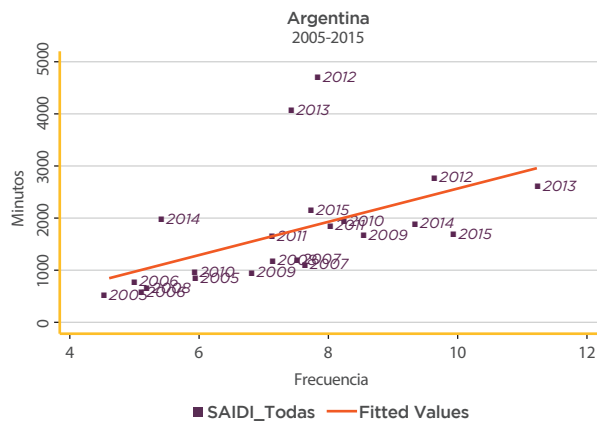
Según la información recabada las distribuidoras de electricidad que componen nuestra muestra reportaron en promedio 20 interrupciones anuales entre 2005 y 2015. Siendo los años 2011 y 2012 los que mayor número de interrupciones reportaron. Por su parte, la duración de estas interrupciones fue de 1, 011 minutos. No obstante, tanto la frecuencia como la duración de las interrupciones distan de ser homogéneas entre empresas de los distintos países de la región, véase Gráfico 5.

18. Por ejemplo, consumidores industriales pueden ser menos elásticos ya que la interrupción del servicio podría dañar todo un lote de producción. Por el otro lado, parecería que los consumidores residenciales pueden tener mayores tolerancias a interrupciones.

19. Calderon y Servén (2003); Dinkelmann (2009); Lipscomb, Mobarak, and Barham (2013).

Gráfico 5. SAIDI y SAIFI por país 2005 -2015

Fuente: Elaboración de los autores con datos obtenidos de los entes reguladores de cada país



En promedio las empresas en Colombia reportaron 60 interrupciones por año, lo cual la cataloga como el país donde con mayor frecuencia ocurren estos eventos. Por su parte, Perú es el país que reporta una mayor duración de las interrupciones superando el promedio de América Latina. La duración de las interrupciones es reportada en minutos, y como se puede observar en la Tabla 3 Costa Rica es el país que registra el menor tiempo de duración y la frecuencia en que ocurren estas ha ido disminuyendo a partir de 2012. Esto se debe fundamentalmente a la forma en que la calidad del servicio es regulada.

País	Duración de las interrupciones		Frecuencia de las interrupciones	
	Media	Desv. Stand.	Media	Desv. Stand.
Argentina	1730	1076.3	7	1.7
Brasil	1070	968.2	14	12.3
Colombia	39	30.75	60	43.16
Costa Rica	6	3.19	8	3.34
Perú	3676	1882.95	28	12.6
Uruguay	632	87.96	6	0.55

*Tabla 3. Promedio de duración y frecuencia de las interrupciones**

**La frecuencia de las interrupciones presentadas por Colombia no son comparables con el resto de los países, ya que Colombia cuenta sus interrupciones cuando tienen una duración mayor a un minuto, mientras que los demás países las miden a partir de tres minutos. Es importante notar que medir una interrupción a partir de un minuto es mucho más severo que medirlas a partir de tres minutos, no existiendo una relación lineal entre el lapso al cual se le mide la interrupción, y su frecuencia. Por el otro lado, la duración de las interrupciones también es afectada por este factor.*

Con la información recolectada para este trabajo, se grafican en este capítulo en forma conjunta, los valores de los indicadores de continuidad del suministro a nivel país, los que a los efectos de simplificar el análisis se han nombrado de la misma forma para todos los países. Se utiliza la designación SAIDI para referirnos al indicador relacionado con la duración media anual por consumidor de las interrupciones y la designación SAIFI para referirnos al indicador relacionado con la cantidad media anual de interrupciones por consumidor.²⁰

Buscando hacer comparaciones con la calidad del servicio eléctrico que se brinda en otros países fuera de la región, se agregan cuadros resumidos sobre los informes internacionales de Benchmarking²¹ que comparan los valores de los indicadores de continuidad del suministro SAIDI y SAIFI de países de zonas con mayor desarrollo económico, los que son analizados con mayor detalle y profundidad en los Anexos 1 y 2.

En forma similar a lo que se ha observado que se realiza en trabajos del mismo tipo sobre la evaluación de la calidad del servicio eléctrico a nivel internacional en otras regiones, se ha optado por integrar en un solo gráfico todos los valores de país de estos indicadores, a pesar de que se reconoce que las bases del cálculo en las distintas regulaciones tienen diferencias que pueden resultar sustantivas al momento de hacer comparaciones.

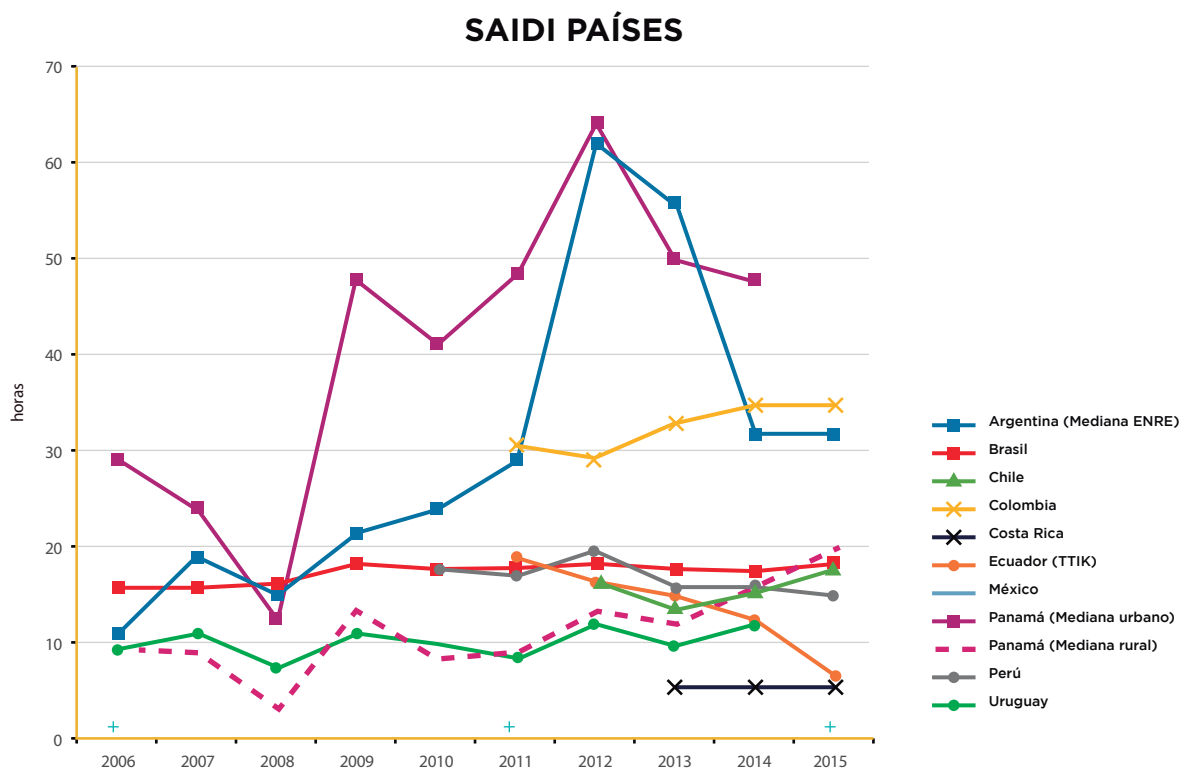
20. Para Ecuador se utilizan los datos disponibles de los indicadores a nivel sistema TTIK y FMIK.

21. Tracking the Reliability of the U.S. Electric Power System: An Assessment of Publicly Available Information Reported to State Public Utility Commissions 2008.

- Assessing Changes in the Reliability of the U.S. Electric Power System 2015.

- Benchmarking reports on the quality of electricity supply - CEER.

Benchmarking – Duración media anual de las interrupciones (SAIDI)
Fig. 79



Del análisis de las curvas del indicador relacionado con la duración media anual de las interrupciones, se observa que a excepción de Ecuador y en menor medida Perú, el resto de los países no muestran una tendencia clara de mejora de los valores de este indicador, evidenciándose en varios de ellos una tendencia de deterioro de la calidad del suministro. Se verifica que la mayoría de los países registran valores por encima de las 10 horas al año en todo el período analizado.

Agregando conclusiones de análisis de Benchmarking sobre países extrazona, se observa que tanto en Estados Unidos como en los países de Europa que participan en los reportes de la CEER, los valores anuales reportados por país del indicador SAIDI son netamente inferiores a los que se tienen en los países Sudamericanos. Tanto en Estados Unidos como en los países europeos, la unidad de medida anual de este indicador son los minutos, mostrando ya un aspecto para la reflexión.

Como dato de comparación puntual se observa que 112 empresas de Estados Unidos han tenido valores promedio de SAIDI que no superaron los 70 minutos (1 hora 10 minutos) en el período 2005 a 2015. Con respecto a los países europeos, se subraya que la gran mayoría de estos (89 %) registraron en cada uno de los últimos cinco años, valores de este indicador inferiores a 600 minutos (10 horas), habiendo incluso considerado para el cálculo los aportes de las interrupciones programadas y las encuadradas dentro de Eventos Extraordinarios.

Se agrega cuadro con un mayor detalle de los valores del indicador SAIDI en países extrazona

Año del estudio	Región	Cantidad de empresas del estudio	Detalle	Valores SAIDI
2015	Estados Unidos	112 ^{*1}	75% empresas	valores menores a 63,4 minutos
			Valor promedio	62.53 minutos
			Desde 2005 a 2015	valores promedio no superaron los 70 minutos
2015		132 ^{*2}	75% empresas	registró valores anuales inferiores a 200 minutos en 13 años
2008		71 ^{*3}	Valor promedio	344 minutos incluyendo Eventos Extraordinarios
			50% de las empresas	213 minutos incluyendo Eventos Extraordinarios
Año del estudio	Región	Cantidad de países	Detalle	Valores SAIDI
2016	Europa	27 ^{*4}	al menos 89% países	registraron en cada uno de los últimos 5 años valores inferiores a 600 minutos
		29 ^{*5}	al menos 83% países	registraron en cada uno de los últimos 5 años valores inferiores a 400 minutos
		25 ^{*6}	al menos 88% países	registraron en cada uno de los últimos 5 años valores inferiores a 200 minutos

^{*1} se consideran datos de empresas que incluyen y otras que no incluyen los Eventos Extraordinarios en los cálculos

^{*2} sin incluir Eventos Extraordinarios

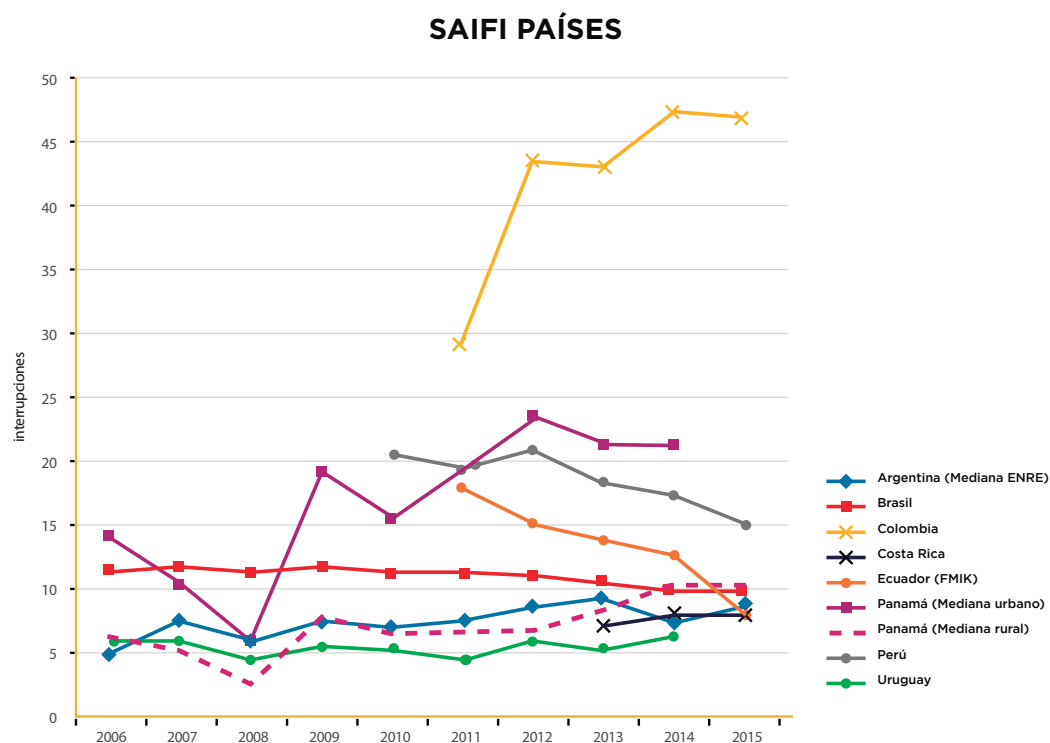
^{*3} incluyendo Eventos Extraordinarios

^{*4} incluyendo interrupciones programadas y Eventos Extraordinarios

^{*5} incluyendo Eventos Extraordinarios

^{*6} solo interrupciones no programadas

Benchmarking - Cantidad media anual de las interrupciones (SAIFI)



En lo que refiere al análisis de las curvas relacionadas con la cantidad media anual de interrupciones, se observa que tres países (Brasil, Ecuador y Perú) muestran una tendencia de mejora en este aspecto de la calidad del servicio, mientras que el resto de los países no evidencian una mejora de este indicador, mostrando incluso varios de ellos una tendencia de deterioro de este aspecto de la calidad. Se verifica que desde el año 2012 todos los países presentan valores anuales superiores a las 5 interrupciones al año.

Agregando también para este indicador conclusiones de análisis de Benchmarking sobre países extrazona, se observa igualmente que tanto en Estados Unidos como en los países de Europa que participan en los reportes de la CEER, los valores anuales reportados por país del indicador SAIFI son muy inferiores a los que se tienen en los países Sudamericanos. Como dato de comparación puntual se subraya que el valor promedio de este indicador para el año 2015 de 112 empresas de Estados Unidos, es inferior a una interrupción al año (0.91 cortes al año). En comparación con los países europeos se verifica que la gran mayoría de los países (85%) registraron en los últimos cinco años valores de este indicador inferiores a las 5 interrupciones al año.

Se agrega cuadro con un mayor detalle de los valores del indicador SAIFI en países extrazona

Fig. 82

Año del estudio	Región	Cantidad de empresas del estudio	Detalle	Valores SAIDI
2015	Estados Unidos	112* ¹	75% empresas	valores menores a 1,2 cortes al año
			Valor promedio	0,91 cortes al año
			Desde 2005 a 2015* ³	valores promedio no superaron las 1,6 interrupciones al año
2015		132* ²	75% empresas	registró valores anuales inferiores a 2 interrupciones al año en 13 años
Año del estudio	Región	Cantidad de países	Detalle	Valores SAIFI
2016	Europa	27* ⁴	al menos 85% países	registraron en cada uno de los últimos 5 años valores inferiores a 5 interrupciones por año
		29* ⁵	al menos 86% países	registraron en cada uno de los últimos 5 años valores inferiores a 4 interrupciones por año
		25* ⁶	al menos 81% países	registraron en cada uno de los últimos 5 años valores inferiores a 3 interrupciones por año

*¹ se consideran datos de empresas que incluyen y otras que no incluyen los Eventos Extraordinarios en los cálculos

*² sin incluir Eventos Extraordinarios

*³ excluyendo año 2007

*⁴ incluyendo interrupciones programadas y Eventos Extraordinarios

*⁵ incluyendo Eventos Extraordinarios

*⁶ solo interrupciones no programadas

CONCLUSIONES

En el desarrollo del trabajo se ha constatado la preocupación y los esfuerzos realizados por los organismos reguladores de los países latinoamericanos para actualizar la normativa regulatoria y los procesos de evaluación y control, con el objetivo de lograr una mejora de la calidad del suministro eléctrico. Muestra de esto son los ajustes normativos que en los últimos años se vienen realizando en varios países, tendientes a lograr entre otros aspectos, una mejora de la calidad del suministro. En una visión general se ha observado la aplicación de diferentes tipos de esquemas regulatorios con diferentes impactos sobre las gestiones de las empresas prestadoras de los servicios eléctricos.

Asimismo, en muchas empresas se han seguido las señales regulatorias, reformulando sus procesos e incorporando nuevas tecnologías a las infraestructuras de potencia como a sus tecnologías de información. Todo ello acompañado con aumentos de productividad y eficiencia y buscando una nueva relación con el Cliente.

En el capítulo 9 de este informe se realizó un análisis transversal de los criterios y normativas utilizados para evaluar la calidad de los servicios en los países de América Latina, en donde se han identificado similitudes en las regulaciones nacionales analizadas y se ha subrayado la falta de homogeneización en la utilización de indicadores y criterios de evaluación.

Se destaca el hecho de que la transparencia con la que los reguladores actúan es un aspecto que se continúa desarrollando en forma positiva en la región, tendiendo a reducir la asimetría de información existente entre empresas y clientes, redundando en un beneficio para toda la sociedad. La mejora de las comunicaciones, así como el fácil acceso de los clientes a la información relevante del servicio que se les brinda, la cual es publicada en los sitios web de las entidades reguladoras, son factores que contribuyen en forma positiva para lograr una mejora de los servicios prestados. Sobre este aspecto, solo a título de ejemplo, se destaca la profusa información que la Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil (ANEEL) pone a disposición en su sitio web <http://www.aneel.gov.br/>, brindando una información muy completa y transparente para los clientes y operadores del mercado.

También la realización de encuestas de satisfacción de los clientes y el desarrollo y publicación de trabajos que concluyen con un ranking del servicio brindado por las empresas, son herramientas que se han aplicado en varios países y que apoyan las acciones tendientes a buscar la mejora de los servicios, empoderando el accionar de los clientes.

En relación a la evaluación de la continuidad o fiabilidad del suministro, punto en el cual se ha hecho foco en este estudio, se observa la necesidad de avanzar en la búsqueda de homogeneización de los criterios utilizados para el cálculo de los indicadores relacionados con la evaluación de los tiempos de interrupción del servicio y la cantidad de interrupciones que afectan a los clientes, los que internacionalmente son utilizados para los estudios de Benchmarking de la calidad del suministro eléctrico.

En el capítulo 6 sobre Continuidad del Suministro y en particular en el punto 6.5.2, se han agregado definiciones y comentarios sobre los indicadores utilizados en cada uno de los países, evidenciándose esta falta de criterios homogéneos.

Sobre este aspecto, se identifica como una de las consecuencias del trabajo, una oportunidad de mejora en la búsqueda de acciones tendientes a normalizar y universalizar la definición y utilización de indicadores que permitan a través de estudios de Benchmarking identificar con precisión las mejores prácticas empresariales y regulatorias relacionadas con la calidad de los servicios prestados.

Evolución de los indicadores

En el análisis de la evolución en los últimos años de la confiabilidad de los servicios eléctricos (6.5.3), se concluye que varios países evidencian una tendencia de aumento de los indicadores utilizados para evaluar la duración media anual de las interrupciones, y que, a excepción de Ecuador y Perú, la mayoría de los países no muestran una tendencia clara de mejora.

En lo que respecta a la evaluación de la cantidad media anual de interrupciones, se concluye que en varios países se aprecia un deterioro en este aspecto de la calidad del servicio, diferenciándose al respecto la evolución registrada en Brasil, Ecuador y Perú, donde se indica que se visualiza una tendencia de mejora de este indicador.

Comparación con países de fuera de la Región

En lo que refiere a análisis de Benchmarking (6.5.4), se observa que los valores de los indicadores de continuidad del suministro de los países que han intervenido en el trabajo contrastan con los obtenidos en otros estudios de Benchmarking de países de extrazona.

Los valores de SAIDI de la mayoría de los países analizados, presentan valores por encima de las 10 horas al año, mientras que, en un estudio realizado sobre 112 empresas de Estados Unidos, los valores promedio de SAIDI en los últimos 10 años no superaron los 70 minutos. También se evidencia una marcada diferencia con el 89% de los países europeos que registraron en cada uno de los últimos cinco años, valores de este indicador inferiores a las 10 horas, habiendo considerado incluidos para el cálculo, los aportes de las interrupciones programadas y las encuadradas dentro de Eventos Extraordinarios.

En lo que respecta a la evaluación de la cantidad media anual de interrupciones, se subraya el hecho de que los valores país del indicador SAIFI a partir del año 2012, son superiores a las 5 interrupciones al año para todos los años y todos los países analizados. Este valor contrasta con el valor promedio de este indicador para el año 2015 de 112 empresas de Estados Unidos, el cual resulta ser inferior a una interrupción al año y con el hecho de que el 85 % de los países europeos registraron en cada uno de los últimos cinco años valores inferiores a las 5 interrupciones al año.

Otros tipos de Benchmarking, como los relevamientos de satisfacción de los usuarios, realizados por el Foro Económico Mundial (World Economic Forum), tienden a confirmar la conclusión de que en los países latinoamericanos la calidad del servicio eléctrico, en cuanto a su continuidad, es notoriamente inferior a la que se brinda en otros países con mayor desarrollo económico.

De la información relevada en el año 2013, en estudio del Foro Económico Mundial sobre 144 países, se observa que el valor de confiabilidad del suministro eléctrico promedio, asignado a los países de América del Sur y Centroamérica fue valorado en 4.2, mientras que para los países de la Unión Europea se les asignó un valor promedio de 6. Estos indicadores los calcula el Foro Económico Mundial y los valora en una escala en la que se califica con 7 puntos a los suministros que se evalúan con una muy satisfactoria confiabilidad, y con 1 punto a los suministros en los que se considera que no existe confiabilidad.

De lo descrito se evidencia que sobre este tema es mucho lo que aún resta por hacer y sobre esta base se considera oportuno proponer:

Incentivar la realización y publicación de análisis de Benchmarking relacionados con la calidad del suministro eléctrico, potenciando el poder de los consumidores al disminuir asimetrías de información y promover la discusión entre los

distintos actores involucrados, buscando identificar y compartir las mejores prácticas empresariales, regulatorias y políticas.

Trabajar en forma constante en la búsqueda y promoción de indicadores que sean utilizados en forma similar por todos los países, que permitan la efectiva comparación de los niveles de confiabilidad de los sistemas eléctricos.

Considerando que el logro de este último objetivo no se obtendrá en el corto plazo, se subraya la importancia de:

Detallar con precisión el alcance y limitaciones de la información y metodología utilizada para los análisis que se realicen sobre la calidad de los suministros eléctricos, remarcando la conveniencia de normalizar en primera instancia los métodos de cálculo de los indicadores SAIDI y SAIFI.

Se observa adicionalmente que además de la elaboración y publicación de estudios puntuales, resulta relevante contar con la publicación de reportes que muestren la evolución de los indicadores seleccionados, a los efectos de evidenciar y analizar tendencias sobre la calidad de los servicios prestados, más allá de datos puntuales que podrían reflejar situaciones circunstanciales.

Se comparte la visión²² de que en la mejora de la calidad del suministro eléctrico es mucho lo que todavía se puede hacer en la región, y que el esfuerzo que se realice en este sentido forma parte del objetivo más amplio de lograr una mejor calidad de vida de la población, aportando elementos para lograr una mayor inclusión social, permitiendo el acceso a servicios energéticos de calidad como elemento fundamental de la reducción de la pobreza y la mejora de las condiciones ambientales de los grupos socialmente más vulnerables.

Las dificultades encontradas en la realización de este tipo de trabajo no deben incidir en la convicción de continuar en la búsqueda del objetivo de mejorar la calidad de los servicios eléctricos de la región, utilizando entre otras, la herramienta del Benchmarking.

Sobre este aspecto se debe tener en cuenta que la experiencia europea, que camina hacia una mejora continua de los servicios eléctricos, muestra que el tratamiento en forma integrada de los aspectos de la calidad del suministro eléctrico de los países que forman parte del CEER, ha requerido un período de tiempo considerable.

Se considera que, con la constancia en la aplicación de este tipo de herramientas, existe una importante oportunidad de mejora para los países de América Latina para poder incrementar en forma sustantiva la calidad del servicio eléctrico que se brinda a su población.

Finalmente, este trabajo es la primera etapa de trabajos más profundos de diagnóstico y búsqueda de soluciones a partir de las mejores prácticas existentes o por desarrollar. Consideramos que la visión sobre distintas realidades y las distintas soluciones, así como mediante un trabajo colaborativo colectivo de los distintos actores, permitirá continuar con el proceso de mejora permanente, en la búsqueda de la eficiencia y la calidad del sector en forma sostenible para los distintos grupos de interés.

22. Energía: Una Visión Sobre Los Retos Y Oportunidades En América Latina Y El Caribe-Aspectos Sociales Del Acceso A La Energía. Marzo 2013. CAF



BIBLIOGRAFÍA

Artículos de divulgación científica

- Adenikinju, A. 2005. Analysis of the Cost of Infrastructure Failures in a Developing Economy: The Case of the Electricity Sector in Nigeria. AERC Research Paper 148.
- Ajodhia, V. and Hakvoort, R. 2005. Economic regulation of quality in electricity distribution networks. *Utilities Policy*, Vol. 13: 211-221
- Alby, P., Dethier, J., and Straub, S. 2012. Firms Operating Under Electricity Constraints in Developing Countries. *World Bank Economic Review* 27: 109-132.
- Allcott, H., Collard, A., and O'Connell, S. 2014. How Do Electricity Shortages Affect Productivity? Evidence from India. NBER Working paper series. National Bureau of Economic Research. Cambridge, MA
- Alvehag, K. and Soder, L. 2008. A Stochastic Approach for Modeling Residential Interruption Costs. 16th PSCC, Glasgow, Scotland.
- Andersen, T., and Dalgaard, C. 2013. Power Outages and Economic Growth in Africa. *Energy Economics*, Vol. 38: 19-23
- Arellano, M. and S. Bond. (1991) Some test of specification for panel data: Monte Carlo evidence and an application to employment equations. *The Review of Economic Studies*, 58. Pp. 277 - 297
- Baker, B. and Tremolet, S. 2000. Utility Reform: Regulating Quality Standards to Improve Access for the Poor. Viewpoint: Public Policy for the Private Sector; Note No. 219. World Bank, Washington, D.C.
- Balducci, P., Roop, J., Schienbein, L., DeSteele, J., Weimar, M. 2002. Electrical Power Interruption Cost Estimates for Individual Industries, Sectors, and U.S. Economy. Pacific Northwest National Laboratory. Prepared for the U.S. Department of Energy.
- Baldwin, R., and Cave, M. 1999. *Understanding Regulation: Theory, Strategy, and Practice*. Oxford University Press. New York.
- Bartelsman, Eric, John Haltiwanger, and Stefano Scarpetta. 2004. "Microeconomic Evidence of Creative Destruction in Industrial and Developing Countries." Institute for the Study of Labor (IZA) Discussion Paper No. 1374 and World Bank Policy Research Working Paper No. 3464, World Bank, Washington, DC
- Baskaran, T., Min, B., Uppal, Y. 2015. Election Cycles and Electricity Provision: Evidence from a Quasi-experiment with Indian Special Elections. *Journal of Public Economics*, vol. 126: 64-73
- Bertazzi, A. Fummagalli, E., Schiavo. 2005. The Use of Customer Outage Cost Surveys in Policy Decision-Making: The Italian Experience in Regulating Quality of Electricity Supply. In: *Proceedings of the 18th International Conference on Electricity Distribution*.

- Billinton, R. 2001. Methods to Consider Customer Interruption Costs in Power System Analysis. Conseil International des Grands Réseaux électriques. Paris, France
- Burlando, A. 2010. The Impact of Electricity on Work and Health: Evidence from a Blackout in Zanzibar. SSRN Electronic Journal.
- Calderón, C., and L. Servén. 2003. The Output Cost of Latin America's Infrastructure Gap. In W. Easterly and L. Servén, eds., *The Limits of Stabilization: Infrastructure, Public Deficits and Growth in Latin America*. Palo Alto, Calif., and Washington D.C.: Stanford University Press and World Bank.
- Caves, D., Herriges, J., and Windle, R. 1992. The Cost of electric Power Interruptions in the Industrial Sector: Estimates Derived from Interruptible Service Programs. *Land Economics*, Vol. 68. No. 1: 49-61
- Carlsson, F., and Martinsson, P. 2008. Does it Matter When a Power Outage Occurs? —A Choice Experiment study on the Willingness to Pay to Avoid Power Outages. *Energy Economics* Vol. 30: 1232-1245
- Council of European Energy Regulators. 2001. Quality of Electricity Supply: Initial Benchmarking on Actual Levels, Standards and Regulatory Strategies. CEER.
- Chakravorty, U., Pelli, M. and Marchand, B. 2014. Does the Quality of Electricity Matter? Evidence from rural India. *Journal of Economic Behavior & Organization*. Vol. 107: 228-247
- Chiung-Yao C., and Vella, A. 1994. Estimating the Economic Costs of Electricity Shortages Using Input-Output Analysis: The case of Taiwan. *Applied Economics*. Vol. 26: 1061-1069
- Cheng, Y., Wong, W., Woo, C. 2013. How Much Have Electricity Shortages Hampered China's GDP Growth? *Energy Policy*. Vol. 55: 369-373
- Cissokho, L. and Seck, A. 2013. Electric Power Outages and the Productivity of Small and Medium Enterprises in Senegal. ICBE-RF Research Report No. 77/13
- Dinkelman, T. 2011. The Effects of Rural Electrification on Employment: New Evidence from South Africa. *American Economic Review*, 101 (7): 3078-3108
- Dussan, M. 1996. Electric Power Sector Reform in Latin America and the Caribbean. Working Papers Series IFM-104. Washington, D.C.
- Eberhard, Anton, Foster, Vivien, Briceño-Garmendia, Cecilia, Ouedraogo, Fatimata, Camos, Daniel, Shkaratan, Maria, 2008. Underpowered: the state of the power sector in Sub-Saharan Africa. AICD Background Paper 6, World Bank.
- Fay, Marianne and Mary Morrison. 2007. Infrastructure in Latin America and the Caribbean: Recent Developments and Key Challenges. *Directions in Development, Infrastructure*. Washington, DC: World Bank
- Fisher-Vanden, K., Mansur, E. and Wang Q. 2015. Electricity Shortages and Firm Productivity: Evidence from China's Industrial Firms. *Journal of Development Economics*, Vol. 114: 172-188

- Fumagalli, E., Lo Schiavo, L. and Delestre, F. 2007. Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail. Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- Harish, S., Morgan, G., and Subrahmanian, E. 2014. When Does Unreliable Grid Supply Become Unacceptable Policy? Costs of Power Supply and Outages in Rural India. *Energy Policy* Vol. 68: 158-169
- Holt, L. 2005. Utility Service Quality-Telecommunications, Electricity, Water. *Utilities Policy*, Vol.13: 189-200
- Hodge, G.A. 2000. Privatization: An International Review of Performance. Boulder, CO: Westview Press
- Ilic, M., Arce, J., Yoon, Y., Fumagalli, E. 2001. Assessing Reliability as the Electric Power Industry Restructures. *Electricity Journal* Vol. 14, No. 2: 55-67
- International Monetary Fund, 2008. Regional Economic Outlook: Sub-Saharan Africa. April, Washington D.C.
- Jones, C. 2011. Intermediate Goods and Weak Links in the Theory of Economic Development. *Am. Econ. J. Macroecon.* 3, 1-28
- Köhlin, G., Sills, E., Pattanayak, S., Wilfong, C. 2011. Energy, Gender and Development What are the Linkages? Where is the Evidence? *Social Development Papers. Social Inclusion & Social Resilience. Paper No. 125*
- Kessides C. 1993. The Contributions of infrastructure to Economic Development: A Review of Experience and Policy Implications. *World Bank Discussion Papers. No. 213. World Bank.*
- Langset, T., Trengereid, F., Samdal, K., and Heggset, J. 2001. Quality Dependent Revenue Caps –A Model for Quality of Supply Regulation. 16th International Conference and Exhibition. IEE Conf. Publ. No. 482
- Leahy, E., and Tol, R.S. 2011. An Estimate of the Value of Lost Load for Ireland. *Energy Policy* 39 (3): 1514-1520
- Liao, P., Chang, H., Wang, J., and Sun, W. 2016. What are the Determinants of Rural-Urban Digital Inequality Among Schoolchildren in Taiwan? Insights from Blinder-Oaxaca Decomposition. *Computers & Education*, Vol. 95: 123-133
- Linares, P., and Rey, L. 2013. The Costs of Electricity Interruptions in Spain. Are We Sending the Right Signals? *Energy Policy* Vol. 61: 751-760
- Lipscomb, M., Mobarak, A.M., Barham, T. 2013. Development Effects of Electrification: Evidence from the Topographic Placement of Hydropower Plants in Brazil. *Am. Econ. J.: Appl. Econ.* 5(2): 200-231
- Loeb, M. and Magat, W. 1979. A Decentralized Method for Utility Regulation. *The Journal of Law and Economics*. Vol. 22 No. 2: 399-404
- Maldonado, P., and Palma, R. 2004. Seguridad y calidad del abastecimiento eléctrico a más de 10 años de la reforma de la industria eléctrica en países de América del Sur. *Comisión Económica para América Latina y el Caribe. Santiago, Chile.*

- McRae, S. 2015. Infrastructure Quality and the Subsidy Trap. *American Economic Review*, 105 (1): 35-66
- Munasinghe, M. 1980. Cost Incurred by Residential Electricity Consumers Due to Power Failures. *Journal of Consumer Research*, Vol.6, No. 4: 361-369
- Moguillanshy, G. 1997. La Gestión Privada y la Inversión en el Sector Eléctrico Chileno. Serie Reformas Económicas 1. Naciones Unidas. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. Santiago, Chile.
- Nooij, M., Koopmas, C. and Bijvoet, C. 2007. The Value of Supply Security the Cost of Power Interruptions: Economic Input for Damage Reduction and Investment in Networks. *Energy Economics* Vol. 29: 277-295
- Praktijnjo, A. 2014. Stated Preferences Based Estimation of Power Interruption Costs in Private Household: An Example from Germany. *Energy*, Vol. 76: 82-90
- Praktijnjo, A., Hahnel, A., Erdmann, G. 2011. Assessing Energy Supply Security: Outage Costs in Private Households. *Energy Policy* 39: 7825-7833
- Rudnick, H. 1996. Pioneering Electricity Reform in South America. *IEEE Spectrum*. DOI: 10.1109/6.511739 · Source: IEEE Xplore
- Rivier Abbad, J. 1999 «Calidad del servicio. Regulación y optimización de inversiones». Tesis doctoral, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad Pontificia Comillas de Madrid.
- Shalan, A. 1995. Impact of Power Outages on Residential Consumers in Riyadh City. *JKAU: Eng. Sci.* Vol 7: 111-127
- Targosz, R. and Manson, J. 2008. European Power Quality Survey Report. Leonardo Energy. Pan European LPQI.
- Trengereid, F. 2003. Quality of Supply Regulation in Norway. *Proceedings of 17th CIRED. Barcelona 2003. Round Table BETA 2-6*
- World Bank. 2008. Benchmarking Analysis of the Electricity Distribution Sector in the Latin American and the Caribbean Region. Washington, D.C.
- Woo, C., Ho T., Shiu, A., Cheng, Y., Horowitz, I., Wang, J. 2014. Residential Outage Cost Estimation: Hong Kong. *Energy Policy*, Vol. 72: 204-210
- Guidelines of Good Practice on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances CEER
 - Benchmarking reports on the quality of electricity supply - CEER
 - Tracking the Reliability of the U.S. Electric Power System: An Assessment of Publicly Available Information Reported to State Public Utility Commissions
 - Evaluation of Data Submitted in APPA's 2011 Distribution System Reliability & Operations Survey

■ Evaluation of Data Submitted in APPA's 2015 Distribution System Reliability & Operations Survey

■ Energía: Una visión sobre los retos y oportunidades en América Latina y el Caribe – Aspectos sociales del acceso a la energía – marzo 2013 - Corporación Andina de Fomento (CAF)

■ World Economic Forum de 2013

■ Teoría de la Regulación y Gobernanza Regulatoria – Fallos de Mercado – COFEMER

■ M. Spendolini, 1992 The Benchmarking Book

■ La Regulación, Fiscalización y el Benchmarking como herramientas para la mejora de la calidad del servicio eléctrico– Andrés Hermida – CIER 2014

■ Service quality regulation in electricity distribution and retail – CEER & Florence School of Regulation – 2006

■ Presentaciones y planillas confeccionadas por los organismos reguladores como aporte para este trabajo



ANEXO 1.

INDICADORES DE CONTINUIDAD



Concepto de Continuidad del Suministro

La continuidad del suministro eléctrico es uno de los aspectos sustantivos de la calidad de los sistemas eléctricos y se refiere a la fiabilidad que se tiene del servicio.

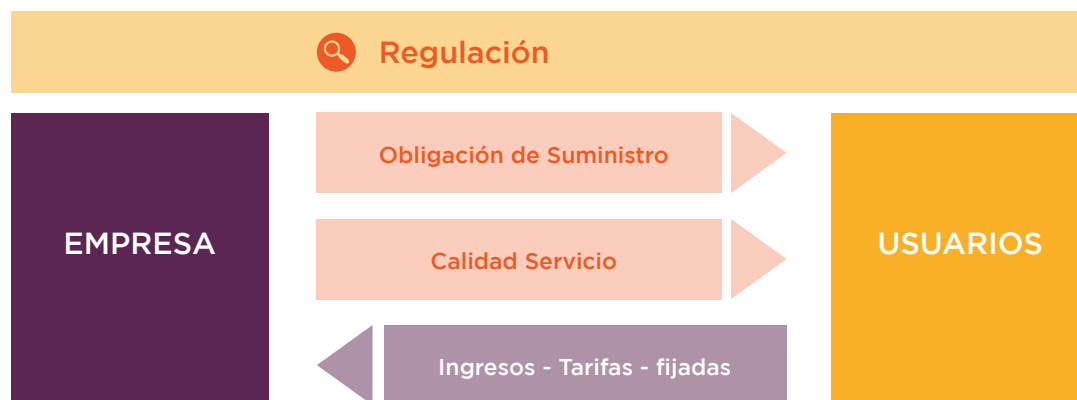
Las interrupciones son eventos durante los cuales el voltaje en los puntos de suministro cae a cero o prácticamente a cero por un espacio de tiempo largo (1, 3, o 5 minutos).

Los usuarios de la red esperan una alta continuidad de la oferta a un precio asequible. La no disponibilidad de energía afecta a los usuarios generando en la sociedad un costo económico de la no calidad

La afectación de la energía varía mucho dependiendo del tipo de cliente y su forma de uso de la energía, el tiempo de ocurrencia de la interrupción, la duración de la interrupción, la frecuencia de la ocurrencia, etc.

En el caso de un cliente residencial el costo de la energía no suministrada puede ser mayor a las 20 veces el precio que marca la tarifa. Evidentemente la afectación es mayor cuando el uso es productivo o comercial.

Fig. 5

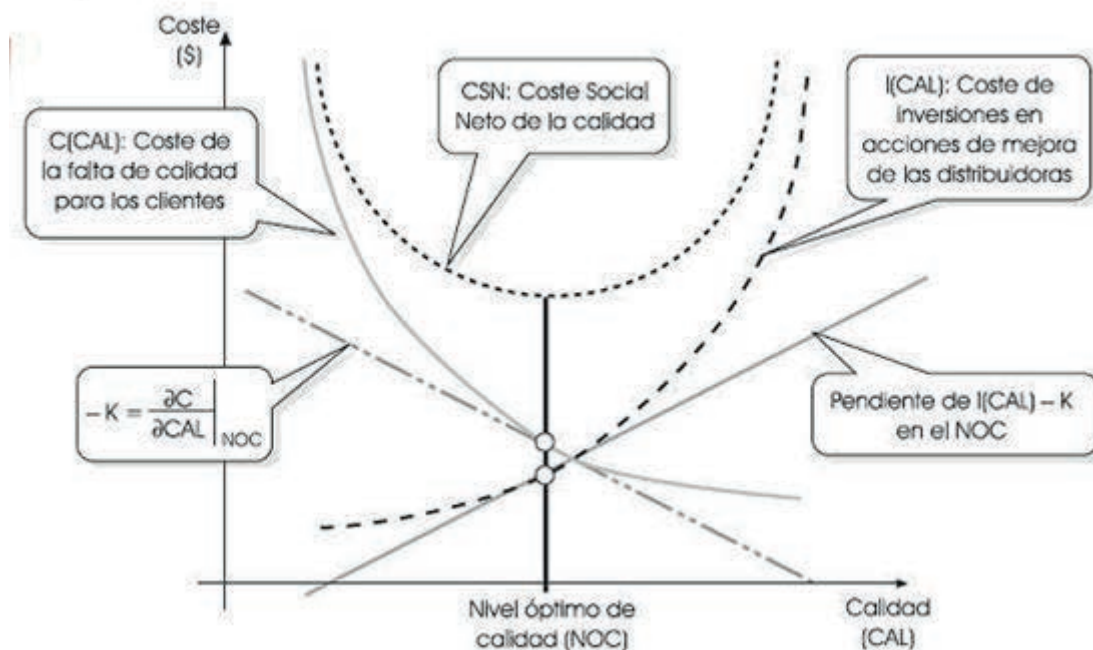


Desde principios de los años 90 en los distintos países se ha replicado un esquema similar al de la figura donde se determinan roles específicos en cuanto a la definición de políticas, regulación y supervisión y el rol empresarial.

Los gestores u operadores (rol empresarial) de las redes, en un esquema de monopolio natural, deben optimizar su funcionamiento buscando lograr niveles aceptables de calidad (con valores mínimos fijados por el regulador) dentro de una gestión sustentable desde el punto de vista económico y social.

El papel de los reguladores en una condición de actividad monopólica es asegurar que esta optimización se lleve a cabo de manera correcta, teniendo en cuenta las expectativas de los usuarios y su disposición a pagar. Con este propósito se fijan las tarifas y los niveles de calidad.

Fig. 6



Definidos los derechos y obligaciones, se requiere medir en forma objetiva la continuidad del suministro, lo que se logra mediante indicadores de calidad. Los más utilizados son el número de interrupciones, la indisponibilidad del servicio (minutos interrumpidos por año), la velocidad de reposición y la energía no suministrada por año evaluada al costo de falla.

Por lo antes expresado, las metodologías y las metas de calidad pasaron a formar parte de las obligaciones de las empresas. Estas situaciones asociadas a los procesos de supervisión por parte de un órgano independiente llevaron a que los indicadores se introdujeran en los cuadros de mando de las empresas como indicadores de resultado, además de ser asociados a inductores que medían las acciones necesarias para lograr las metas definidas.

Paralelamente se dio un avance exponencial de las comunicaciones y de las tecnologías de la información, lo que facilitó nuevas modalidades de funcionamientos de los Call Center, los Centros de Operación de Red (con sus sistemas de gestión de redes, SCADAS), una reformulación de procesos de explotación y la planificación del desarrollo de las redes.

Asimismo, en general asociadas a revisiones tarifarias, se fueron incorporando nuevos elementos a las regulaciones de calidad del servicio técnico, calidad del producto, calidad del servicio comercial y también se incorporaron en muchos lugares las encuestas de percepción por parte de los clientes de la calidad del servicio.

Importancia de la continuidad del suministro

Disponer de energía significa capacidad de hacer o de acceder a usos tales como disponibilidad de: agua, refrigeración, desplazamiento vertical, cocción de alimentos, comunicaciones, iluminación etc.

Por lo cual es un hecho ampliamente aceptado que el desarrollo humano se encuentra asociado a la evolución del consumo energético. Es así como el acceso a los sistemas de energía sea considerado como un factor primordial en los análisis de reducción de la pobreza y en la mejora de la sociedad.

El desarrollo tecnológico ha permitido que la población acceda con mayor facilidad a un equipamiento eléctrico que mejora su calidad de vida, incrementando sustantivamente el consumo eléctrico a nivel residencial y exigiendo mayor fiabilidad respecto al suministro.

El acceso a fuentes modernas de energía con mayor cobertura en cantidad y calidad para la población con menores recursos disminuye asimetrías sociales, mejorando la equidad. Pero la simple cobertura del servicio eléctrico no garantiza la utilización de un nivel significativo de energía que mejore sustantivamente la calidad de vida de los usuarios y a su vez que logre la inclusión social de los sectores más relegados de una sociedad. Se observa también que la disponibilidad de energía de calidad es una condición necesaria pero no suficiente para lograr la inclusión de sectores relegados de la sociedad.

En LATAM se ha avanzado mucho en la universalización del acceso a la energía eléctrica, verificándose que en la mayoría de los países se supera el 95 %, sin embargo, se estima que un poco más de 25 millones siguen sin tener acceso a la misma.

Asimismo, el consumo de energía eléctrica per cápita sigue siendo varias veces menor a los países de la OCDE.

En LATAM, a pesar de las desigualdades, los países de la región se han acercado en la última década a lo que se define como “países de ingresos medios”, lo cual implica que la sociedad hace más uso de equipos que requieren energía eléctrica. Adicionalmente, la región no escapará al proceso mundial de urbanización de la población, la introducción de energías renovables distribuidas no convencionales, por lo que se prevé un crecimiento del peso de la energía eléctrica en la matriz energética.

La tan llamada cuarta revolución industrial, que más tarde o más temprano alcanzará a LATAM, está fuertemente basada en el uso de la energía eléctrica.

Los aspectos antes mencionados implican la evolución hacia una mayor exigencia, que en las últimas décadas ha tenido el concepto de calidad del servicio de distribución, según el nivel de desarrollo y la mejora del acceso al servicio eléctrico que se ha registrado en los distintos países de América Latina.

En general, en el diseño y operación de los sistemas eléctricos se busca que el número y duración de las interrupciones sean aceptables para la mayoría de los clientes, sin incurrir en altos costos inaceptables. El objetivo debería ser tener un balance entre los costos y la calidad, con respecto a la continuidad del suministro, beneficiando a la mayoría de la sociedad. La relevancia que tiene la fiabilidad del servicio eléctrico en la calidad de vida de la población justifica los esfuerzos que se deben hacer para lograr una mejora de esta.

Registro de las interrupciones

El registro de las interrupciones del servicio eléctrico se encuentra en la base del cálculo de los indicadores utilizados para evaluar la continuidad del suministro.

Debido a la cantidad y distribución de las incidencias que anualmente se registran en los sistemas eléctricos, los operadores de las redes deben manejar un volumen muy importante de información que será utilizada en el cálculo de los indicadores.

Este registro es realizado de diferentes formas en los distintos países de América. Las diferencias varían desde el tipo de interrupciones monitoreadas, el tiempo a partir del que se registran y hasta el nivel de detalle o apertura que se documenta. En particular se observa que no es homogénea entre los distintos países la forma en que se registran las interrupciones que se utilizan para el cálculo de los indicadores en todos los niveles de tensión. En algu-

nos casos no se consideran las interrupciones en baja tensión, y en general existen diferencias en la automatización de los sistemas de media y alta tensión que permiten documentar con mayor precisión los tiempos y cantidad de interrupciones de las redes.

Dentro de este complejo proceso de registro de incidencias y cálculo de indicadores, un capítulo especial refiere al proceso de validación de justificaciones requeridas para exceptuar del cálculo de los indicadores a determinados tipos de cortes del suministro. En las reglamentaciones de calidad del servicio se definen tipos de incidencias que pueden ser excluidas o ponderadas en el cálculo de los índices. Los cortes programados, los solicitados por los clientes y los asociados a “Causas de Fuerza Mayor” tienen un tratamiento diferenciando y la justificación que los asocia a estas causales tiene matices y diferencias en la regulación vigente de los países de América Latina.

Criterios que definen las causales de Fuerza Mayor se encuentran tanto en leyes como en reglamentaciones específicas promulgadas por los reguladores. En general se consideran Causales de Fuerza Mayor los hechos imprevisibles, irresistibles y extraordinarios que impiden la ejecución de la obligación o determinan su cumplimiento parcial o defectuoso por parte del prestador del servicio. La problemática principal detectada radica en la validación de estas causales, existiendo diferentes niveles de exigencia en los criterios utilizados por los organismos reguladores.

Los cortes programados y las solicitudes de corte hechas por los clientes también se encuentran dentro del grupo de interrupciones del servicio que requieren la aplicación de un procedimiento especial en el cálculo de los indicadores de calidad del servicio.

El tratamiento que se le da a cada uno de estos tipos de interrupciones no es homogéneo en el cálculo de indicadores que se realiza en los distintos países. En algunos casos se consideran todas las interrupciones, mientras que en otros se excluyen o se desagregan por causal o fuente, obteniéndose indicadores diferenciados. En otros casos se ponderan según el tipo de interrupción, con factores que se utilizan en el cálculo.

Diferencias en la tipificación de las causales de Fuerza Mayor, en las exigencias de justificación de asociación de los cortes a las mismas, en los tiempos de aviso de los cortes programados o solicitados por los clientes, inciden en los resultados obtenidos en el cálculo de los índices y se deben tener en cuenta en el comparativo que se haga sobre los niveles de calidad entre empresas controladas por distintas regulaciones.

Además de la clasificación de las interrupciones por causal, las mismas se pueden clasificar por su duración en interrupciones sostenidas o largas (en general mayores de 3 o 5 minutos), momentáneas o cortas (en general menores de 3 o 5 minutos) y transitorias (en general menores de 1 segundo). En el estudio desarrollado nos centramos en las interrupciones sostenidas.

Apuntes sobre el registro de las interrupciones en los países de la región

El procedimiento de registro de las interrupciones sostenidas es muy similar en los países dentro del alcance del estudio.

En general se consideran las interrupciones cuya duración es mayor o, mayor o igual a tres minutos, diferenciándose por causales (programadas, fuerza mayor, pedido del cliente, etc.) y en varios casos por niveles de tensión y por densidad de población de las zonas afectadas.

Se observan *diferencias* en el detalle y alcance de la información disponible, verificándose que:

- **En algunos casos no se registran las interrupciones cuyo origen son fallas de instalaciones en baja tensión**
- **Existen diferencias en los procedimientos utilizados para documentar la duración de las interrupciones, debido a los distintos niveles de automatización que tienen las redes de los países (Call Center, SCADAs, etc.)**
- **Existen diferencias en la definición de interrupciones del servicio como cortes programados, existiendo distinto tipo de exigencias con respecto a la publicación y comunicación a los clientes afectados, así como en su consideración para el cálculo de los indicadores**
- **La validación de las interrupciones dentro de las causales de Fuerza Mayor o Caso Fortuito es una de las dificultades que a diario enfrentan los organismos reguladores**

Como ejemplos ilustrativos de la gran diversidad de aspectos que deben tenerse en cuenta en la comparación del registro de las interrupciones en los diferentes países, se detallan a continuación las características del registro de las interrupciones en Perú y en Uruguay.

Registro de las interrupciones - Perú

En Perú se registran y se consideran para el cálculo de los indicadores de continuidad del suministro todas las interrupciones en media tensión mayores a 3 minutos, controlando tanto las interrupciones programadas como las no programadas, independientemente de donde se generen (generación, transmisión, distribución). Se controlan 226 sistemas eléctricos de redes de Media Tensión. No se incluyen las interrupciones en Baja Tensión.

Aquellas interrupciones importantes del servicio que afecten a un grupo grande de clientes deben ser reportadas por las empresas de distribución dentro de las siguientes 12 horas de ocurridas. El total de interrupciones de un mes debe ser reportado al regulador dentro de los 20 días del mes siguiente.

Recientemente se han tomado acciones tendientes a mejorar la precisión con la que se registran las interrupciones del servicio. A partir de 2015 se ha exigido que se instalen sensores en los sistemas de distribución y para el 2019 todos los clientes con demanda mayor a 100 kW deben tener instalado un medidor que sea visible desde el centro de operaciones y que pueda ser tele gestionado. Para baja tensión también se exige que se instalen este tipo de medidores en determinados puntos, de forma que se pueda ver el estado de la red en zonas residenciales.

A partir del 2019 se pretende que se pueda visualizar más del 80 % de la red con este tipo de equipos. También se ha habilitado para que a través del sitio web o vía Twitter los clientes puedan registrar las incidencias.

Se excluyen del cálculo de indicadores las interrupciones asociadas a Eventos Extraordinarios, imprevisibles e irresistibles

A solicitud de las empresas, en zonas donde se prevea deterioro de la calidad del servicio por obras de gran envergadura de interés público de otros sectores o por reforzamientos o ampliaciones de instalaciones existentes, se pueden considerar las incidencias encuadradas dentro de la causal de Fuerza Mayor exonerándolas del cálculo para el pago de compensaciones.

El término de “Interrupciones programadas” en Perú, se refiere exclusivamente a actividades de expansión, reforzamiento o mantenimiento de redes, programadas oportunamente, sustentadas ante la Autoridad y notificadas a los clientes con una anticipación mínima de 48 horas, señalando horas exactas de inicio y culminación de trabajos. Si existiese diferencia entre la duración real y la duración programada de la interrupción, se considera para dicha diferencia de tiempo, un factor K_i , que se utiliza para el cálculo de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D):

$K_i = 0$; si la duración real es menor a la programada

$K_i = 1$; si la duración real es mayor a la programada

El número de interrupciones programadas por expansión o reforzamiento de redes que deben incluirse en el cálculo del indicador de Número Total de Interrupciones por Cliente (N), se ponderan por un factor de cincuenta por ciento (50%).

También la duración de las interrupciones programadas se pondera en el cálculo del indicador de Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D) por un factor K_i según el tipo de interrupción programada:

- **por expansión o reforzamiento: $K_i = 0.25$**

- **por mantenimiento: $K_i = 0.50$**

Se excluyen del cálculo las interrupciones calificadas como exoneración de compensaciones por expansión y/o reforzamiento en sistemas de transmisión o por obras de gran envergadura.

Registro de las interrupciones - Uruguay

En Uruguay se consideran las Interrupciones de duración mayor o igual a 3 minutos. Su duración se contabiliza a partir del primer aviso recibido por el Distribuidor el cual puede ser por la llamada telefónica del primer cliente afectado, o por el registro de mensajes SMS enviados por los clientes, por los registros de los sistemas de supervisión remotos (SCADA).

Para el cálculo de los indicadores no se consideran las incidencias que configuren dentro de la causal de Fuerza Mayor, las originadas por obras de interés del usuario y que lo afecten exclusivamente, las correspondientes a cortes de suministro definidas por el Reglamento de Distribución u ordenadas por el Regulador u otra autoridad competente y las que son comprendidas en los supuestos de perturbación del sistema que provocan un Estado Anormal de Operación de un Sistema Eléctrico de Distribución.

Para que el distribuidor pueda encuadrar las interrupciones dentro de la causal de Fuerza Mayor debe cumplir con un procedimiento detallado dentro del cual debe comunicar diariamente por correo electrónico hasta tres días después de ocurrido el hecho y mensualmente declarar todos los cortes del mes anterior que se plantean justificar como debido a Fuerza Mayor.

Las interrupciones programadas deben ser comunicadas a los clientes afectados con una antelación no menor a dos días hábiles. La comunicación debe realizarse a través de medios de comunicación que tengan en forma conjunta un alcance no menor al 50% de la población a afectar. La comunicación deberá ser hecha en forma individual a aquellos servicios o usuarios con especial dependencia de la energía eléctrica. Si la duración total de las interrupciones programadas es inferior al 15% de la duración del total de las interrupciones

del período de control, las interrupciones programadas tienen un tratamiento ponderado en el cálculo de las compensaciones a los clientes.

Indicadores utilizados

La importancia de tener definido un conjunto de indicadores que permitan evaluar el desempeño de una red, resulta indispensable para aplicar una técnica de Benchmarking sobre la calidad del servicio suministrado.

En general en LATAM nos encontramos con la existencia de indicadores grupales e individuales. Los primeros en general muestran valores medios para un grupo o segmento y permiten controlar la calidad media suministrada a dicho grupo. En cambio, los indicadores individuales tienden a acotar las desviaciones de la media, de forma que no queden clientes con una muy mala calidad del servicio.

Las metas pueden tener distintos periodos de control, mensuales, trimestrales, semestrales o anuales. En ese sentido hay que tener en cuenta que existen fenómenos estacionales que tienen influencia en las interrupciones, tales como vientos, lluvias, altas temperaturas, crecimiento de la vegetación y aumento de avifauna etc., por lo cual su fijación debe tener fuertes bases estadísticas que consideren tales situaciones.

La evolución indicadores en el tiempo pueden estar afectados por distintos aspectos distorsivos. En particular por la aleatoriedad existente en la ocurrencia de sucesos meteorológicos y en algunos casos geológicos, resulta fundamental tener la evolución de estos a través de varios períodos de control, de tal forma que se puedan analizar tendencias y no solamente los resultados obtenidos en mediciones puntuales.

En particular la variación anual de ciertos aspectos relacionados con el clima puede ser relevante para un análisis preciso de la evolución de la calidad. Con respecto a este aspecto resultan ilustrativas las conclusiones del estudio²³ solicitado por el Departamento de Energía de Estados Unidos, en el cual se identifican correlaciones entre la calidad del servicio y la variación media anual de las precipitaciones y la velocidad del viento. Estas correlaciones se deben tener en cuenta cuando se analizan valoraciones puntuales de los indicadores de continuidad del suministro. Un resumen de estas conclusiones se detalla en el Anexo 3.

Este es uno de los problemas relevantes detectados para realizar un estudio de Benchmarking sobre la calidad de los servicios eléctricos en América Latina, ya que son utilizados diferentes definiciones y métodos de cálculo de estos indicadores por los distintos países de la región. La forma en que se consideran o se excluyen las interrupciones en base a sus causales, los niveles de tensión en los cuales se registran las interrupciones, así como las ponderaciones que se utilizan para el cálculo de los índices, afectan los resultados obtenidos.

23. Assessing Changes in the Reliability of the U.S. Electric Power System - Prepared for the Office of Electricity Delivery and Energy Reliability - National Electricity Delivery Division - U.S. Department of Energy 2015 - Resumido en Anexo 3 del Informe

Indicadores de continuidad del suministro eléctrico de uso internacional

A nivel internacional existen distintas normativas que definen indicadores tendientes a evaluar la confiabilidad de los servicios de suministro de energía eléctrica.

Entre este grupo de normas se destacan la IEEE 1366 - Guide For Electric Power Distribution Reliability Indices, las especificaciones implementadas por el CEER (Council of European Energy Regulators), así como la definición de indicadores realizada por la CIER a través del Proyecto CIER 06 - Calidad en los Servicios de Distribución.

Dentro de estos indicadores se encuentran los que relevan el tiempo total medio de corte del suministro y los que se utilizan para evaluar la frecuencia media de interrupción por consumidor.

Los nombres y definiciones de estos indicadores varían según la normativa que se considere:

- **Norma IEEE 1366**

En esta norma se definen los indicadores: SAIDI (System Average Interruption Duration Index) referido a la duración de las interrupciones y SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) relacionado con la frecuencia de estas., CAIFI y sus homólogos que ponderan potencia corta por la interrupción

- **Definiciones del CEER**

La definición de los indicadores realizada por el CEER es consistente con la IEEE 1366 para los indicadores SAIDI y SAIFI. En algunos países dentro del ámbito del CEER se define el identificador CMLs (Customer Minutes Lost per customer per year) que se asocia al SAIDI y el indicador CIs (Customer Interruptions per 100 customers per year) que se asocia al SAIFI.

- **Definiciones de la CIER**

En el ámbito del Proyecto CIER 06 se han definido los indicadores relacionados con la continuidad del servicio, considerados desde el punto de vista del consumidor. Los mismos son Tc (Tiempo total de Interrupción por Consumidor) y Fc (Frecuencia Media de Interrupción por Consumidor). Estos tienen una correlación con la IEEE1366 SAIFI. SAIDI y CAIDI

- **Norma china DL/ T 836** - Reliability evaluation code for customer service in power supply system. En esta norma se define para evaluar la duración de las interrupciones el indicador AIHC-1 (Average Interruption Hours of Customer), y el indicador AITC-1 (Average Interruption Times of Customer) para evaluar la frecuencia media de las interrupciones por consumidor.

De la revisión de las normas detalladas se evidencia que existe gran similitud en la definición de los índices referidos tanto para los tiempos de interrupción (SAIDI, CMLs, Tc, AIHC-1), así como los utilizados para evaluar la frecuencia de las interrupciones (SAIFI, CIs, Fc, AITC-1), pero también se observan diferencias que dificultan los análisis comparativos entre los distintos sistemas evaluados. La Norma IEEE considera para el cálculo de estos indicadores las interrupciones que superan los 5 minutos de duración (interrupciones sostenidas), mientras que las definiciones de la CEER y de la CIER utilizan las interrupciones con duración mayor a 3 minutos.

·Nota: En los países relevados en este trabajo, los indicadores utilizados para evaluar tanto los tiempos de interrupción como la frecuencia de los cortes del suministro, tienen una gran similitud, y en general tienen en cuenta las interrupciones cuya duración es mayor o, mayor o igual a tres minutos. Teniendo en cuenta esta similitud, se consideró conveniente para simplificar las comparaciones gráficas, identificar con el mismo nombre a los indicadores de tiempo y frecuencia de las interrupciones que se registran en los distintos países, identificándolos con los nombres de SAIDI y SAIFI, coincidentes con los utilizados en la normativa internacional. No obstante, ello, se detallan a lo largo del informe las diferencias existentes en el cálculo de estos índices, las que consisten sustantivamente en el tipo de interrupciones que se consideran y en distintos factores de ponderación según el tipo de interrupción que se utilizan para el cálculo de estos.

Indicadores de continuidad del suministro utilizados en los países de la región y evolución de sus valores por país

A continuación, se detalla para cada país la información recabada con respecto a la definición de los indicadores individuales y colectivos utilizados por los organismos reguladores para evaluar la continuidad del suministro eléctrico.

Para los casos en los que se dispuso de información, se detalla y grafica la evolución en los últimos años de los valores de los indicadores colectivos calculados por empresa y por país. También en los casos en que se dispuso de la información de un número suficiente de empresas, se grafican las curvas que identifican para cada año los valores por debajo de los cuales se encuentran los indicadores del 25, 50 y 75 % de las empresas del país. Estas gráficas corresponden a las gráficas de percentiles de estos valores de porcentaje y con las mismas se busca visualizar tanto la centralización, como la dispersión y tendencias temporales de los valores de los indicadores del conjunto de empresas de cada país.

Indicadores Argentina

En la Argentina existe un conjunto de Reguladores Provinciales además del Regulador Federal (ENRE). Si bien dichos reguladores han fijado sus propias reglamentaciones, podemos indicar que las mismas tienen una base en la regulación federal. Los valores de las tolerancias son diferentes, dado que las provincias poseen mercados de atención diferentes en cuanto a sus características de densidad, tipo de instalaciones, geografía, etc.

Los indicadores de calidad y las bonificaciones a los clientes fueron implementados a principio de los años 90, integrados al proceso de concesiones de los servicios a privados. Su implementación tuvo varias etapas hasta principios de la década del 2000 en que se produjo un congelamiento de tarifas para las empresas bajo la órbita del gobierno Nacional. Si bien el ENRE siguió trabajando sobre los mismos, muchos de los efectos quedaron en suspenso. Recientemente se realizó una revisión tarifaria con compromisos de llevar los indicadores a metas similares a los valores previos a la congelación de tarifas.

Durante la Etapa 1 de las concesiones del servicio de distribución, el ENRE realizaba controles globales por empresa, considerando las interrupciones sobre la Red de MT, con indicadores por potencia en kVA instalado por transformador.

En esta etapa se fijaron límites admisibles semestrales de frecuencia y tiempo con una exigencia creciente en tres años.

Los índices utilizados fueron:

Índices de interrupción por transformador

FMIT: frecuencia media de interrupción

TTIT: tiempo total de interrupción

$$FMIT = \sum Q_{fsi} / Q_{inst}$$

$$TTIT = \sum Q_{fsi} \times T_{fsi} / Q_{inst}$$

Donde

Q_{inst} es la cantidad de transformadores instalados en la red

Q_{fsi} es la cantidad de transformadores afectados por la interrupción i

T_{fsi} es el tiempo de interrupción para cada transformador

Índices de interrupción por KVA nominal instalado

FMIK: frecuencia media de interrupción

TTIK: tiempo total de interrupción

$$FMIK = \sum KVA_{fsi} / KVA_{inst}$$

$$TTIK = \sum KVA_{fsi} \times T_{fsi} / KVA_{inst}$$

Donde

KVA_{inst} es la potencia total instalada en transformadores

KVA_{fsi} es la suma de la potencia de los transformadores afectados por la interrupción i

Indicadores individuales

En la Etapa 2 se procedió al cálculo de la frecuencia y tiempo total de las interrupciones en forma individual para cada cliente. Los controles de cumplimiento de las tolerancias definidas para estos indicadores son por períodos semestrales.

Indicadores colectivos

Adicionalmente y con el fin de evaluar el desempeño global de las concesionarias se han determinado los siguientes indicadores:

a) SAIFI= total de usuarios interrumpidos en “n” interrupciones/total de usuarios abastecidos [Interrupciones/usuario-semestre]

b) SAIDI= total de horas-usuario interrumpidos en “n” interrupciones/total de usuarios abastecidos [horas/usuario-semestre]

c) CAIDI= tiempo medio de interrupción por usuario [SAIDI/SAIFI]

Evolución de indicadores colectivos

La evaluación global de estos indicadores para las dos empresas que regula el ENRE desde el año 2006 al 2015 son las que se grafican a continuación

Fig. 7

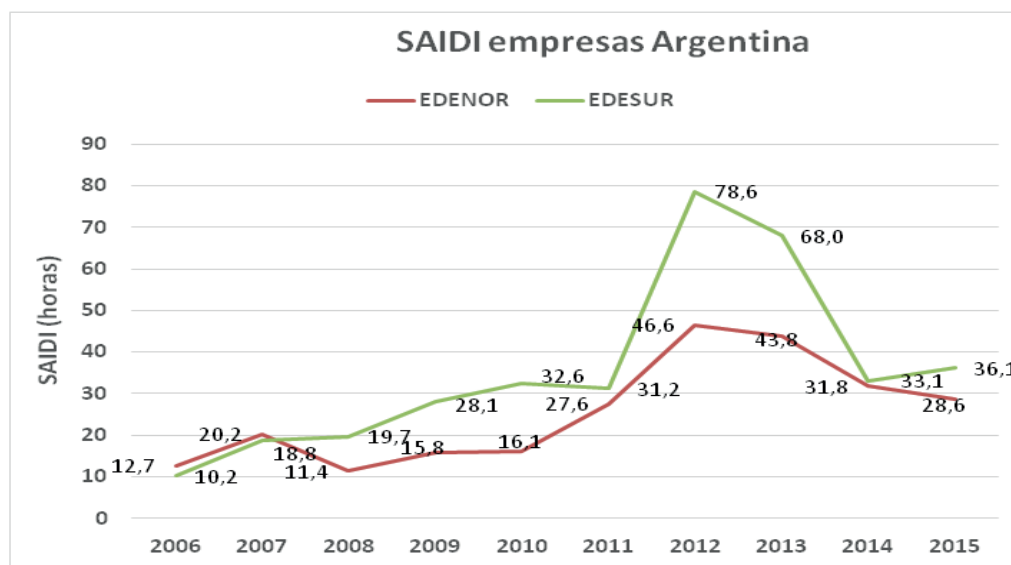
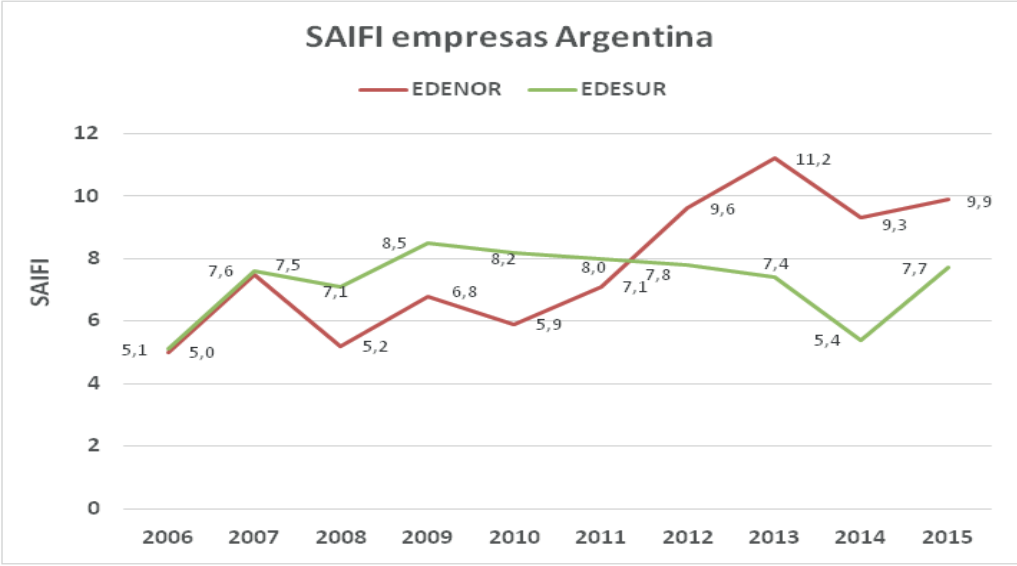


Fig. 8



Si se excluyen de los cálculos de los indicadores las interrupciones justificadas por la causal de Fuerza Mayor, se observa una disminución de los valores de SAIDI y SAIFI en valor absoluto siendo notoria esta variación en los años 2007 y 2012. De todas formas, en cualquiera de los dos casos, se aprecia una tendencia de aumento de ambos indicadores en el período evaluado, lo que se relaciona con un deterioro de la calidad del suministro.

Gráficos confeccionados por el ENRE

Fig. 9

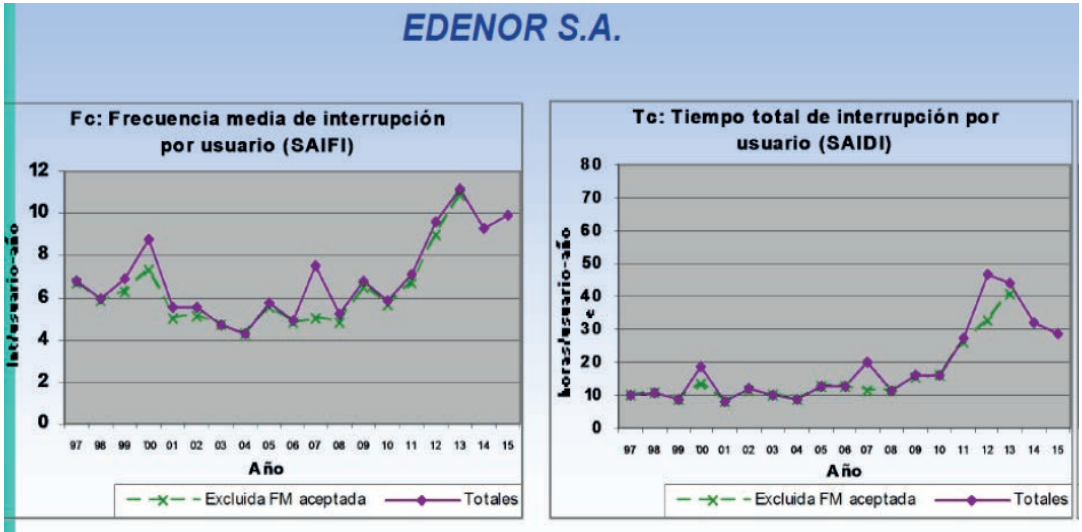
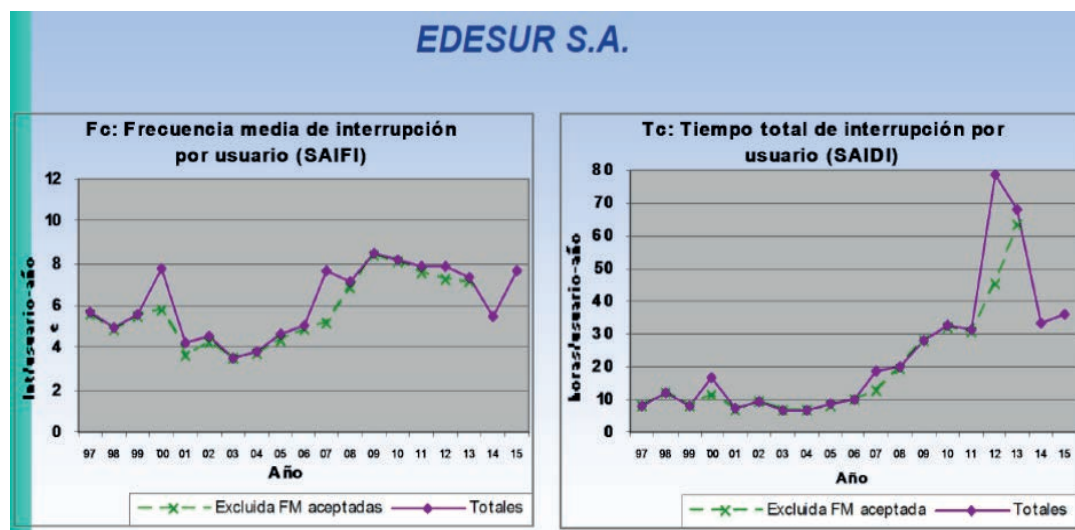


Fig. 10



Si se observa un periodo mayor extraído de informes del ENRE, vemos que la tendencia es más marcada.

Como se ha dicho, en Argentina cada provincia tiene sus empresas y sus reguladores, pero no fue posible incluir datos de estos en el presente informe.

Indicadores Brasil

En Brasil el proceso de privatización se dio en forma más tardía que en Argentina. Existía una cultura previa de seguimiento de indicadores, aunque algunas empresas tenían estadísticas por clientes y otras por kVA. Algunas empresas publicaban sus resultados en los grupos de CODI. En cuanto a las metas existían unos valores de referencia pero que eran laxos.

Actualmente en Brasil la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) evalúa la calidad del suministro de 63 distribuidoras de energía eléctrica las que abastecen a 79 millones de clientes. Siendo por su tamaño y variedad de zonas un universo muy importante para realizar estudios estadísticos

Los indicadores que se utilizan para evaluar la continuidad del suministro eléctrico están definidos en el Módulo 8 de Calidad de la Energía de los Procedimientos de Distribución de Energía Eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional (PRODIST), cuya primera versión se publicó en 2008 y cuya última revisión es del año 2016.

Indicadores individuales

Los indicadores son calculados para períodos de evaluación mensuales, trimestrales y anuales, con excepción del indicador DICRI, que se calcula por interrupción ocurrida en Día Crítico.

Los indicadores evaluados son cuatro:

a) Duración de Interrupción Individual por Unidad Consumidora o por Punto de Conexión (DIC), expresado en horas

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i)$$

b) Frecuencia de Interrupción Individual por Unidad Consumidora o por Punto de Conexión (FIC), expresado en número de interrupciones:

$$FIC = n$$

c) Duración Máxima de Interrupción Continua por Unidad Consumidora o por Punto de Conexión (DMIC)

$$DMIC = t(i) \max$$

d) Duración de Interrupción Individual ocurrida en Día Crítico por Unidad Consumidora o Punto de Conexión (DICRI)

$$DICRI = t_{\text{crítico}}$$

Dónde:

i = índice de unidad consumidora en el período de cálculo, variando de 1 a n

n = número de interrupciones de unidad consumidora considerada, en el período de cálculo

t(i) = tiempo de duración de la interrupción (i) de la unidad consumidora considerada en el punto de conexión en el período de cálculo

t(i) max = valor correspondiente al tiempo de máxima duración de interrupción continua (i), en el período de cálculo, verificada en la unidad consumidora considerada, expresado en horas y centésimos de hora

tcrítico = duración de interrupción ocurrida en Día Crítico

Indicadores colectivos

Los indicadores colectivos evaluados son calculados para cada grupo de unidades consumidoras y son los siguientes:

a) Duración Equivalente de Interrupción por Unidad Consumidora (DEC)

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc}$$

b) Frecuencia Equivalente de Interrupción por Unidad Consumidora (FEC)

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc}$$

Donde:

Cc = número total de unidades consumidoras facturadas del conjunto en el período de cálculo, atendidas en BT o MT.

ANEEL ha implementado un amplio conjunto de indicadores relacionados con la calidad del servicio eléctrico de distribución y el cálculo de los mismos para cada período de control los publica en su sitio web con una gran apertura de la información (<http://www.aneel.gov.br/indicadores-da-distribuicao>).

En lo que respecta a la continuidad del suministro, los mismos se encuentran agrupados por indicadores colectivos de continuidad (<http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>) e indicadores individuales de continuidad por municipio (<http://www.aneel.gov.br/limites-dos-indicadores-de-continuidade-por-municipio>)

Con el fin de mantener la calidad en la prestación del servicio público de distribución de electricidad, ANEEL exige a los concesionarios mantener un patrón global de continuidad del suministro y publica los límites para los indicadores de continuidad colectiva DEC (Duración Equivalente de Interrupción por unidad de consumo) y FEC (Frecuencia Equivalente de Interrupción por unidad de consumo).

Con la información de los cortes del suministro se analiza el tiempo y el número de veces que cada "Unidad de consumo" estuvo sin electricidad durante el período considerado (mes, trimestre o año), permitiendo a la agencia realizar una evaluación de la continuidad de la energía ofrecida a la población. Toda esta información se publica en el sitio web de ANEEL.

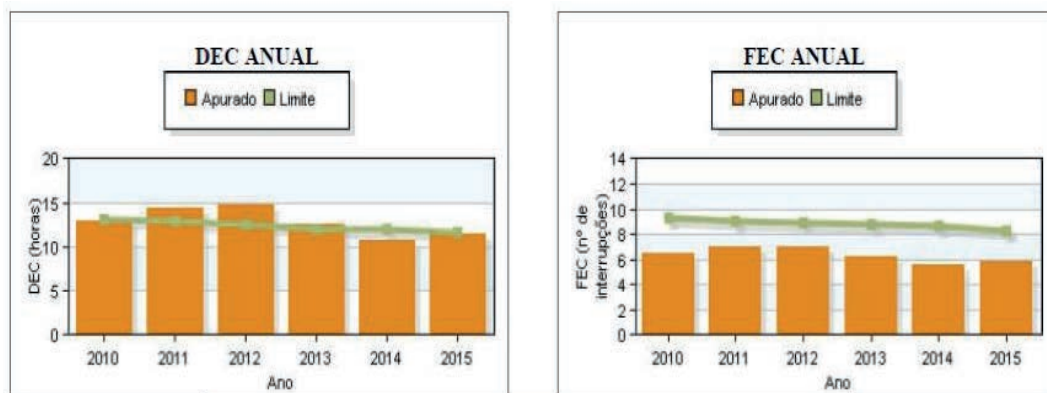
Ejemplo de información anual para concesionario CEMIG-D

Fig. 11

DEC e FEC Estratificado - Ano (2010)

Índices de Continuidade						
CEMIG-D - Ano (2010)						
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
DEC APURADO	12,99	14,32	14,74	12,49	10,77	11,53
DEC LIMITE	13,19	12,99	12,59	12,11	11,96	11,62
FEC APURADO	6,55	7,00	7,05	6,26	5,58	5,87
FEC LIMITE	9,35	9,05	8,89	8,77	8,66	8,33
Nº DE CONSUMIDORES	6.955.311	7.039.989	7.272.823	7.495.301	7.782.408	8.074.774

Fig.12



También se informan en detalle los valores mensuales de los indicadores de continuidad colectiva para los Conjuntos Eléctricos de las empresas concesionarias y permisarias.

Evolución de los Indicadores colectivos

Con la información recolectada por la CIER se ha graficado la evolución de los indicadores colectivos de duración y frecuencia de interrupciones para un conjunto importante de distribuidoras del servicio eléctrico de Brasil.

El número de empresas consideradas es de 56, de las cuales 24 tienen más de 500.000 clientes. El total de las empresas tienen en conjunto del orden de 75 millones de clientes representando del orden del 95 % de los clientes del país.

A continuación, se grafica la evolución de los indicadores de cada empresa agrupadas en conjuntos por empresas con más y con menos de 500.000 clientes.

SAIDI

Fig. 13

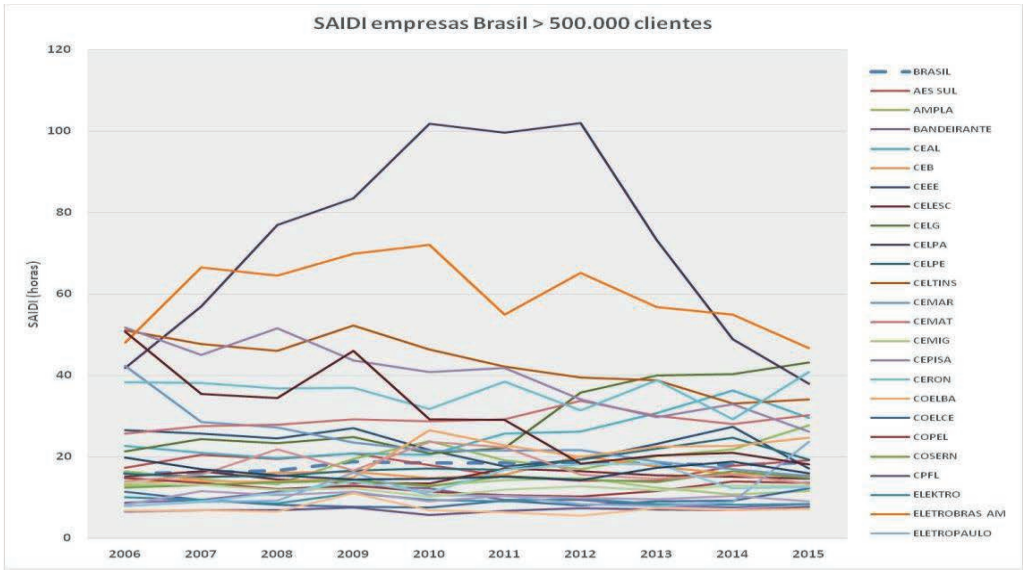
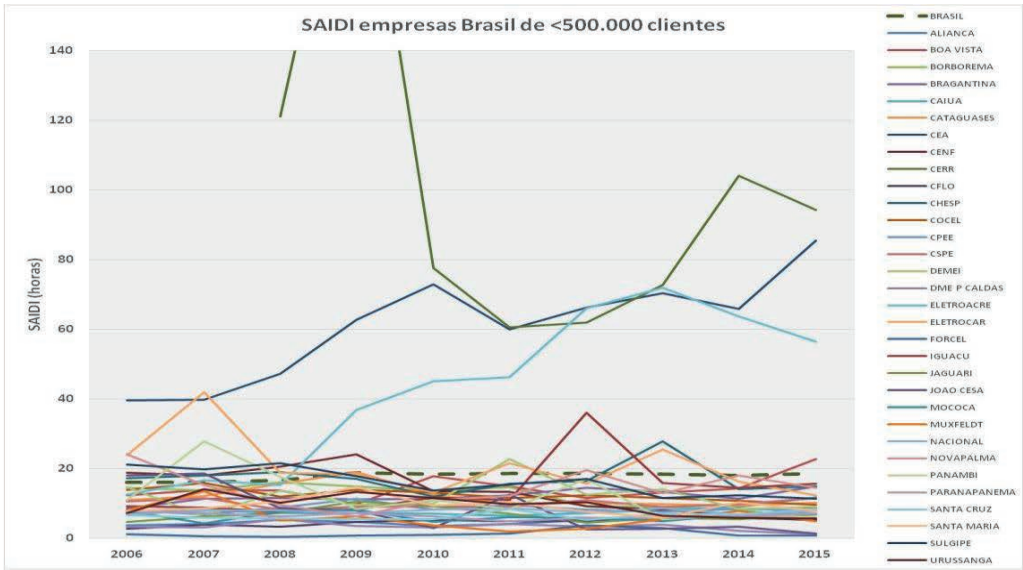


Fig. 14



SAIFI
Fig. 15

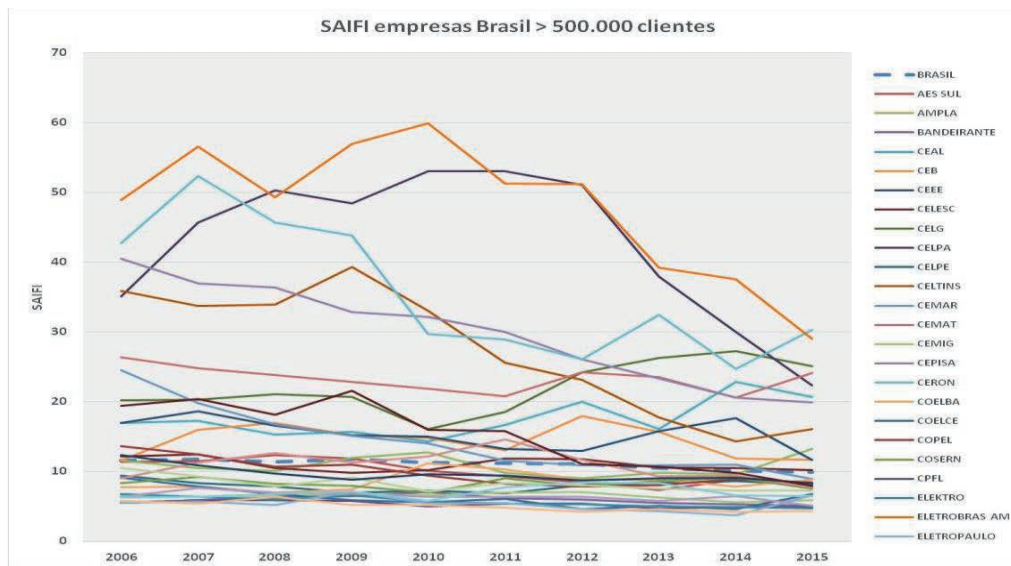
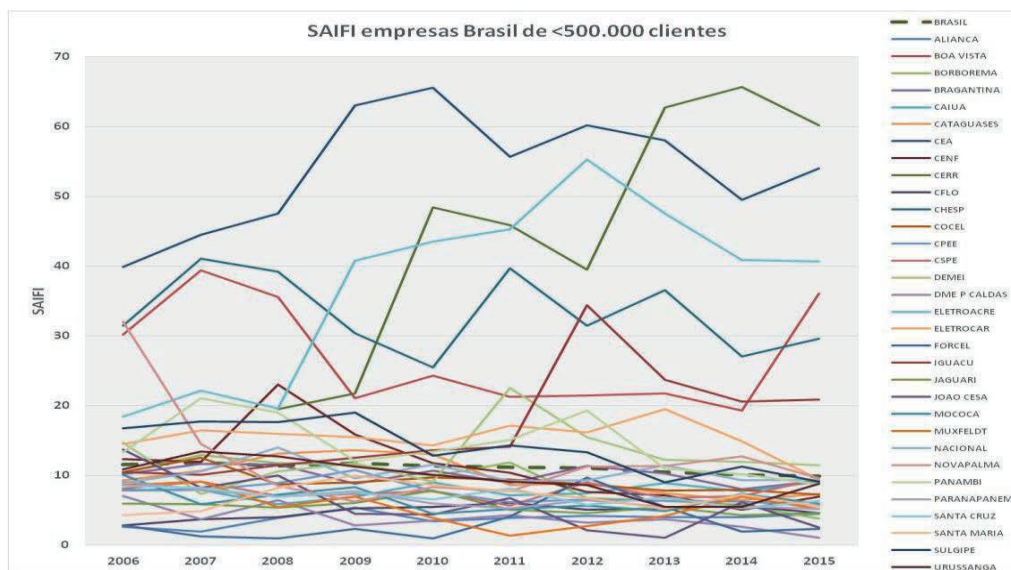


Fig. 16



Como se aprecia en las representaciones gráficas, existe una gran dispersión en los valores registrados de los indicadores, tanto del SAIDI como del SAIFI en los dos grupos de empresas considerados. Algunas de ellas muestran gran variabilidad en el tiempo sin una tendencia clara.

Graficando las curvas de percentiles para cada año se obtienen los siguientes gráficos

SAIDI
Fig. 17

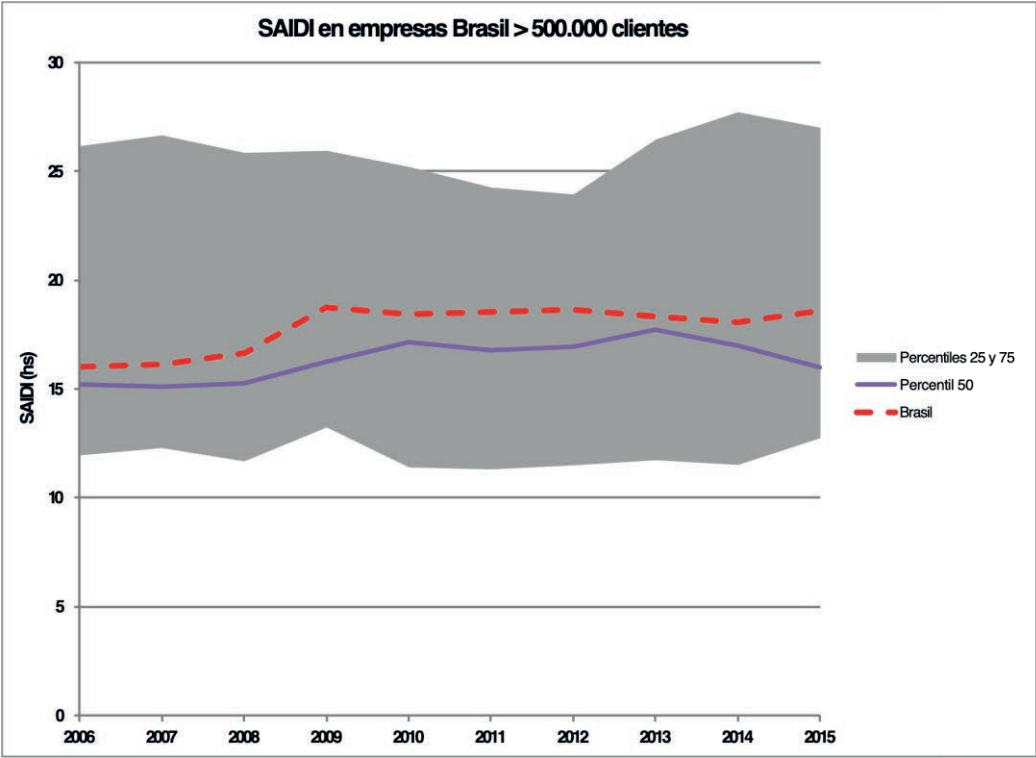
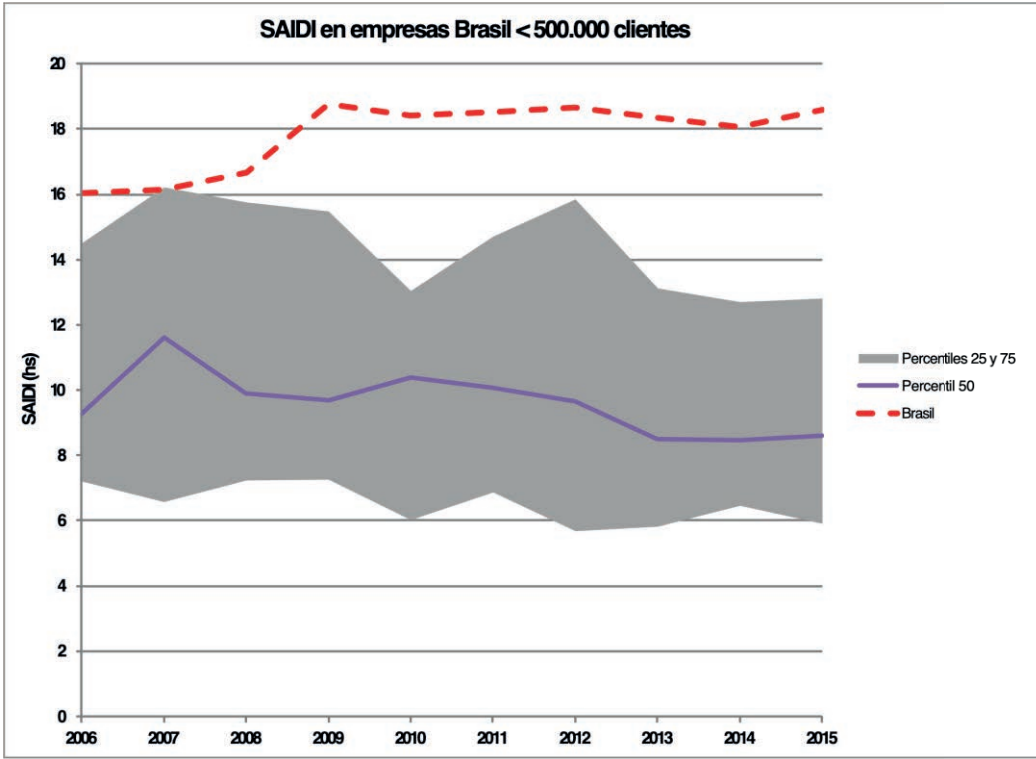


Fig. 18



SAIFI. Fig. 19

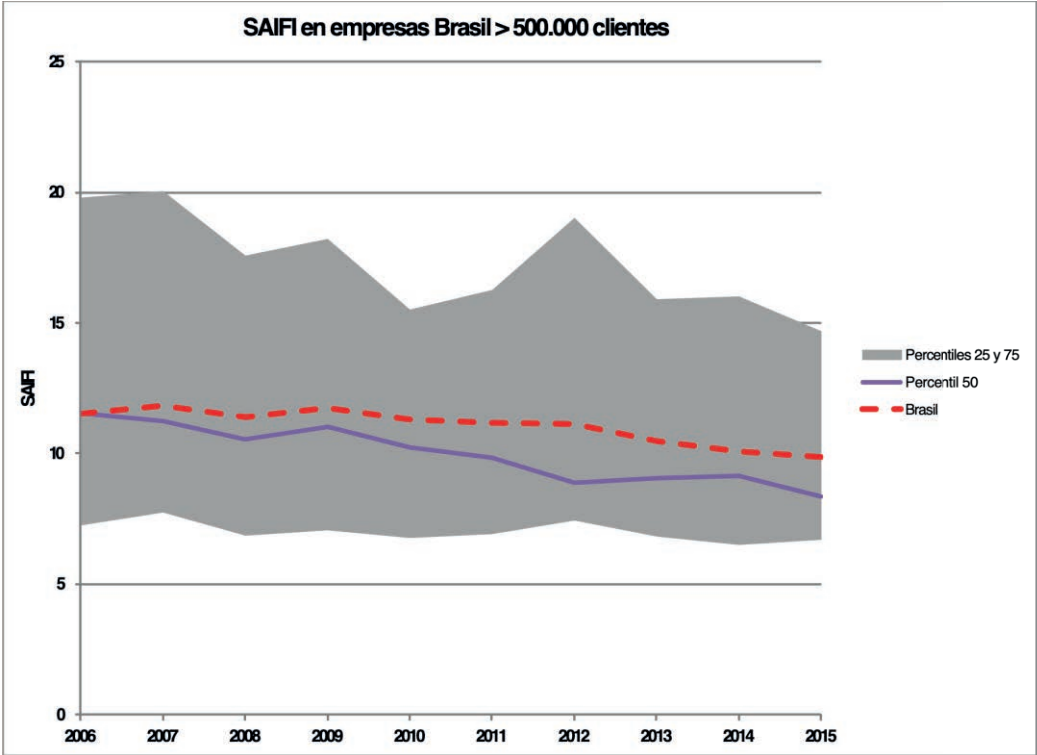
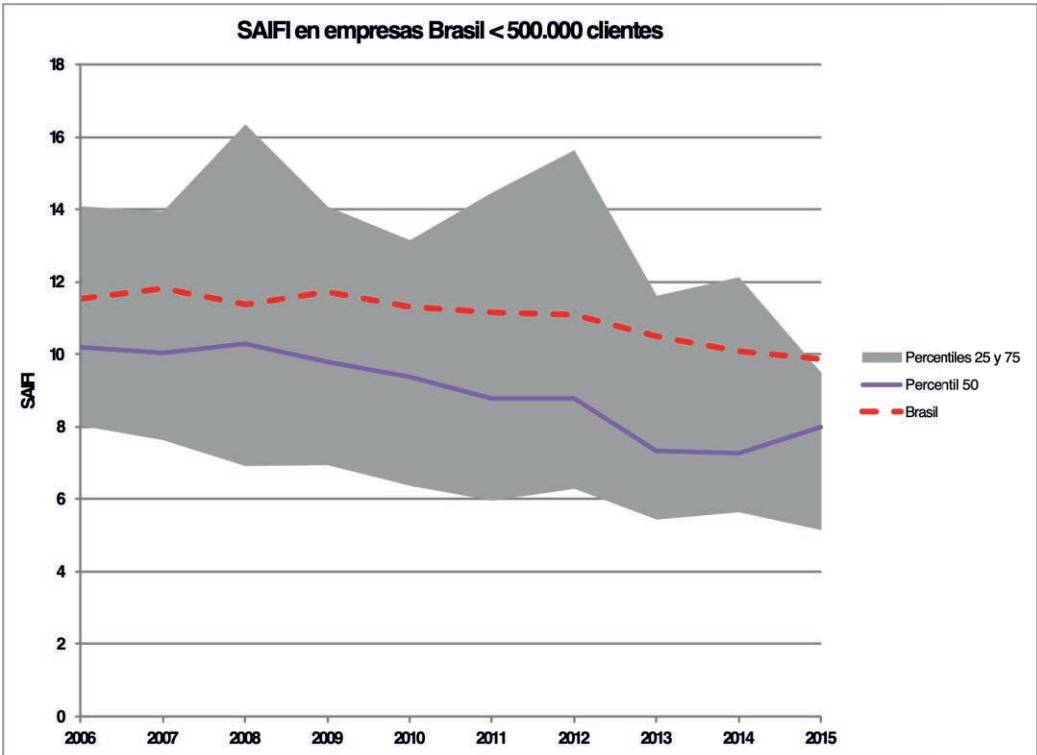


Fig. 20



En el análisis de tendencias de la evolución de los valores de los indicadores se observa que el indicador SAIDI para las empresas con menos de 500.000 clientes, tanto para la mayoría de las empresas (percentil 75 %), así como para el 25 % de las que registran mejores valores de este indicador (percentil 25 %), presenta una tendencia de mejora. Esta tendencia en el indicador SAIDI no se verifica para el conjunto de empresas con más de 500.000 clientes.

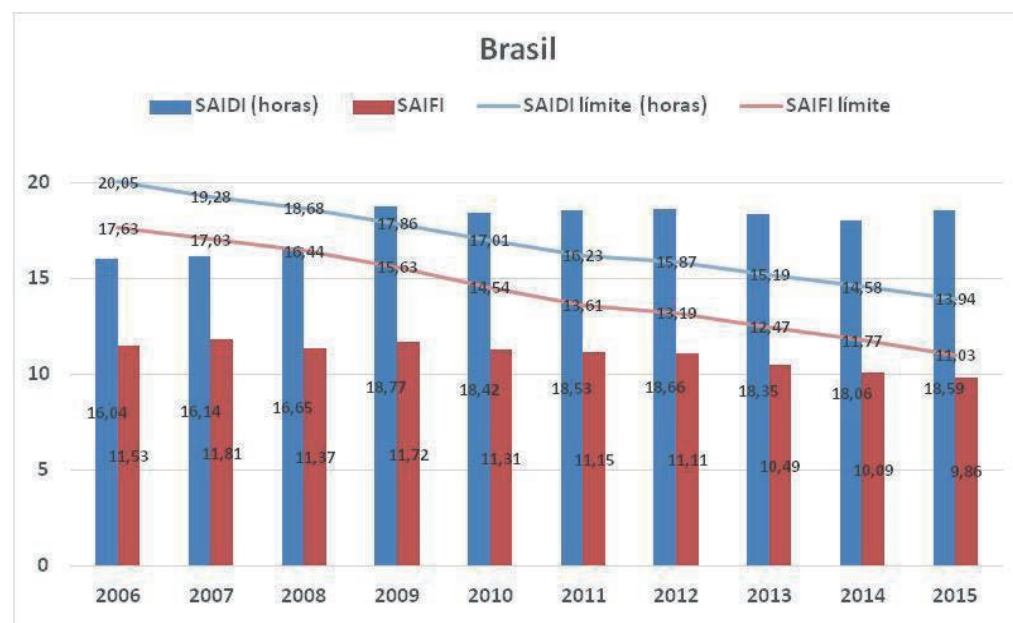
En lo que refiere al indicador SAIFI, tanto el conjunto de empresas con más de 500.000 clientes, así como las que tienen una cantidad inferior de clientes, presentan una clara tendencia de mejora de este indicador.

También del análisis de las curvas de percentiles se observa que a nivel de empresas se registran mejores valores de los indicadores para las empresas dentro del grupo que tiene menor cantidad de clientes. En particular se constata que, en los últimos dos años, el 75 % de las empresas con menos de 500.000 clientes tienen un valor de SAIDI inferior a 13 horas, mientras que menos del 50 % de las empresas con más de 500.000 clientes registran un valor de SAIDI inferior a esta cantidad de horas. A su vez la mayoría de las empresas con menos de 500.000 clientes (percentil 75%) tienen en el año 2015 un valor de SAIFI inferior a las 10 interrupciones al año, mientras que para el mismo porcentaje del conjunto de empresas con mayor cantidad de clientes se verifica que este indicador se encuentra por debajo de 15 interrupciones, verificándose también en este indicador mejores valores para las empresas de menor tamaño. Resulta interesante observar que, en los últimos años, el 75 % de las empresas más pequeñas, registraron valores de SAIDI muy inferiores al valor país de este indicador.

También ANEEL ha calculado la evolución de los indicadores colectivos de continuidad del suministro SAIDI y SAIFI en forma integrada para todo el país, los que se encuentran publicados en su sitio web y se detallan en la siguiente gráfica

Gráfico confeccionado por ANEEL

Fig. 21



Tanto los valores anuales calculados del indicador SAIFI, así como los límites (valores integrados para todo el país), presentan una disminución casi constante año a año.

Para el indicador SAIDI no se verifica esta tendencia, constatándose adicionalmente que, a partir del año 2009, los valores calculados de este indicador resultan superiores a lo que ANEEL ha indicado como límite integrado para el país.

Un valor que observar es el CAIDI = SAIDI/SAIFI que va aumentando a lo largo del período y que refleja la velocidad de reposición del servicio en caso de falla. Esto puede estar asociado a varias circunstancias: la expansión geográfica de los sistemas debido a políticas de universalización más exigentes, tiempos de desplazamiento de brigadas a lugares menos accesibles, el crecimiento sin respaldo de los circuitos, un crecimiento no acompasado de la automatización de la red, reducción de los recursos de operación y mantenimiento correctivo, etc.

ANEEL también controla los tiempos de asistencia a las situaciones de emergencia, lo que se evalúa mediante indicadores ligados a conjuntos de unidades de consumo. Estos indicadores se calculan mensualmente por los distribuidores para cada conjunto de unidades de consumo y se expresan en minutos. Los indicadores disponibles son:

- **Tiempo Medio de Preparación (TMP)**
- **Tiempo Medio de Desplazamiento (ADT)**
- **Tiempo Medio de Ejecución (TME)**
- **Número de eventos de emergencia (NUMOCORR)**
- **Número de eventos de emergencia con interrupción de energía eléctrica (NIE).**

Esta información está disponible a partir de enero de 2009.

Indicadores Chile

Originalmente en Chile, el seguimiento de los indicadores de continuidad del suministro se hacía basados en la frecuencia y duración de las interrupciones con ponderaciones de kVA involucrados en cada interrupción.

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles de Chile (SEC) ha venido, desde hace cinco años, dando importantes pasos encaminados al diseño e implementación de un Sistema de Gestión de Interrupciones, basado en un conjunto de elementos que han proporcionado los fundamentos y disposiciones de la organización para el monitoreo del desempeño de las empresas y la movilización de las mismas para la mejora continua de la Calidad de Suministro de Electricidad en todo el sector eléctrico nacional, a fin de evitar las indisponibilidades de suministro de electricidad a usuarios finales y si ello ocurriese, procurar su rápida restitución, principalmente en Clientes Regulados.

Actualmente la SEC calcula anualmente índices de continuidad del suministro, los que utiliza para establecer un Ranking de Calidad del Servicio Eléctrico de las empresas eléctricas. Dicho ranking evalúa en forma ponderada tres aspectos :

1-Los indicadores de calidad del servicio (50 %)

2-Resultado de una encuesta anual de percepción del cliente (37,5 %)

3-Las reclamaciones recibidas (12,5 %)

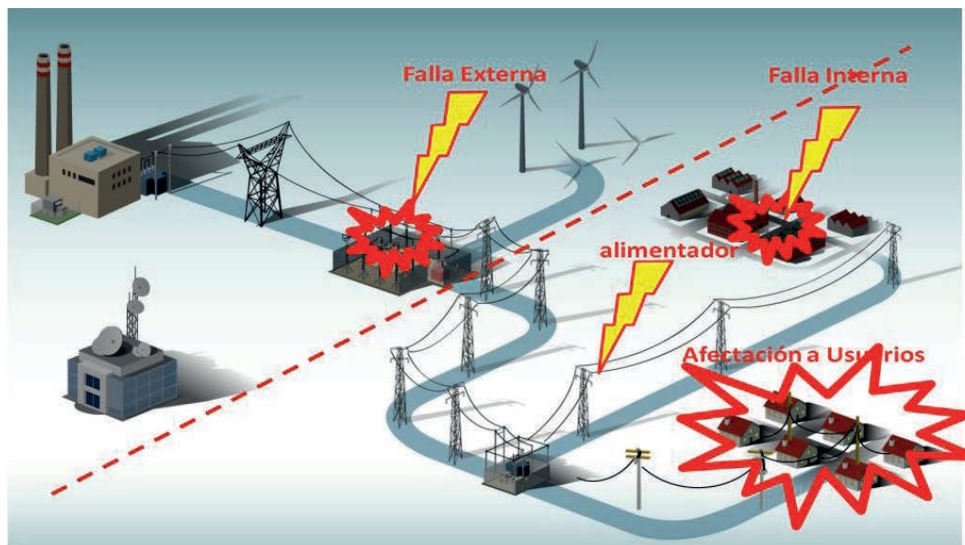
Los índices de calidad del servicio tienen un peso, en dicha ponderación, del 50 % en la evaluación total de la prestación del servicio de cada empresa.

Se consideran las interrupciones con duraciones superiores a 3 minutos.

El indicador utilizado es el SAIDI (System Average Interruption Duration Index), clasificando las interrupciones por Externa, Interna (según donde ocurra la falla que origine la interrupción de suministro) y Fuerza Mayor. Seguramente en un futuro se incorporará el SAIFI.

- **Externa:** Si la falla ocurre en instalaciones del segmento **Generación Transporte (por ejemplo, Centrales, Subestaciones, Líneas de Transmisión)**
- **Interna:** Si la falla ocurre en instalaciones del segmento de **Distribución (por ejemplo, Alimentadores)**
- **Fuerza Mayor:** Son aquellas que cumplen con un criterio de **imprevisibilidad, irresistibilidad y externalidad del hecho que las originó.**

Fig. 22



Los índices de continuidad del suministro se calculan según el comportamiento de los alimentadores eléctricos de MT de cabecera, definiéndose como alimentador a un circuito que forma parte de la red de distribución de una Concesionaria y que se utiliza para distribuir electricidad desde el punto en donde se alimenta hasta los domicilios de los clientes.

El alimentador de MT actúa como agrupamiento objeto de control, al cual se le asignan todas las incidencias que tienen los clientes asociados al mismo. Para esto se requiere tener la asociación cliente red.

Así mismo se hacen medidas en clientes de acuerdo con criterios estadísticos

Con los resultados obtenidos se llega a una nota promedio para cada empresa.

Se asignan distintos estándares de calidad del servicio a cada zona tipo, fijándose frecuencia y tiempo con que afectan las interrupciones del suministro a los clientes.

Evolución de los Indicadores colectivos

Adicionalmente y con motivo del presente trabajo, la SEC ha enviado el cálculo en horas del indicador SAIDI a nivel país para el período 2012-2015, considerando las interrupciones mayores o iguales a 3 minutos, programadas y no programadas incluidas en causales de Fuerza Mayor y también las externas.

Del análisis de esta información no se pueden deducir tendencias en cuanto a la evolución de este indicador.

Fig. 23
Fuente SEC

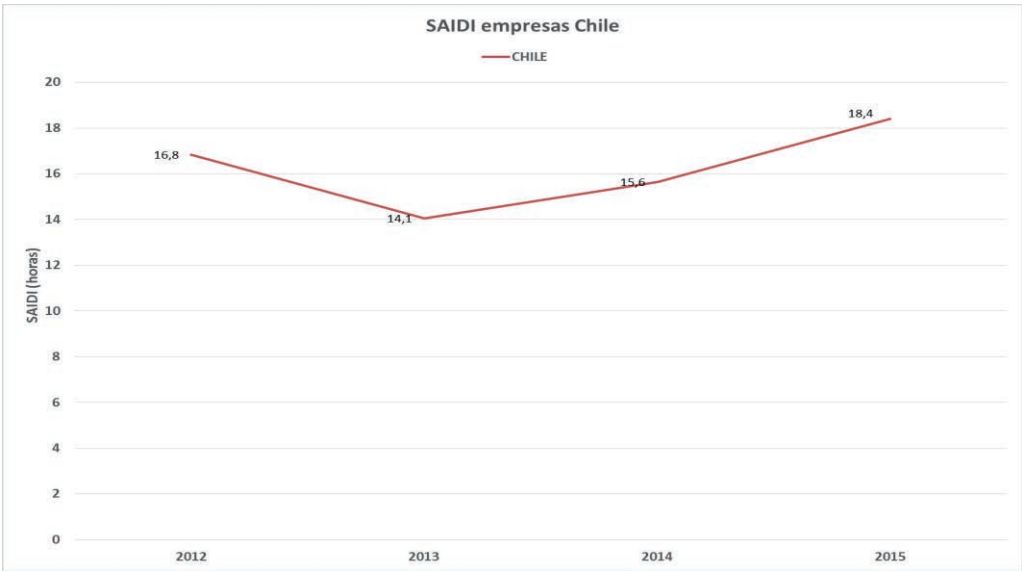
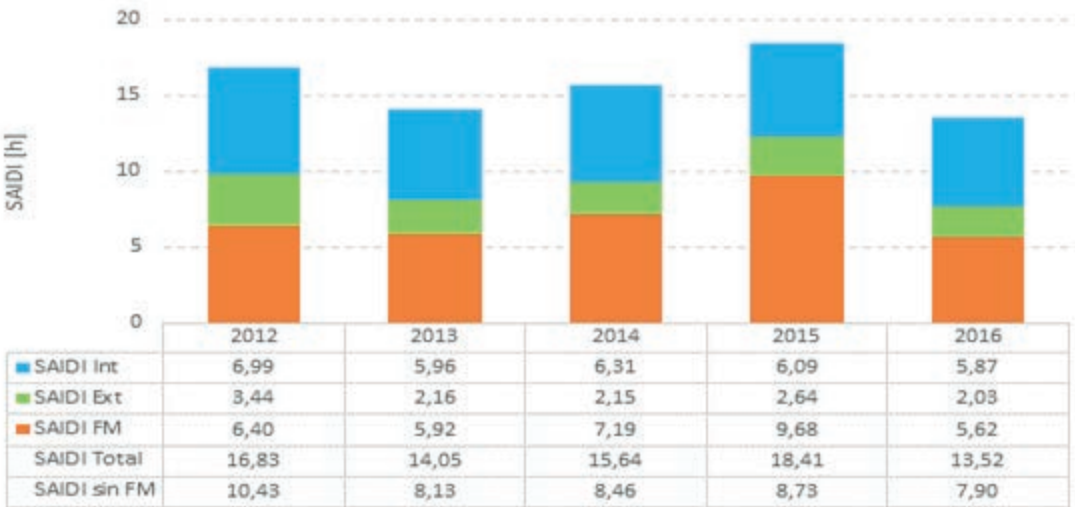
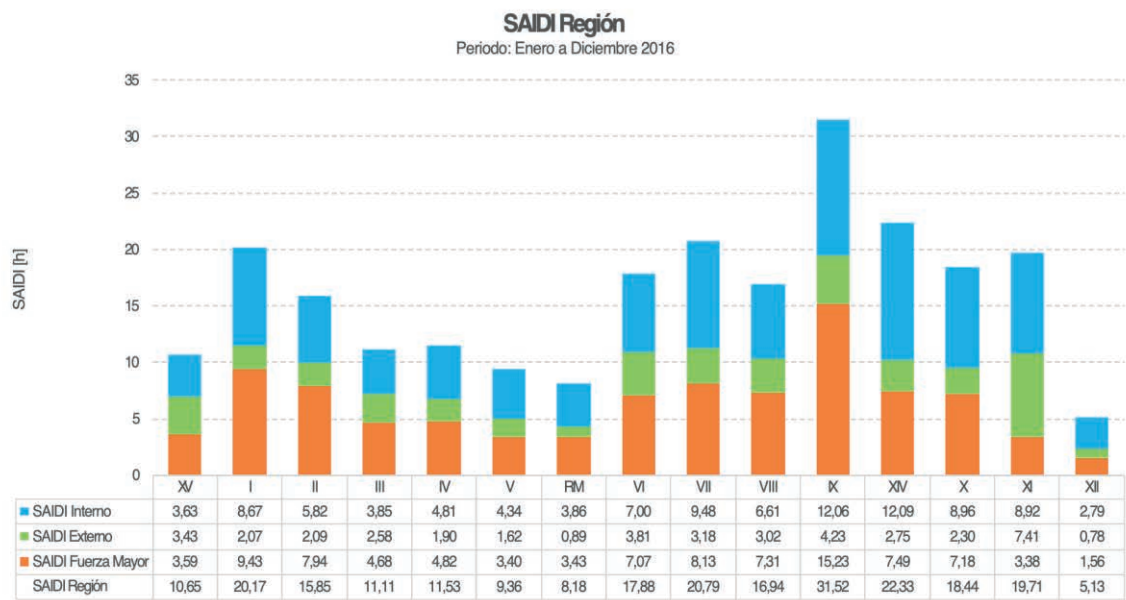


Fig. 24



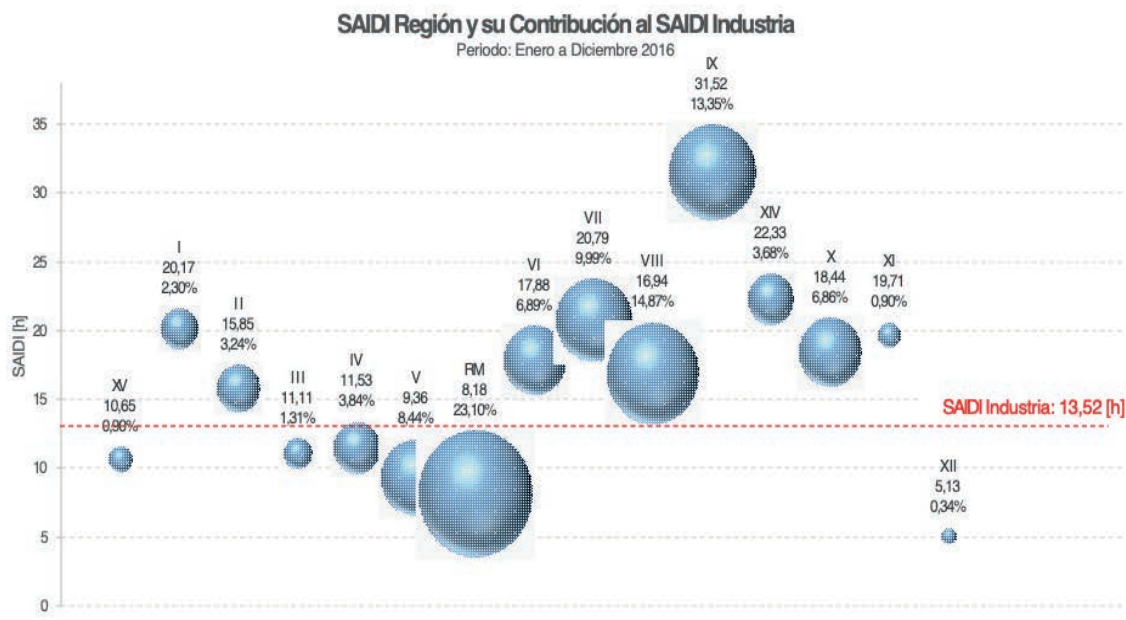
La SEC hace análisis desde el punto de vista geográfico, identificando aquellas regiones (ordenadas de izquierda a derecha, de norte a sur), donde se debe intensificar la gestión de interrupciones, focalizando los esfuerzos en las clasificaciones que explican dicho desempeño. En particular para el año 2016 se agrega la siguiente gráfica

Fig. 25



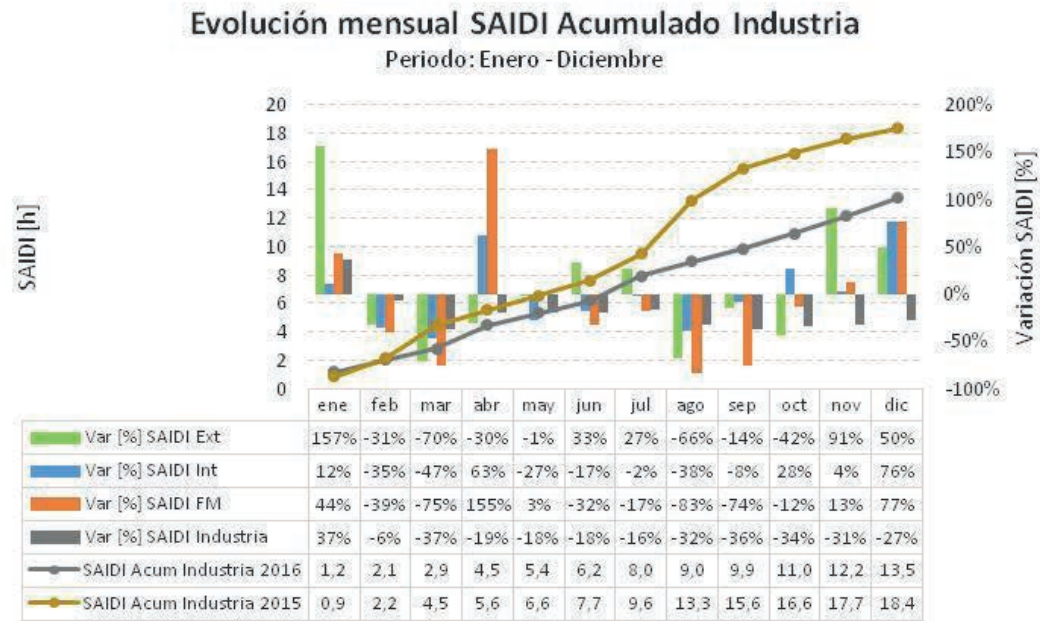
Luego, considerando el desempeño de cada una de las regiones, la cantidad de clientes afectados y brechas respecto al desempeño, se obtiene la contribución que cada región hace al SAIDI total nacional (en publicación de SEC se encontrará el término Industria).

Fig. 26



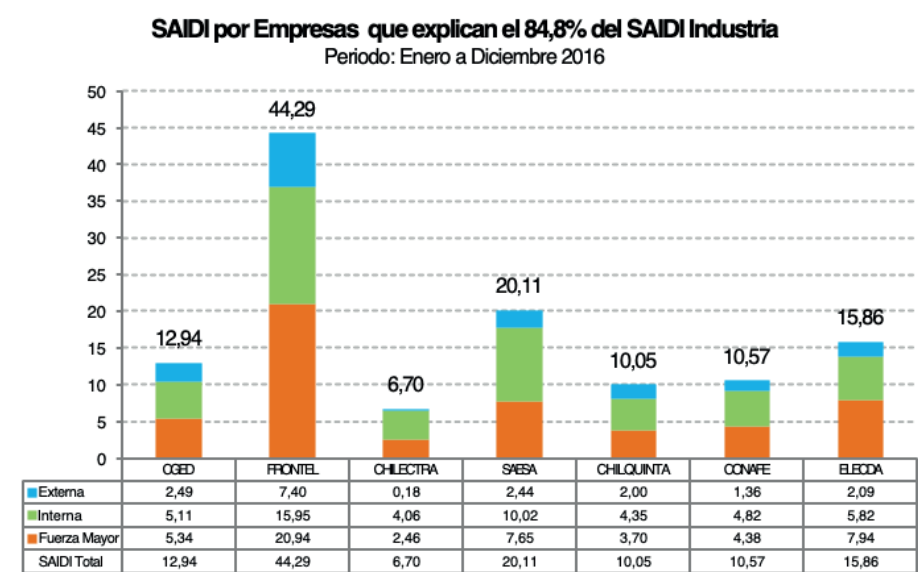
Considerando la evolución mensual del SAIDI Acumulado Industria durante el año 2016, se observa que, en los meses de febrero, marzo, agosto y septiembre, se produjeron importantes reducciones en todas las calificaciones del SAIDI, como se aprecia en el gráfico “Evolución mensual del SAIDI Acumulado Industria”.

Fig. 27



Si se analiza el desempeño por empresas de distribución, se observa que, en el año 2016, siete fueron las empresas que explican en su conjunto cerca del 85% del SAIDI Industria, tres de ellas con un valor de SAIDI por sobre el valor SAIDI Industria.

Fig. 28



En el ámbito de las interrupciones de suministro de electricidad con origen en instalaciones del segmento de Generación y Transporte, se destaca que la Energía No Suministrada a Clientes Regulados (ENS Reg.), indicador íntimamente relacionado con la calificación “Externa” del SAIDI, alcanzó un valor de 5.695 [MWh], apreciándose, en comparación con el mismo periodo del año 2015, una reducción de un 14,3% en la ENS Reg.

En el siguiente gráfico se aprecia que dicha ENS Reg. es explicada en un 89,3% por fallas en instalaciones del segmento de subtransmisión (STx), principalmente en Líneas de Transporte.

Fig. 29

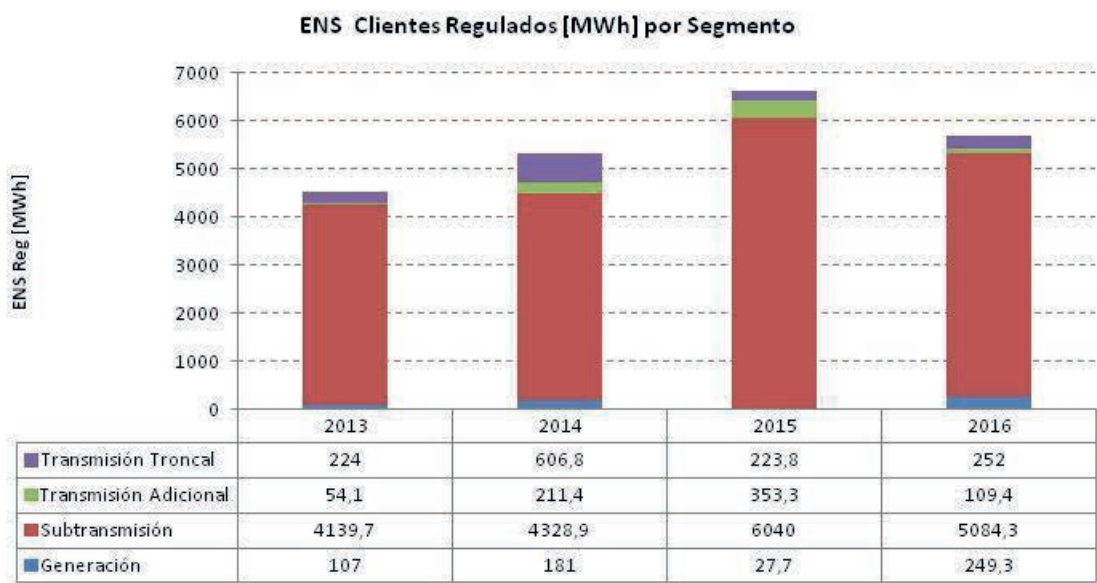
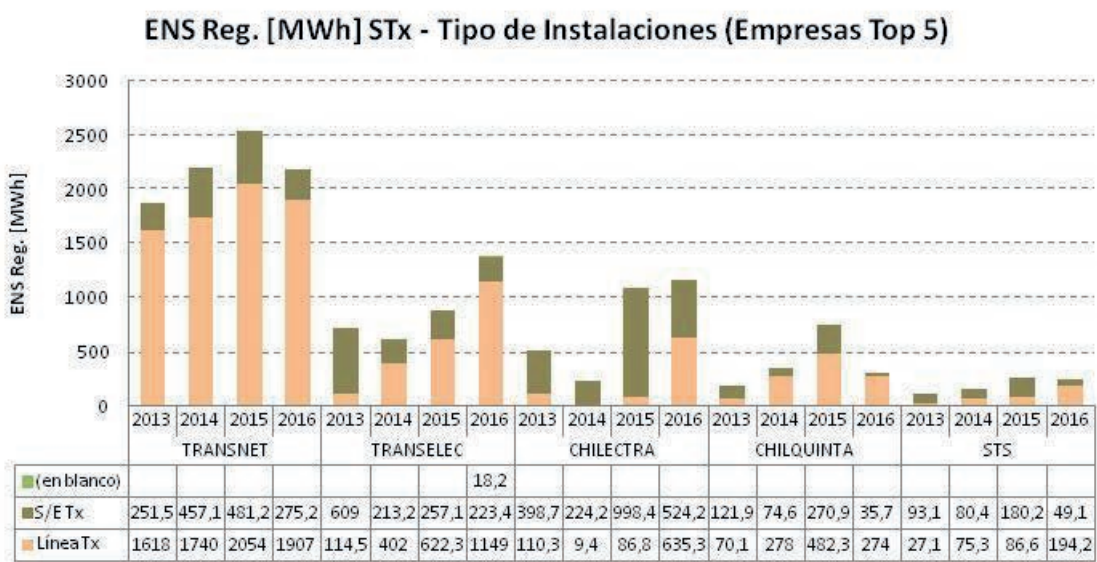


Fig. 30



En el último año se ha alcanzado los valores del 2013 pero aun así la SEC entiende que la calidad a nivel de cabecera de alimentadores no es satisfactoria.

Por lo cual en Chile se está desarrollando una Norma Técnica que establecerá las condiciones para la medición de calidad de energía, tanto a nivel de cabeceras de alimentadores, como las campañas de medición a nivel de transformadores de distribución y clientes finales.

Indicadores Colombia

Con el fin de dar garantías mínimas a los usuarios del servicio eléctrico, el Reglamento de Distribución Colombiano definió:

- **Los criterios de calidad del servicio de energía eléctrica,**
- **Los indicadores que miden la calidad, y**
- **Las responsabilidades y compensaciones por la calidad del servicio prestado.**

Indicadores individuales

Se establecieron dos indicadores fundamentales para medir la calidad del servicio de energía eléctrica prestado a los usuarios:

- **Uno que mide el tiempo total durante el cual el servicio es interrumpido, llamado indicador DES.**
- **Otro que mide el número de interrupciones del servicio, correspondiente al indicador FES.**

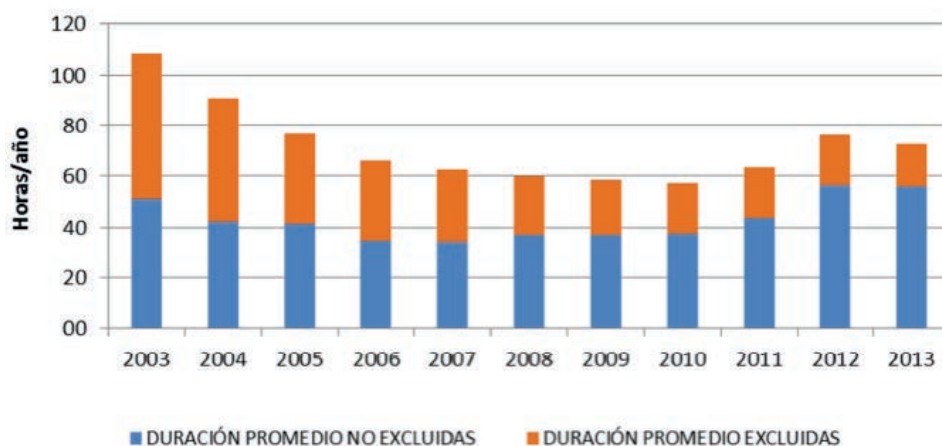
En la reciente Propuesta de Metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional (Publicado por resolución CREG024-2016) la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) define indicadores de Duración máxima de interrupciones garantizada DIUGm,j,q y Número máximo de interrupciones garantizado FIUGm,j,q. Estos indicadores se calculan para cada Operador de Red (OR), por grupo de calidad.

Evolución de los indicadores colectivos

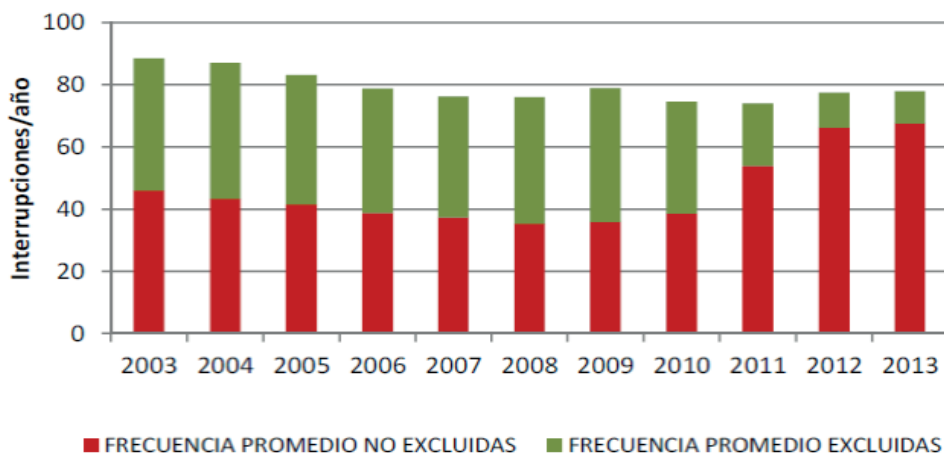
Se muestra a continuación²⁴ la evolución de los indicadores de calidad del servicio de los años 2003 a 2013. En las gráficas se presenta el nivel de calidad promedio en el país, con base en la duración y frecuencia de las interrupciones reportadas por los 29 Operadores de Red, ponderando con el número de transformadores de cada uno.

24. Información y conclusiones extraídas del DOCUMENTO CREG 099 del 23 de diciembre de 2014 METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL PERIODO TARIFARIO 2015 -2019

Gráficos confeccionados por la CREG
 Duración promedio por país de las interrupciones
 Fig. 31



Frecuencia promedio por país de las interrupciones
 Fig. 32



En las anteriores gráficas se puede observar la diferenciación entre las interrupciones no excluidas, es decir las que se consideran para el cálculo de los indicadores y las excluidas, que pueden no ser consideradas.

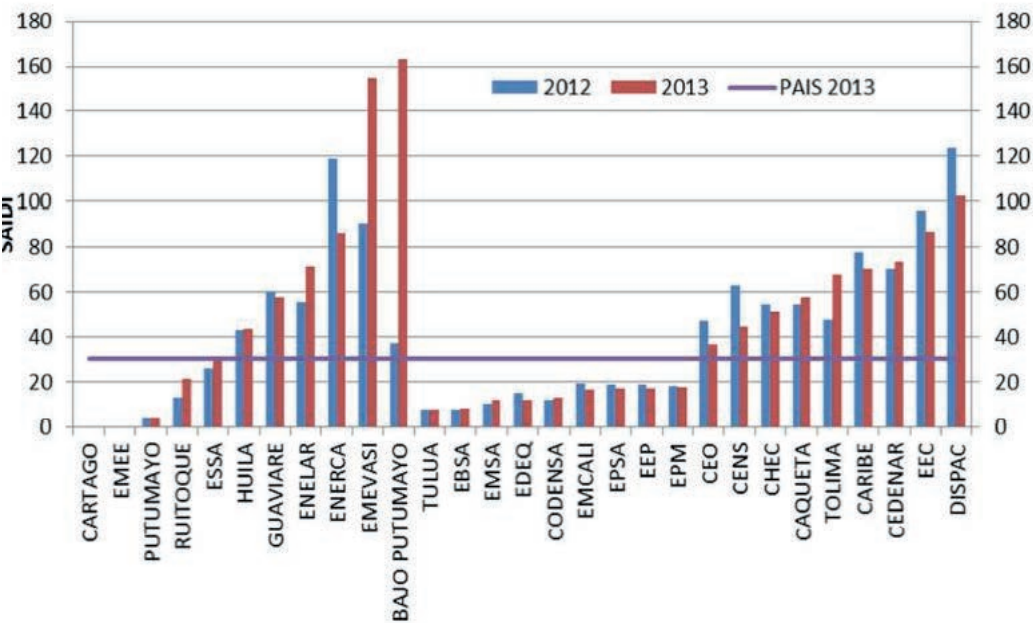
En cuanto a la duración de las interrupciones se puede observar que el indicador calculado fue disminuyendo entre los años 2003 a 2010, y que a partir del 2011 se presentó un incremento, alcanzando valores similares a los registrados en el año 2005.

Teniendo en cuenta que a partir del año 2011 se inició la aplicación del esquema de calidad establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, el aumento de la duración promedio país de las interrupciones podría ser el resultado de la mejora en los procesos de medición, registro y reporte.

Para el caso de la frecuencia de las interrupciones se puede observar con mayor claridad el cambio en la participación de los eventos excluidos y no excluidos sobre el número total de las interrupciones, pues a partir del año 2011 es mucho menor el número de las interrupciones excluidas con respecto a las no excluidas.

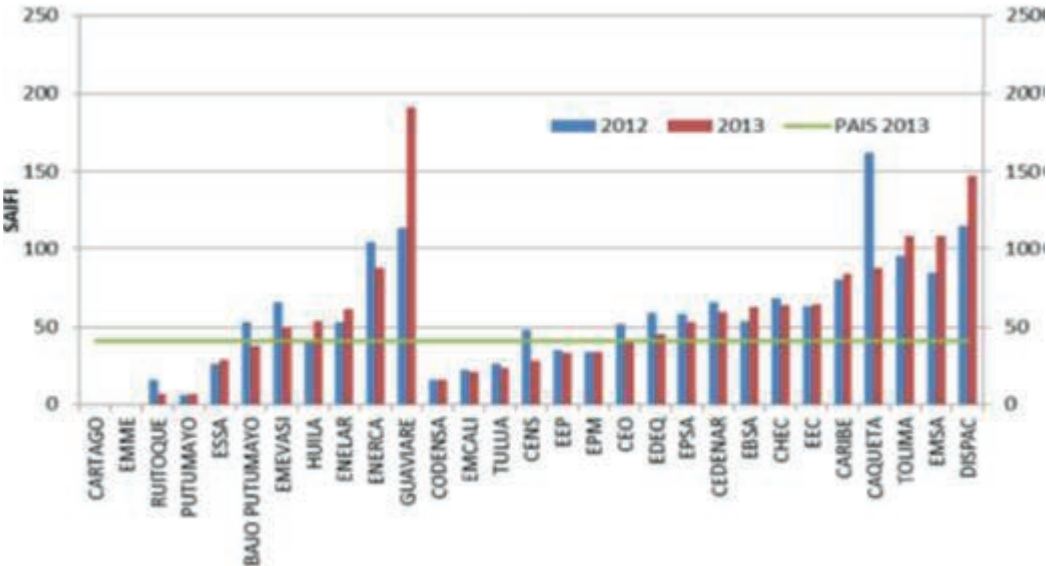
Con la misma información del Sistema Único de Información Pública (SUI), se construyeron²⁵ para cada empresa los indicadores de duración promedio de las interrupciones del sistema (SAIDI), y frecuencia promedio de las interrupciones del sistema (SAIFI), para los años 2012 y 2013.

Gráficos confeccionados por la CREG
SAIDI por OR
Fig. 33



25. Información y conclusiones extraídas del DOCUMENTO CREG 099 del 23 de diciembre de 2014 METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL PERIODO TARIFARIO 2015 -2019

SAIFI por OR
Fig. 34



Las gráficas anteriores muestran en el lado izquierdo las empresas que se encontraban aplicando la regulación de calidad establecida en la Resolución CREG 070 de 1998 y en el lado derecho las que estaban aplicando el esquema de incentivos y compensaciones de la Resolución CREG 097 de 2008.

La CREG informa que 18 de los 29 OR cumplieron con los requisitos exigidos para aplicar el esquema de incentivos y compensaciones establecido en la Resolución CREG 097 de 2008.

A continuación, se grafican con la información recogida en el presente trabajo los valores de SAIDI y SAIFI para cada una de las empresas eléctricas de Colombia para el período 2011-2015 con apertura por Grupo de Circuitos según la siguiente definición

GRUPO 1:	Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes.
GRUPO 2:	Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Cabeceras municipales con una población menor a 100.000 habitantes y superior o igual a 50.000 habitantes.
GRUPO 3:	Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Cabeceras municipales con una población inferior a 50.000 habitantes.
GRUPO 4:	Circuitos, tramos o transformadores ubicados en Suelo que no corresponde al área urbana del respectivo municipio o distrito, esto es zonas rurales.

SAIDI
Fig. 35

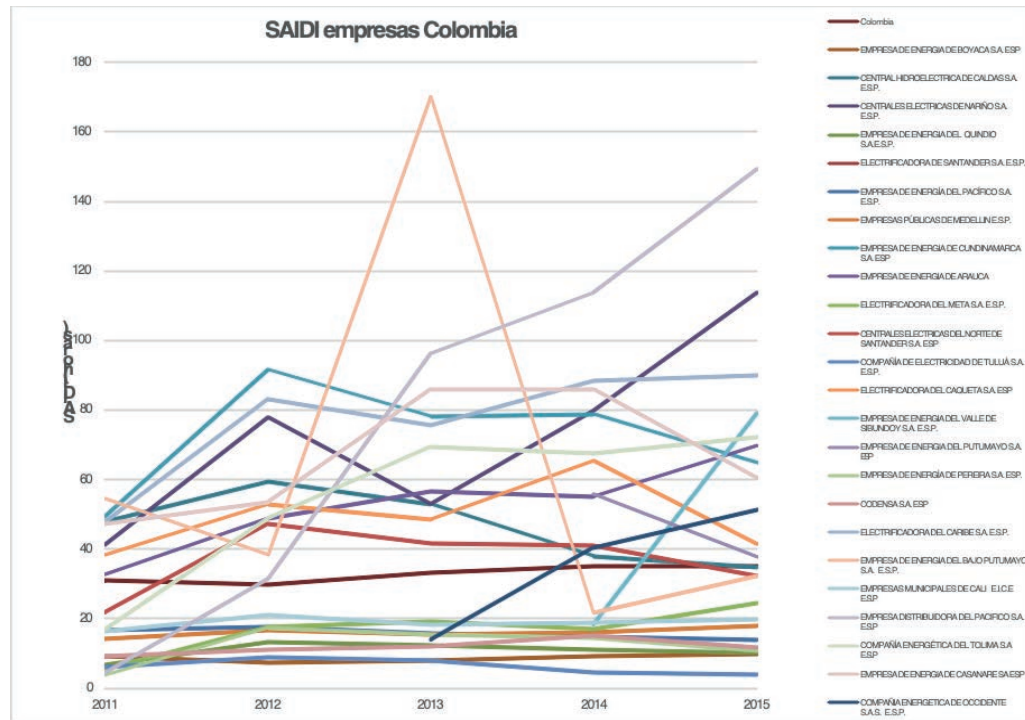


Fig. 36

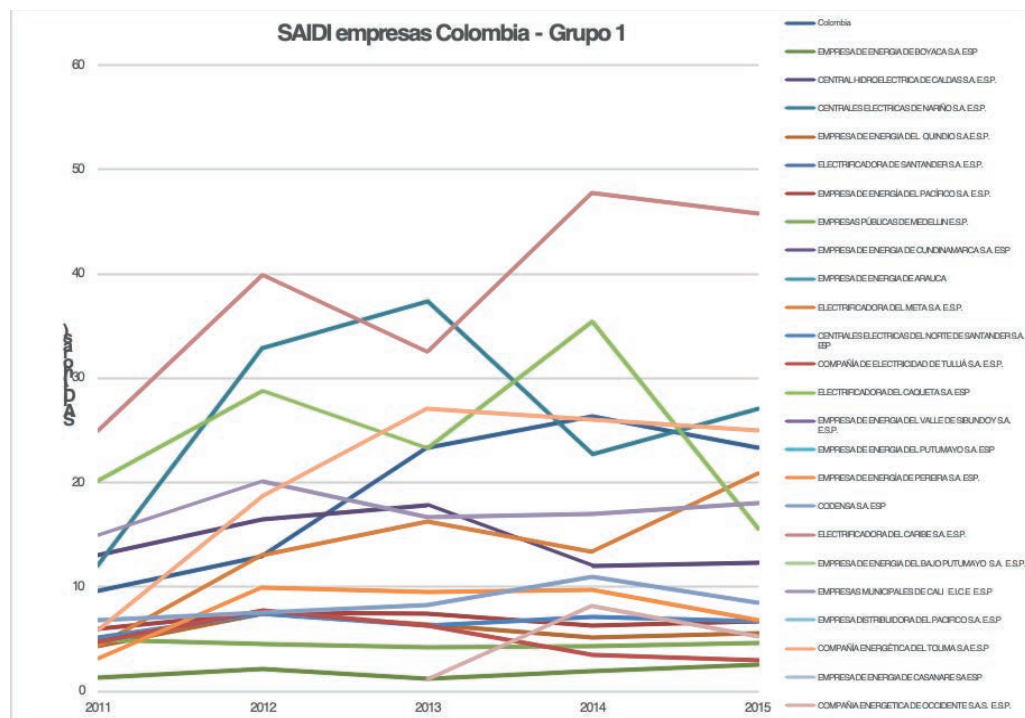


Fig. 37

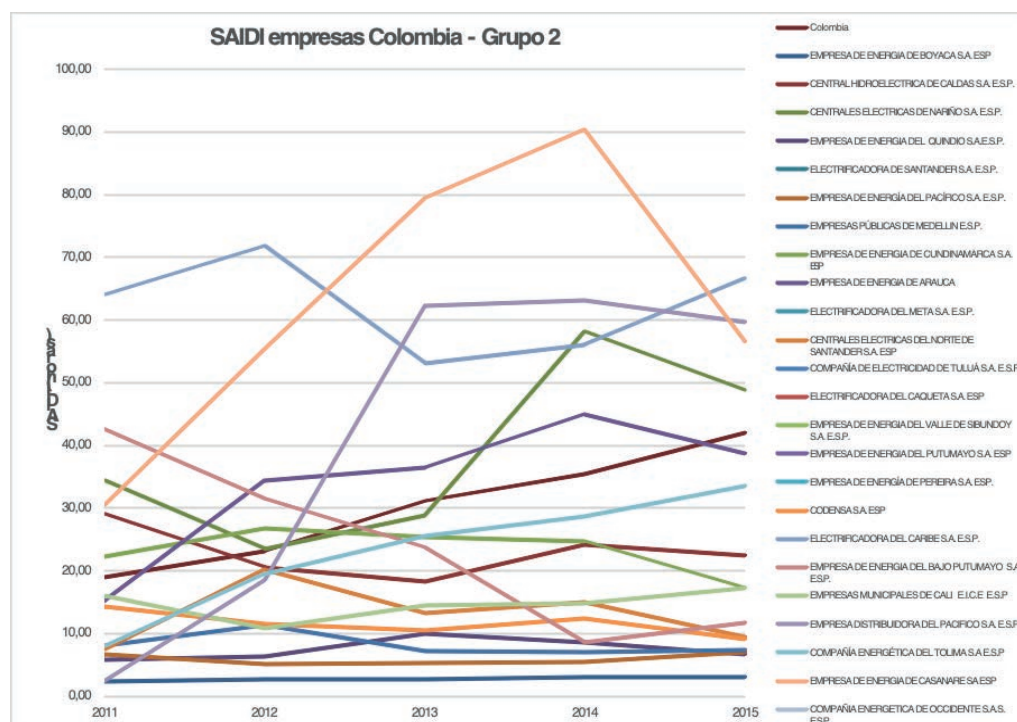


Fig. 38

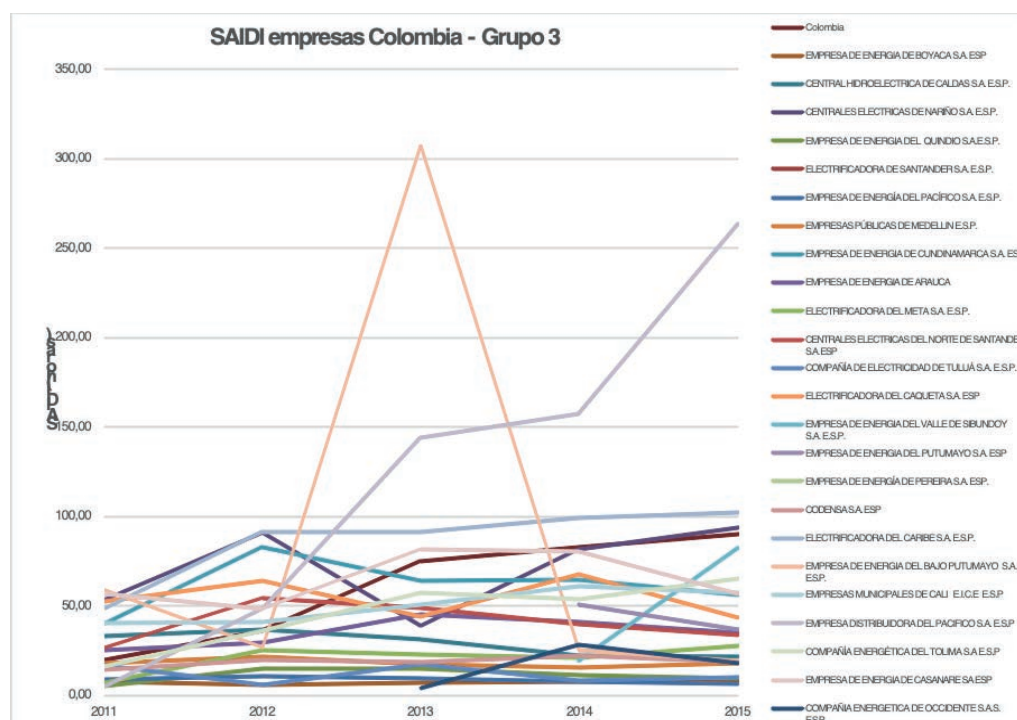
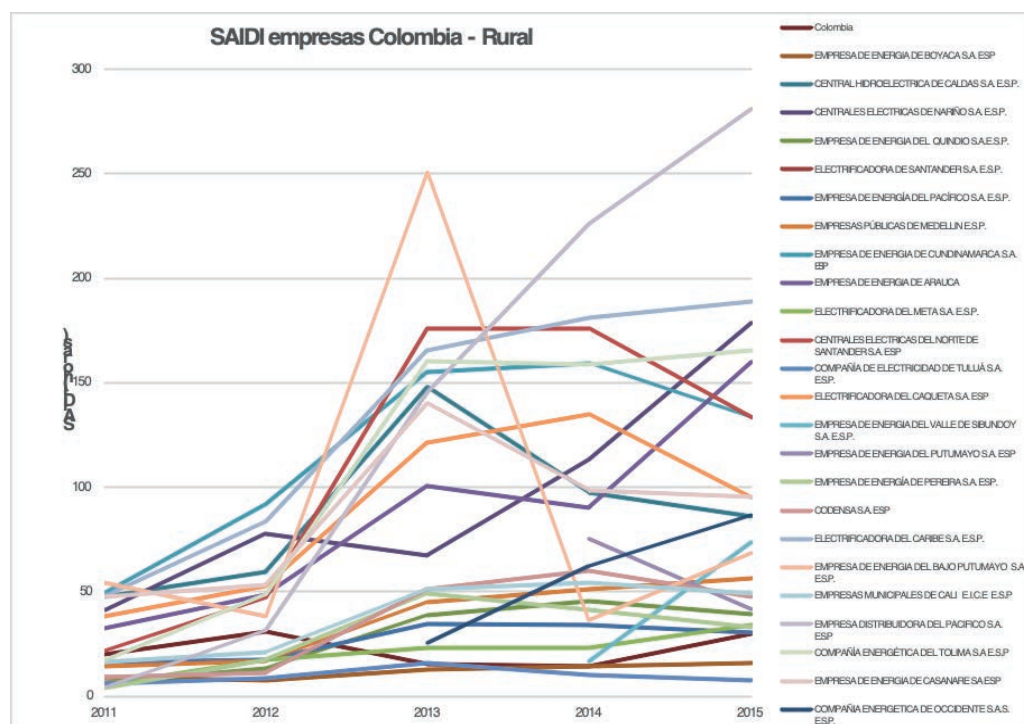


Fig. 39



SAIFI
Fig. 40

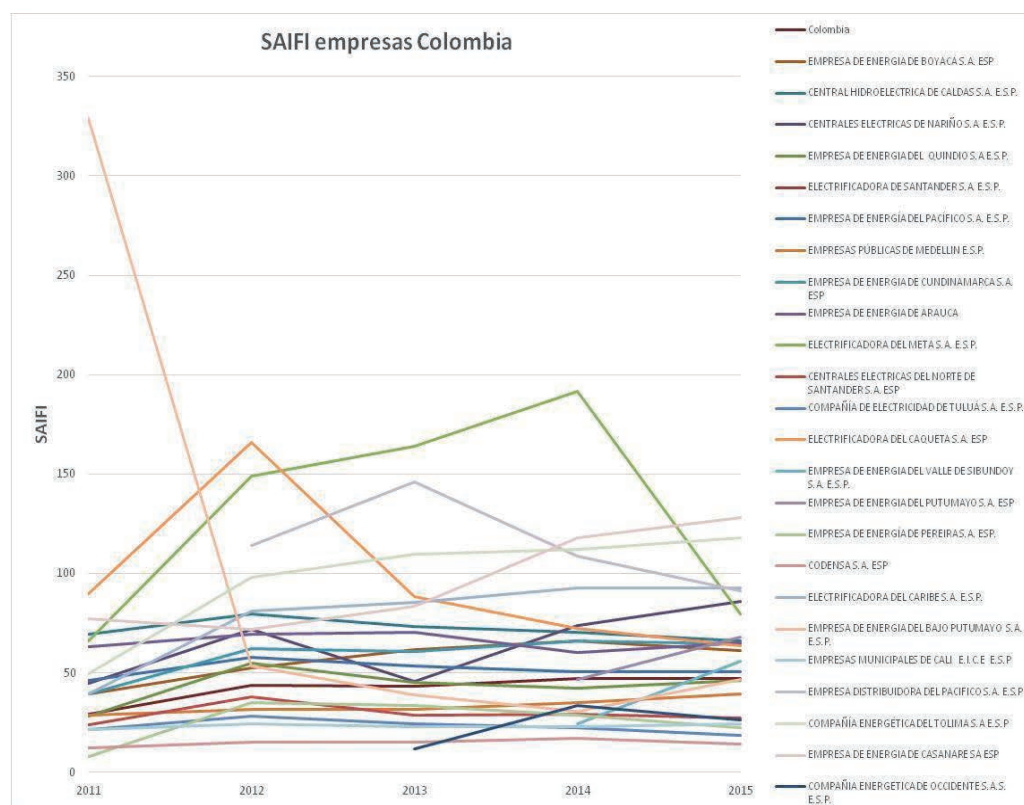


Fig. 41

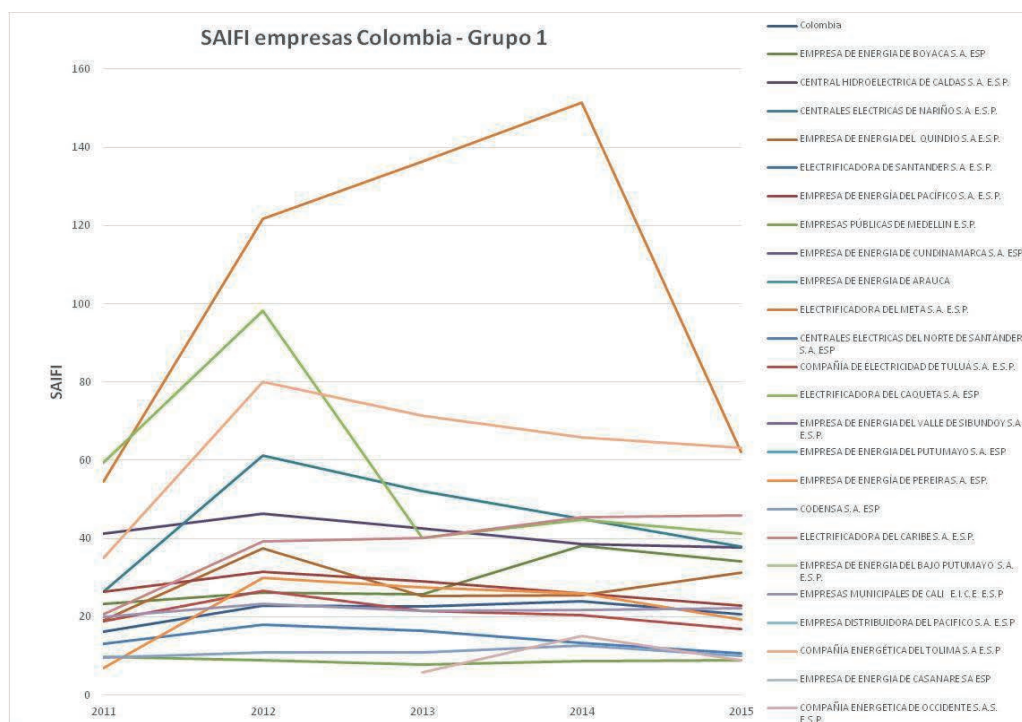


Fig. 42

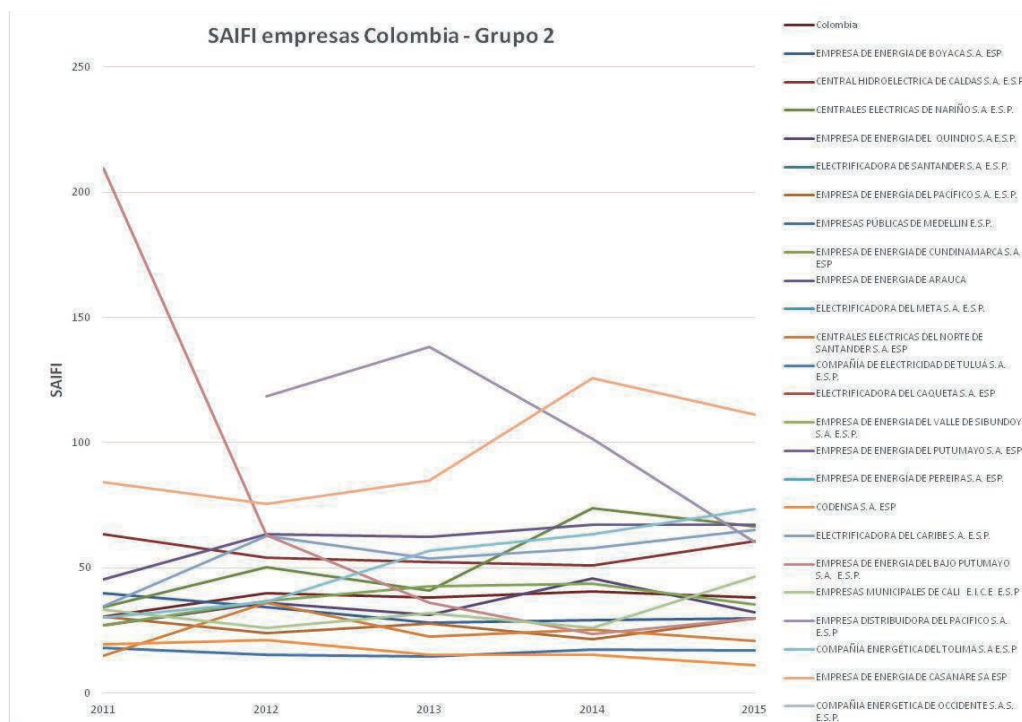


Fig. 43

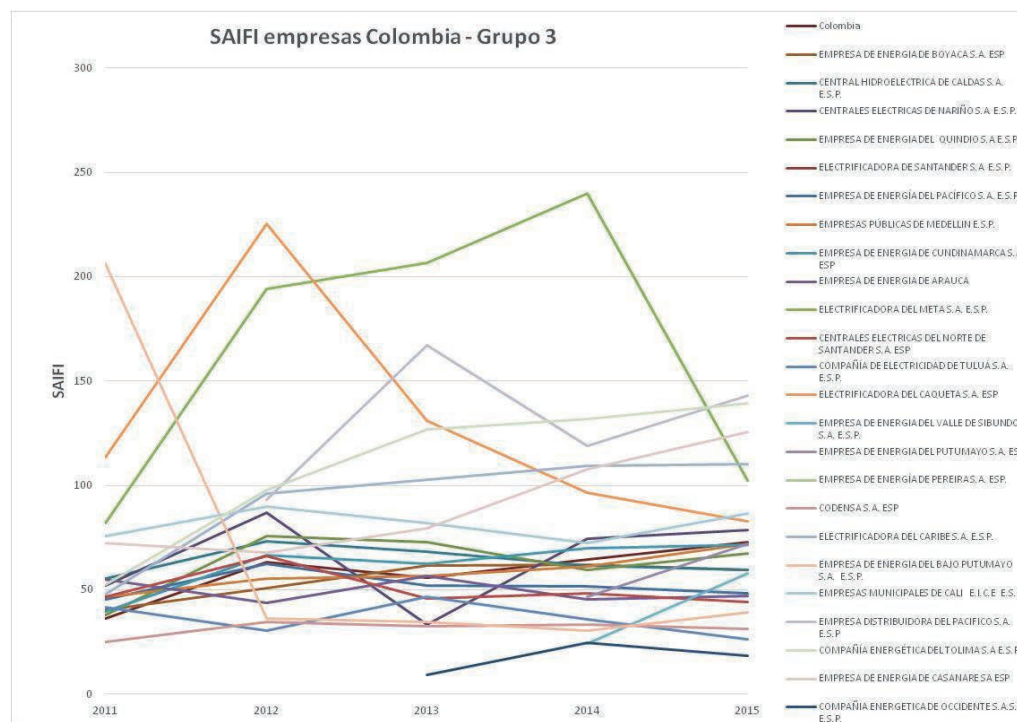
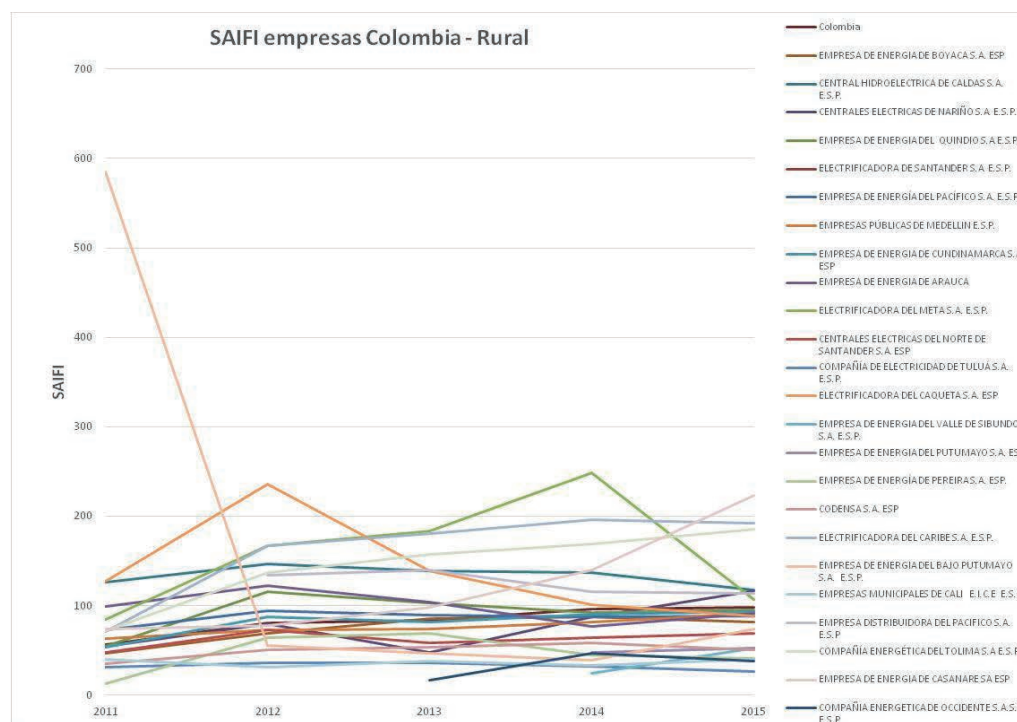


Fig. 44



Graficando las curvas de percentiles para cada año se obtienen los siguientes gráficos

Fig. 45

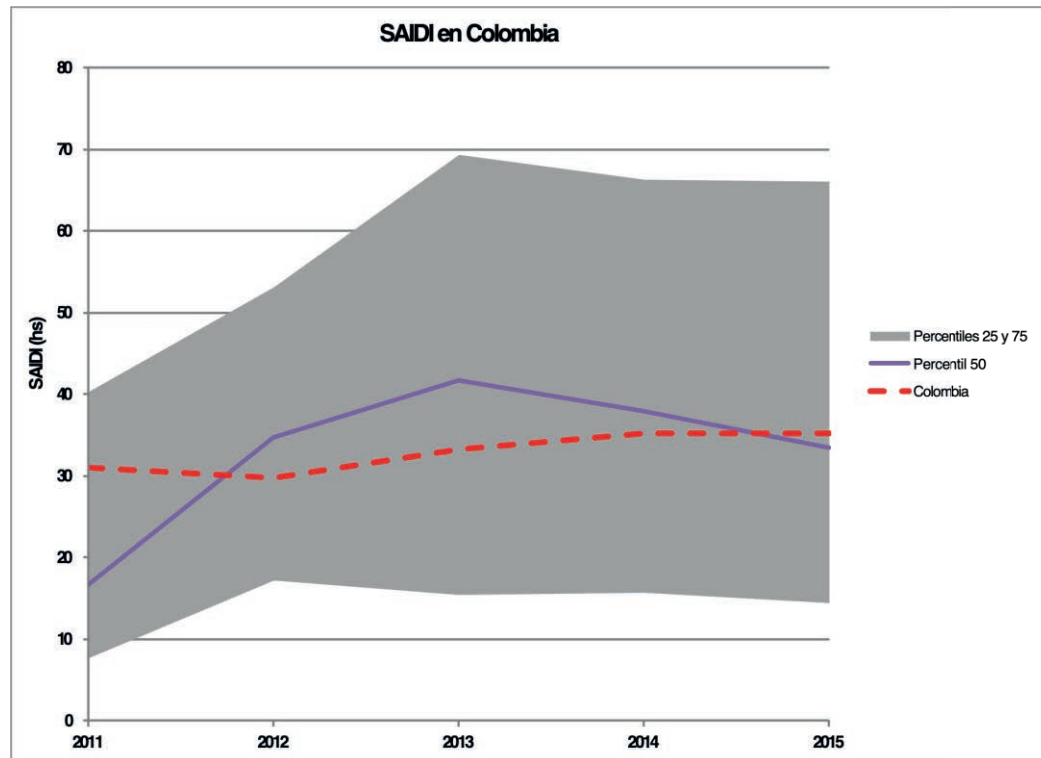
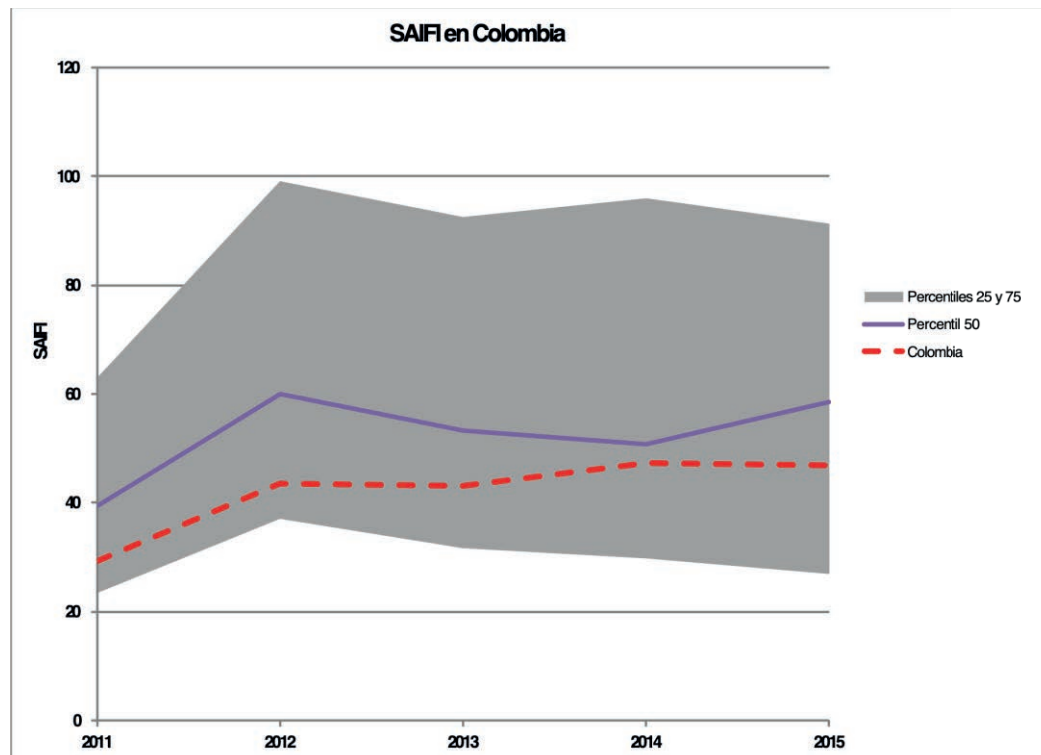


Fig. 46



En el análisis de las curvas de percentiles del indicador SAIDI, así como del indicador SAIFI (años 2011 a 2015 de todos los Grupos de circuitos), se aprecia una mayor dispersión de los valores registrados por las empresas en el año 2015, que los obtenidos en el año 2011. El valor del indicador SAIDI para el 25 % de las empresas que presentan mejores resultados se mantiene en el período, por debajo de valores en el entorno de las 15 horas, mientras que para el 25 % de las empresas que registraron los peores resultados en este indicador, se aprecia una evolución creciente del valor por encima del cual se les valoró, pasando de las 40 horas en el año 2011, a las 65 horas en el año 2015, aumentando de esta forma la dispersión de los valores para el conjunto de empresas del país.

Algo similar sucede con el análisis de la dispersión de los valores de SAIFI el cual para las empresas que presentan mejores resultados (percentil 25%), los registros en todo el período se encuentran por debajo de valores en el entorno de las 30 interrupciones. En este caso el 25 % de las empresas con peores registros tenían en 2011 este indicador por encima de 60 interrupciones y en el año 2015 el mismo porcentaje de empresas tenían este indicador mayor a las 90 interrupciones aumentando también la dispersión.

Indicadores Costa Rica

En Costa Rica para el cálculo de los “Índices de Continuidad del Servicio”, se toman en cuenta las siguientes interrupciones²⁶:

a. Interrupciones prolongadas para los índices: FPI, DPIR, TTIK, FMIK, FIP y DAI.

b. Las momentáneas y temporales para el caso de FIM y FIT.

c. Las prolongadas, momentáneas y temporales para el FI.

También la normativa regulatoria especifica²⁷ que, para efectos de uniformidad en el cálculo de los indicadores de continuidad, las empresas utilizarán como referencia el estándar IEEE-1366-2012 “Guide for electric power distribution reliability indices”.

Evolución de los indicadores colectivos

Se grafican²⁸ a continuación los valores de los indicadores de duración y frecuencia de las interrupciones prolongadas de los años 2013 a 2015 de las empresas que distribuyen electricidad en este país.

26. Reglamento AR-NT-SUCAL Artículo 44

27. Reglamento AR-NT-SUCAL Artículo 45

28. Los valores país graficados corresponden a la duración y frecuencia promedio de las interrupciones por cliente, mientras que los valores por empresa corresponden a los valores anuales de los indicadores DPIR y FPI.

Fig. 47

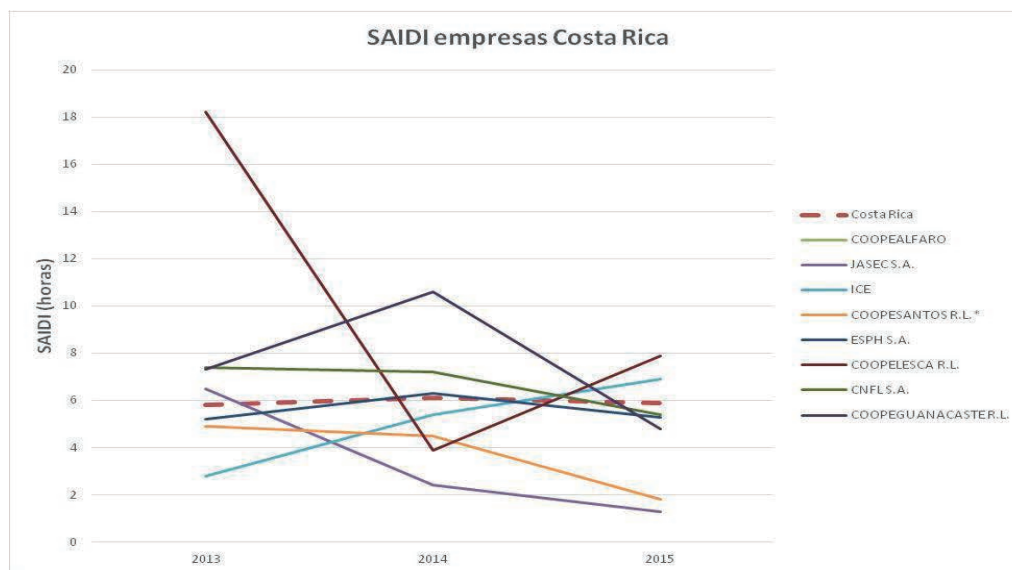
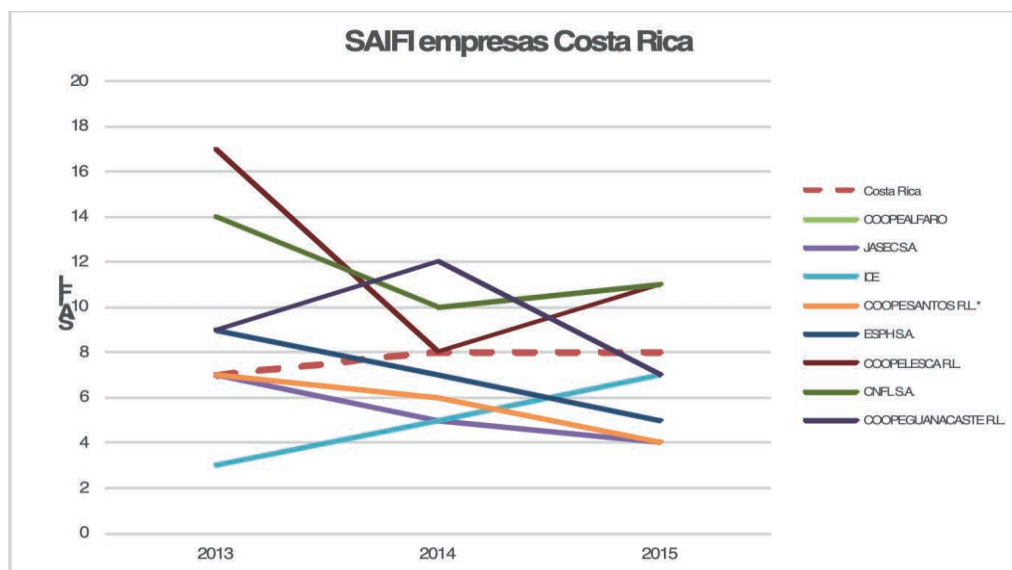


Fig. 48



Los valores de los indicadores corresponden a niveles de calidad buenos para la región.

Con la información no se evidencia una tendencia de evolución de los indicadores.

Indicadores Ecuador

La calidad del servicio eléctrico de distribución se encuentra regulada en Ecuador por la Regulación N° CONELEC 004/01. (<http://www.regulacionelectrica.gob.ec/regulaciones/>).

Las interrupciones consideradas para el cálculo de los indicadores de continuidad del suministro son las interrupciones de duración mayor a tres minutos con excepción de:

Suspensiones requeridas por el Operador para mantener la seguridad

Las debidas a Racionamientos

Las encuadradas en un escenario de Esquema de Alivio de Carga

Las encuadradas en causales de Fuerza Mayor o Caso Fortuito

Se evalúan indicadores globales e indicadores individuales.

Indicadores individuales

Se calculan para consumidores de Alta y Media Tensión

FAIc: Frecuencia (número) de interrupciones que afectan a cada consumidor “c”

DAIc: Duración (horas) de interrupciones que afectan a cada consumidor “c”

$$DAIc = \sum K_i \cdot t_i$$

Donde

$K_i = 1.0$ para interrupciones NO programadas
 $= 0.5$ para interrupciones programadas

La norma técnica de referencia para el cálculo de los indicadores es la IEEE 1366-2012: Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices.

Indicadores colectivos

La evaluación de los indicadores “Globales” se realiza a nivel de los alimentadores primarios y a nivel de red y son los siguientes:

FMIK: Frecuencia media (número) de interrupción por kVA nominal instalado (Equivalente IEEE: ASIFI)

$$FMIK = \frac{\sum kVA_i}{kVA_T}$$

TTIK: Tiempo total (horas) de interrupción por kVA nominal instalado (Equivalente IEEE: ASIDI)

$$TTIK = \frac{\sum kVA_i \cdot t_i}{kVA_T}$$

Dónde:

kVA_i = kVA nominales fuera de servicio por interrupción i

kVA_T = kVA nominales instalados

t_i = Tiempo de duración de la interrupción i

Evolución de los indicadores colectivos

De los datos aportados por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCO-NEL) se evidencia una tendencia a la baja de los valores de los indicadores globales FMIK y TTIK.

A nivel país se observa una disminución constante del indicador FMIK que en el año 2011 registraba un valor de 18 interrupciones por año, a 8,27 interrupciones en 2015 y con tendencia a que en 2016 se confirmen valores inferiores. Si consideramos solo las empresas que son totalmente propiedad del Estado (CNEL EP), también se verifica una disminución constante de este indicador pasando de un valor de 37,27 interrupciones en el año 2011 a 10,98 en el año 2015, manteniéndose la tendencia de disminución para el año 2016.²⁹

Índice FMIK _{ed} (número de veces)															
Años 2011, 2012, 2013, 2014, 2015 y hasta período móvil sep 2015 - ago 2016 - Límite FMIK _{ed} = 4															
Distribuidoras	TOTAL ENE-DIC 2011	TOTAL ENE-DIC 2012	TOTAL ENE-DIC 2013	TOTAL ENE-DIC 2014	TOTAL ENE-DIC 2015	TENDENCIAS AÑO 2011 - AÑO 2015	FEB15 ENE16	MAR15 FEB15	ABR15 MAR16	MAY15 ABR16	JUN 15 MAY 16	JUL 15 JUN 16	AGO 15 JUL 16	SEP 15 AGO 16	
UN BOLÍVAR (*)	54,75	22,04	25,91	8,41	6,04		6,04	4,90	4,84	5,01	4,84	2,97	2,53	2,16	
UN EL ORO (*)	34,44	28,35	25,24	37,13	18,99		17,32	16,76	17,25	16,12	15,53	15,25	15,40	14,89	
UN ESMERALDAS (*)	29,11	35,45	33,46	20,51	24,34		22,68	21,26	20,50	20,08	20,05	18,07	17,11	17,13	
UN GUAYAQUIL (*)	8,51	7,20	4,73	6,40	4,36		3,83	3,78	3,60	3,13	2,79	2,75	2,62	2,46	
UN GUAYAS LOS RÍOS (*)	21,65	25,41	25,13	21,06	15,59		14,66	13,06	12,27	12,41	10,56	9,64	9,20	8,80	
UN LOS RÍOS (*)	65,66	64,81	44,93	40,98	21,18		20,26	17,81	17,62	17,10	15,76	15,75	15,27	16,69	
UN MANABÍ (*)	44,35	44,12	32,75	26,71	14,19		13,52	12,51	11,04	9,88	8,96	8,50	8,42	8,66	
UN MILAGRO (*)	32,97	34,20	29,41	22,80	14,26		12,64	12,58	11,67	11,74	11,45	11,27	11,08	11,18	
UN SANTA ELENA (*)	36,06	29,49	22,30	23,86	16,03		14,35	14,68	14,27	13,78	13,43	13,52	11,23	11,65	
UN SANTO DOMINGO (*)	17,46	15,88	26,43	15,78	8,83		8,69	8,51	8,78	10,53	9,69	9,89	9,77	8,99	
UN SUCUMBIOS (*)	86,17	65,50	55,91	44,69	11,41		11,29	10,45	10,03	8,53	8,54	8,81	8,22	8,44	
EE AMBATO	11,91	13,62	11,87	5,88	4,22		4,24	4,18	3,66	3,73	3,46	3,21	3,30	3,37	
EE AZOGUES	7,05	10,42	5,62	5,77	5,08		4,84	2,84	2,84	4,91	4,91	4,91	4,91	3,78	
EE CENTROSUR	5,20	5,45	3,50	4,80	5,64		5,35	5,13	5,03	5,11	5,21	5,32	5,58	5,51	
EE COTOPAXI	6,11	6,97	7,84	8,59	6,34		6,68	6,55	6,27	6,23	5,25	5,01	5,02	4,85	
EE GALÁPAGOS	13,49	16,58	15,29	10,98	10,79		10,72	10,97	11,90	12,93	12,03	11,46	13,21	13,44	
EE NORTE	19,02	11,39	16,31	16,59	8,88		9,11	7,69	6,91	5,91	5,76	5,41	5,41	5,60	
EE QUITO	11,91	5,86	5,48	5,37	3,74		3,51	3,43	3,35	3,21	3,21	2,99	3,17	3,06	
EE RIOBAMBA	17,16	17,31	16,98	5,37	7,73		7,71	7,30	7,02	7,05	6,03	5,66	5,36	4,90	
EE SUR	6,43	6,82	7,49	8,29	7,60		7,58	7,62	7,59	7,58	7,77	5,53	5,61	5,16	
NIVEL NACIONAL	18,00	15,20	13,72	12,77	8,27		7,79	7,39	7,12	6,88	6,50	6,23	6,15	6,05	
CNEL EP (/)	37,27	34,69	30,26	24,49	10,98		10,20	9,66	9,30	8,94	8,31	8,04	7,76	7,67	
Notas:															
(*)- unidades de negocio que forman parte de la CNELEP.															
(/)- CNELEP que asocia a todas las unidades de Negocio marcadas con (*).															
FMIK: Número de interrupciones de suministro a nivel de cabecera de alimentadores primarios de distribución.															

Notas:

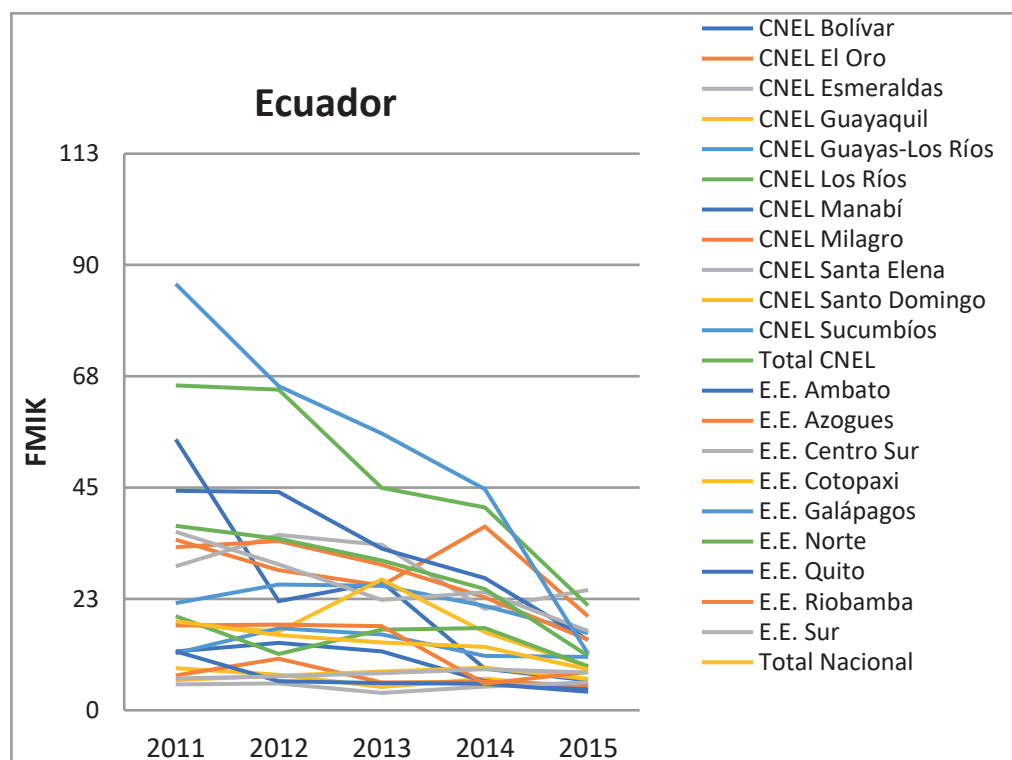
(*)- unidades de negocio que forman parte de la CNEL EP.

(/)- CNEL EP que asocia a todas las unidades de Negocio marcadas con (*).

FMIK: Número de interrupciones de servicio a nivel de cabecera de alimentadores primarios de distribución.

29. En el cuadro adjunto se destacan con una tilde verde los valores que se encuentran por debajo de los límites especificados en la reglamentación vigente

Fig. 49



En lo que respecta al indicador TTIK, también se observa una constante disminución desde el año 2011 al 2015 de este indicador a nivel país, pasando de 19,25 a 7,17 horas al año. Esta disminución es aún más pronunciada para las empresas estatales en la cuales se pasó de 43,36 a 9,59 horas al año.¹¹

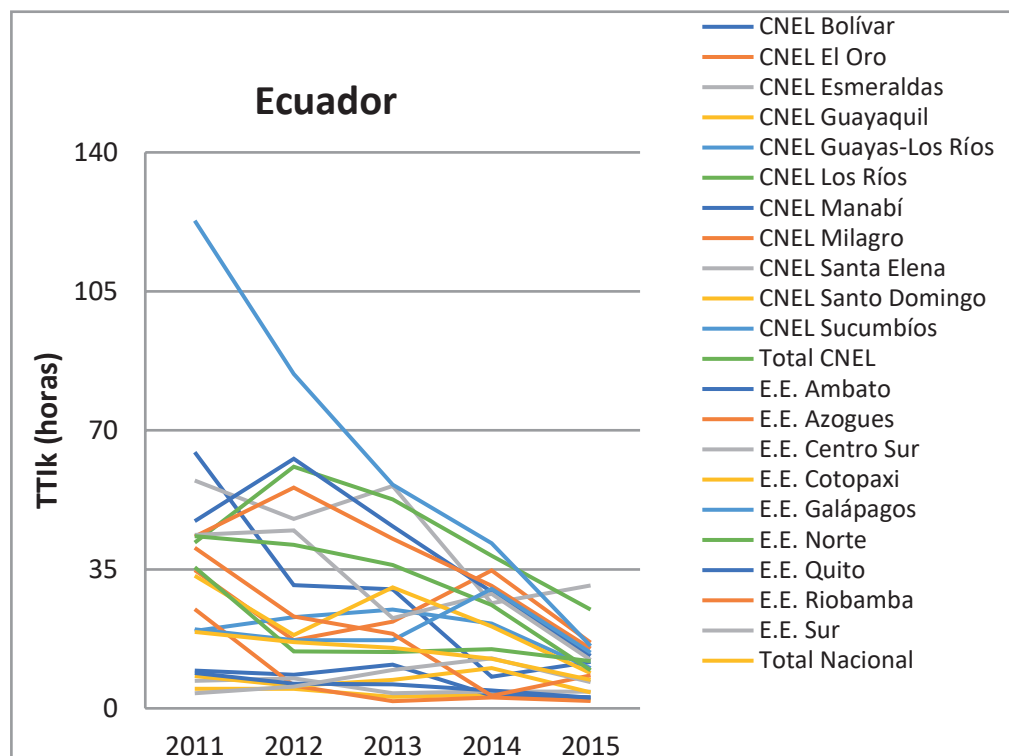
Índice TTIK_{ad} (número de horas)

Años 2011, 2012, 2013, 2014, 2015 y hasta período móvil sep 2015 - ago 2016 - Límite TTIK_{ad} = 8

Distribuidoras	TOTAL ENE-DIC 2011	TOTAL ENE-DIC 2012	TOTAL ENE-DIC 2013	TOTAL ENE-DIC 2014	TOTAL ENE-DIC 2015	TENDENCIAS AÑO 2011 - AÑO 2015	FEB15 ENE16	MAR15 FEB15	ABR15 MAR16	MAY15 ABR16	JUN 15 MAY 16	JUL 15 JUN 16	AGO 15 JUL 16	SEP 15 AGO 16
UN BOLÍVAR (*)	64,51	31,05	30,01	7,96	11,66		11,72	7,21	6,98	6,74	6,10	4,19	3,60	3,22
UN ELORO (*)	34,81	17,19	21,80	34,77	16,57		17,43	17,39	18,15	17,11	16,14	15,41	15,42	15,20
UN ESMERALDAS (*)	57,37	47,68	56,00	26,48	30,93		32,28	28,05	27,25	28,86	28,05	23,70	23,40	23,35
UN GUAYAQUIL (*)	4,93	4,88	2,89	3,50	2,15		1,84	1,83	1,83	1,61	1,48	1,35	1,30	1,31
UN GUAYAS LOS RÍOS (*)	19,48	23,00	24,88	21,38	10,14		9,30	8,38	7,92	7,59	6,53	5,39	5,11	4,96
UN LOS RÍOS (*)	41,74	60,85	52,65	38,43	24,88		21,31	17,48	16,25	15,39	15,38	15,31	15,99	18,56
UN MANABÍ (*)	47,18	62,85	45,82	29,34	13,74		12,81	11,23	9,31	18,93	18,53	17,50	17,45	18,01
UN MILAGRO (*)	43,27	55,59	42,69	30,83	15,06		13,65	13,08	11,15	11,00	10,48	10,27	10,65	10,74
UN SANTA ELENA (*)	43,64	44,81	22,75	28,83	12,21		12,18	12,57	11,90	11,77	11,56	11,59	10,92	14,26
UN SANTO DOMINGO (*)	33,40	18,43	30,46	20,64	8,86		8,57	9,96	9,29	27,93	26,62	26,45	26,20	25,42
UN SUCUMBÍOS (*)	122,81	84,18	56,33	41,56	15,72		16,69	14,53	15,10	13,82	12,82	12,41	11,60	10,56
EE AMBATO	9,53	8,48	11,01	3,24	2,81		2,81	2,74	2,46	2,47	2,50	2,42	2,29	1,86
EE AZOGUES	24,99	5,73	1,81	2,72	1,85		1,69	1,47	1,47	2,18	2,18	2,18	2,18	1,64
EE CENTROSUR	6,92	7,56	3,81	4,26	4,21		3,88	3,80	3,76	3,93	4,07	4,33	4,49	4,39
EE COTOPAXI	8,13	5,64	7,14	10,14	4,02		4,61	4,37	4,00	4,33	3,63	3,55	3,52	3,37
EE GALÁPAGOS	19,89	17,14	17,17	30,10	14,04		15,07	15,22	16,42	17,97	14,99	11,87	15,60	16,75
EE NORTE	35,53	14,33	14,19	14,94	11,89		11,82	10,39	9,43	8,36	7,92	7,53	8,76	7,64
EE QUITO	8,92	6,17	6,03	4,51	2,68		2,65	2,73	2,66	2,51	2,43	2,21	2,46	2,49
EE RIOBAMBA	40,45	23,14	18,78	3,17	8,27		8,36	8,12	8,04	8,07	7,77	7,48	7,37	6,95
EE SUR	3,80	5,49	9,68	12,60	6,63		6,78	6,82	6,64	6,62	6,65	5,06	4,97	4,06
NIVEL NACIONAL	19,25	16,69	15,23	12,48	7,17		6,98	6,59	6,28	7,40	7,08	6,65	6,73	6,75
CNEL EP (I)	43,36	41,20	36,08	26,04	9,59		9,27	8,64	8,20	10,25	9,75	9,16	9,06	9,25

Notas:
 (*)- unidades de negocio que forman parte de la CNEL EP.
 (I)- CNEL EP que asocia a todas las unidades de Negocio marcadas con (*).
 TTIK: Tiempo de duración interrupciones de servicio a nivel de cabecera de alimentadores primarios de distribución.

Fig. 50



La regulación también prevé el control de los tiempos de reposición de las interrupciones según la densidad de la población de las distintas zonas, fijando tiempos máximos de reposición del servicio a cada consumidor y porcentajes de consumidores reconectados dentro del tiempo máximo individual. Los valores límite de estos indicadores se detallan en el capítulo “6.5.5. Tolerancias o límites de los indicadores”.

Indicadores México

Previo a la Reforma Energética, la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) y su Reglamento (actualmente abrogados), establecían la obligación del suministrador de ofrecer y mantener el servicio en forma de corriente alterna en una, dos o tres fases.

Durante la vigencia de la LSPEE y su Reglamento, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), de manera interna, se fijó niveles de cumplimiento, tanto técnicos como comerciales. En particular en lo que refiere a la calidad del suministro se controló el Tiempo de interrupción por usuario [min]. Esta información se detalla a continuación y se encuentra accesible en: http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Estadisticas/Paginas/indicadores-operativos.aspx

Indicadores operativos de calidad del servicio CFE sin zona centro

Fig. 51

Indicador	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Tiempo de interrupción por usuario (min.) sin afectación	79	84	79	71	60	50.06	45.90	38.70	36.65	38.99

Con la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y su Reglamento, se abrogaron tanto la LSPEE como su Reglamento y se establecieron nuevas facultades a la CRE para expedir y aplicar la regulación necesaria en materia de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.

Recientemente, el 16 de febrero de 2016, la Comisión Reguladora de Energía (CRE), publicó en el Diario Oficial de la Federación, las Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la red nacional de transmisión y las redes generales de distribución de energía eléctrica, las que establecen parámetros para realizar la evaluación de indicadores de disponibilidad, continuidad y calidad, tales como SAIDI, SAIFI y CAIDI entre otros. http://dof.gob.mx/nota_detalle_popup.php?codigo=5425779

Indicadores Panamá

Desde 1998 se establecieron en Panamá indicadores globales que rigieron desde el año 2000 hasta el 2003. Se definieron los indicadores SADI, SAIFI para las interrupciones prolongadas, y CAIDI y ASAI para las interrupciones de corta duración, que se calculaban y controlaban en forma separada para centros de transformación urbanos y rurales.

Posteriormente al año 2003 se empezaron a registrar indicadores individuales, definiéndose los indicadores SAIDIcl y SAIFIcl, que tenían tolerancias diferenciadas para clientes en Media Tensión y Baja Tensión, urbanos y rurales, las que iban creciendo en exigencia desde el 2003 hasta el 2006. A partir del año 2015 se hace una reclasificación de zonas definiéndose cuatro zonas y se calculan los indicadores para cada una de ellas fijándose nuevas metas.

En función de la nueva clasificación se calculan los indicadores para la siguiente definición de áreas:

Área Urbana: son aquellos corregimientos que tienen más de 15,000 clientes.

Área Suburbana: son aquellos corregimientos que tienen entre 15,000 y 5,000 clientes.

Área Rural Concentrada: son aquellos corregimientos que entre 4,999 y 2,000 clientes.

Área Rural Dispersa: son aquellos corregimientos que menos de 2,000 clientes.

Evolución de los indicadores colectivos

SAIDI

Fig. 52

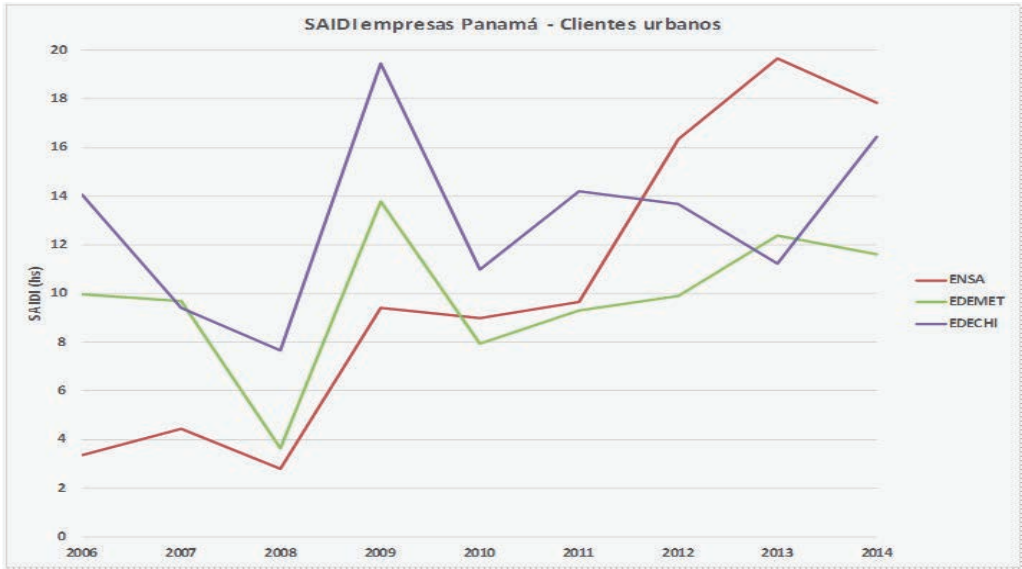
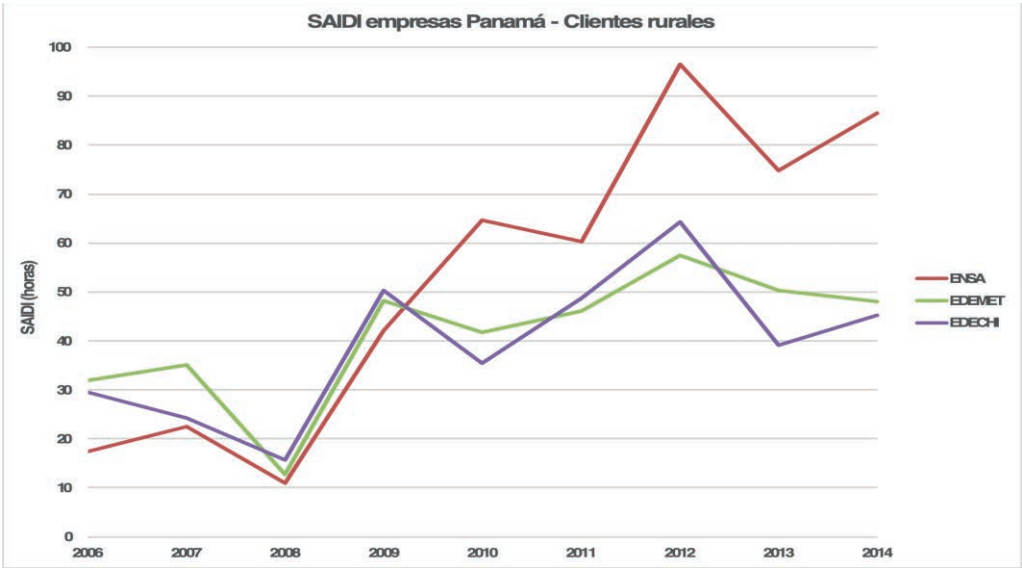


Fig. 53



SAIFI
Fig. 54

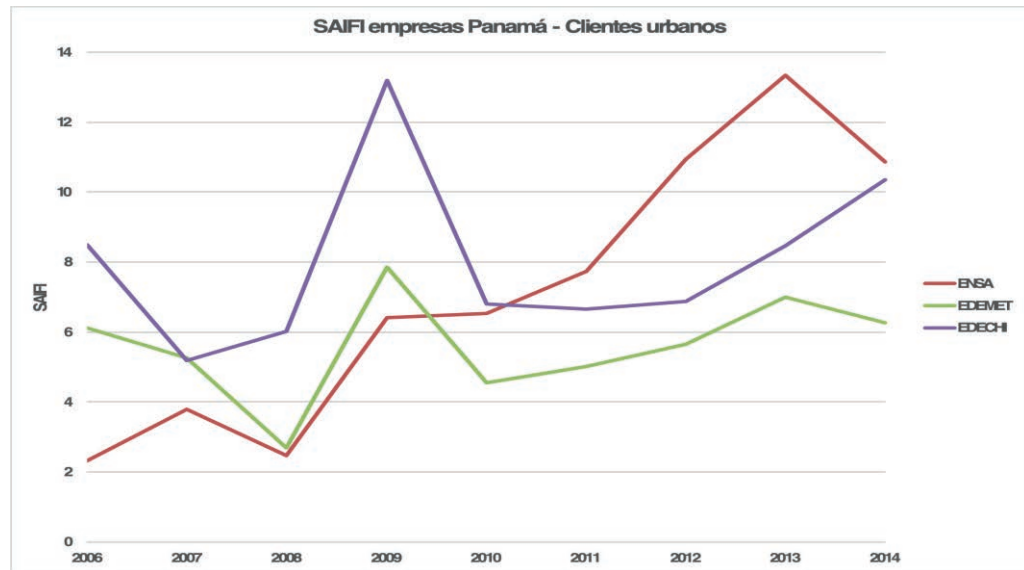
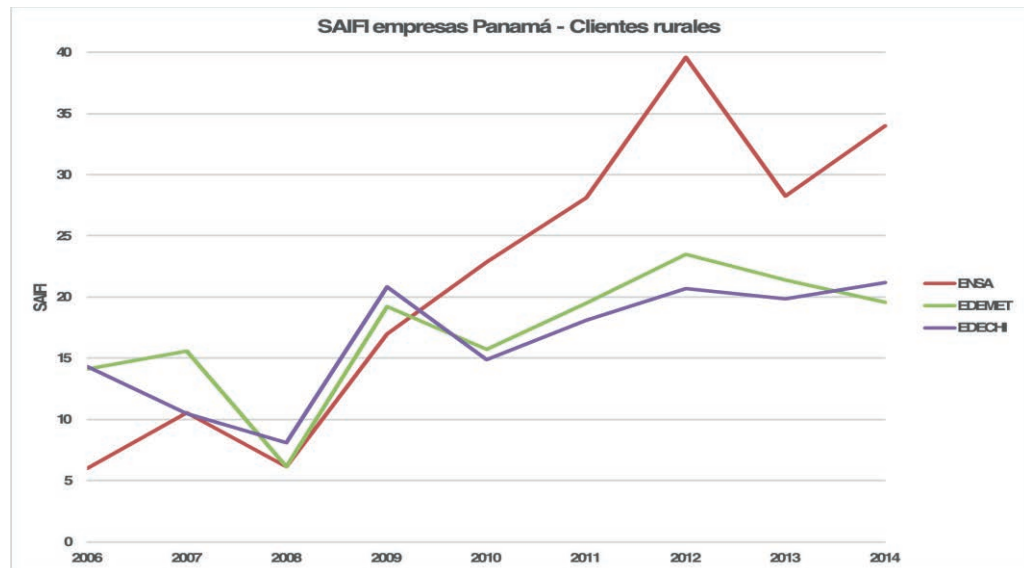


Fig. 55



De la observación de las gráficas se identifica:

Valores aparentemente altos para zonas urbanas con una tendencia creciente tanto en frecuencia como en duración

Algo similar sucede en zonas rurales, siendo estos valores muy superiores a los valores registrados en las zonas urbanas. Aunque es normal que existan diferencias entre zonas urbanas y rurales

Se observa, asimismo, que existe en general una tendencia de deterioro de ambos indicadores en el periodo considerado

Indicadores Perú

El marco normativo en Perú, en lo que refiere a la calidad del servicio eléctrico, se sustenta en la siguiente normativa:

**Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)
aprobada en 1997 (para los sectores urbanos típicos 1,2 y3)**

**Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales(NTCSER)
aprobada en 2008 (para los sectores rurales típicos 4, 5, E y los SER)**

Base Metodológica para la Aplicación de la NTCSE aprobada en 2008

Base Metodológica para la Aplicación de la NTCSER aprobada en 2009

En esta normativa se prevé la evaluación semestral de la calidad de la energía que entrega el generador al distribuidor en las barras de los puntos de transferencia (actualmente 147 puntos). Los indicadores definidos son la cantidad de cortes (n) y la duración total de los mismos (D).

Para evaluar la Calidad de Suministro dada por las distribuidoras se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de estas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas.

El Período de Control y cálculo de los indicadores es de seis meses y se calculan indicadores por región, operador y a nivel nacional. También se hace una apertura del cálculo según sea red urbana, rural o urbano-rural.

Se controlan 226 sistemas eléctricos que abastecen a 6:700.00 clientes.

Indicadores individuales

Zonas Urbanas (NTCSE)

a) Número Total de Interrupciones por Cliente por Semestre (N)

Es el número total de interrupciones en el suministro de cada Cliente durante un Período de Control:

N = Número de Interrupciones;
(expresada en: interrupciones/semestre).

El número de interrupciones programadas* por expansión o reforzamiento de redes que deben incluirse en el cálculo de este indicador se ponderan en el cálculo por un factor de cincuenta por ciento (50%).

b) Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D)

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al Cliente durante un Período de Control de un semestre:

$$D = \sum(K_i \cdot d_i)$$

(expresada en horas)

Donde:

di: Es la duración individual de la interrupción i.

Ki: Son factores de ponderación de la duración de las interrupciones por tipo:

Interrupciones programadas* por expansión o reforzamiento: Ki = 0.25

Interrupciones programadas* por mantenimiento : Ki = 0.50

Otras: Ki = 1.00

*El término “Interrupciones programadas” se refiere exclusivamente a actividades de expansión o reforzamiento de redes o a mantenimiento de instalaciones. Estas interrupciones deben ser programadas oportunamente, sustentadas ante la Autoridad y notificadas a los Clientes con una anticipación mínima de cuarenta y ocho (48) horas, señalando horas exactas de inicio y culminación de trabajos. Si existiese diferencia entre la duración real y la duración programada de la interrupción, para el cálculo de la Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D) se considera, para dicha diferencia de tiempo:

Ki = 0 ; si la duración real es menor a la programada

Ki = 1 ; si la duración real es mayor a la programada

No se considerará para el cálculo de los indicadores N y D, las Interrupciones por Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia.

- Zonas rurales (NTCSER)

La Calidad de Suministro se evalúa considerando sólo las interrupciones que se originan en cada SER, utilizando los siguientes indicadores que se calculan para Períodos de Control de un semestre y para cada nivel de tensión (BT y MT).

a) Número de Interrupciones por Cliente (NIC)

Es el número de interrupciones promedio por Cliente, originadas en el SER durante un Período de Control de un semestre:

$$NIC = \sum (Ci)/CT ;$$

(expresada en interrupciones/semestre)

Donde:

Ci: Cantidad de Clientes afectados por la interrupción (i).

CT: Cantidad total de Clientes en el SER.

b) Duración de Interrupciones por Cliente (DIC)

Es la duración ponderada acumulada de interrupciones promedio por Cliente, originadas en el SER durante un Período de Control de un semestre:

$$DIC = \sum (Ci \bullet di \bullet Ki)/CT ; \text{ (expresada en horas)}$$

Donde: Se toman las mismas definiciones y consideraciones a las usadas en la definición de D.

Indicadores colectivos

El desempeño de las distribuidoras se evalúa con el cálculo de los indicadores SAIDI y SAIFI en Media Tensión para 226 sistemas eléctricos.

Las concesionarias reportan los indicadores SAIDI (Duración Media de Interrupción por Usuario) y SAIFI (Frecuencia Media de Interrupción por Usuario) por cada uno de los sistemas eléctricos dentro de su concesión aplicando las siguientes fórmulas

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \times u_i}{N} \quad SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N}$$

Donde:

t_i : Duración de cada interrupción

u_i : Número de usuarios afectados en cada interrupción

n : Número de interrupciones del periodo.

N : Número de usuarios del sistema eléctrico o concesionaria al final del periodo, según corresponda.

Evolución de los indicadores colectivos

Con la información recolectada para este trabajo se ha graficado la evolución de los indicadores colectivos de duración y frecuencia de interrupciones para un grupo importante de distribuidoras del servicio eléctrico en Perú.

El número de empresas consideradas es de 20, de las cuales 4 tienen más de 500.000 clientes, las que abastecen a 3:905.000 clientes. En conjunto todas las empresas suministran electricidad a 6:782.000 clientes.

Para el presente trabajo se ha hecho una apertura de la información dividiendo las empresas según la cantidad de clientes en dos grupos: empresas con más de 500.000 clientes y con menos de 500.000 clientes.

A continuación, se grafica la evolución de los indicadores.

SAIDI
Fig. 56

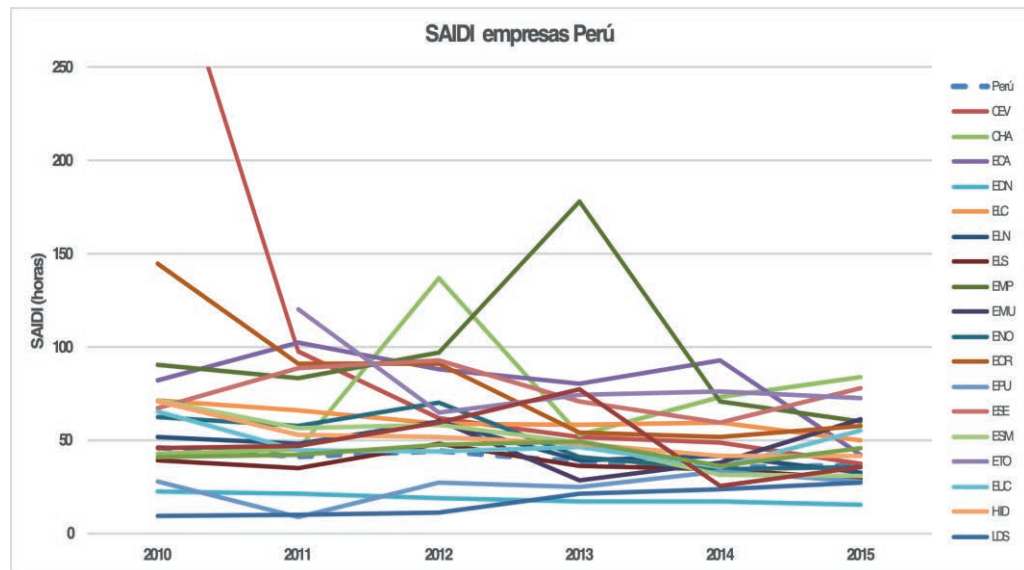


Fig. 57

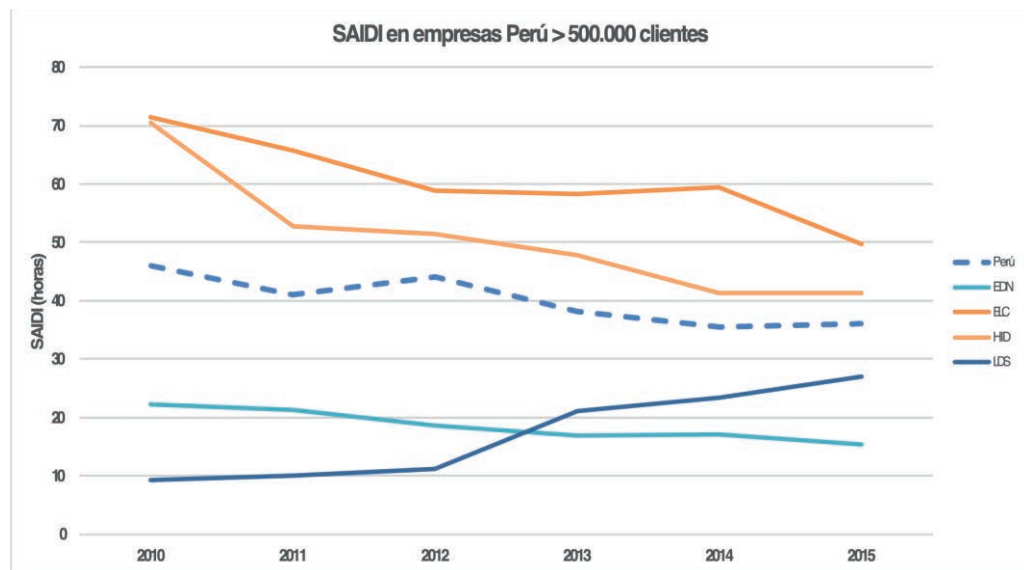
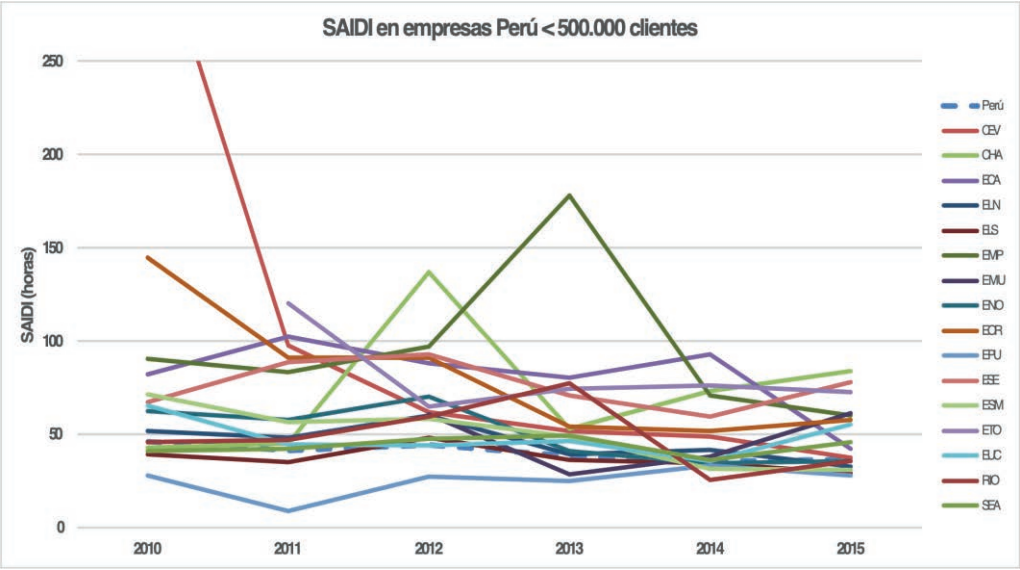


Fig. 58



SAIFI
Fig. 59

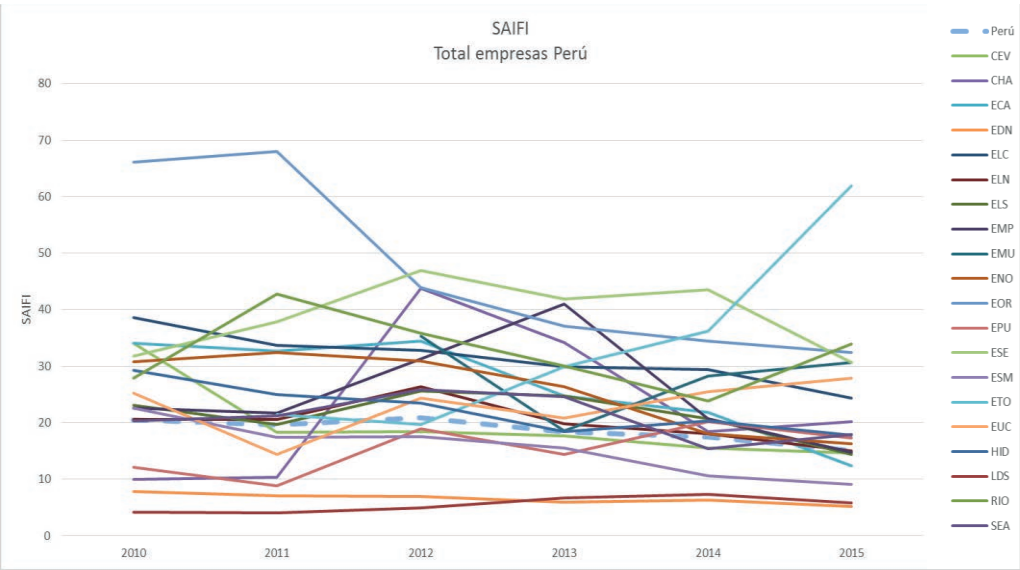


Fig. 60

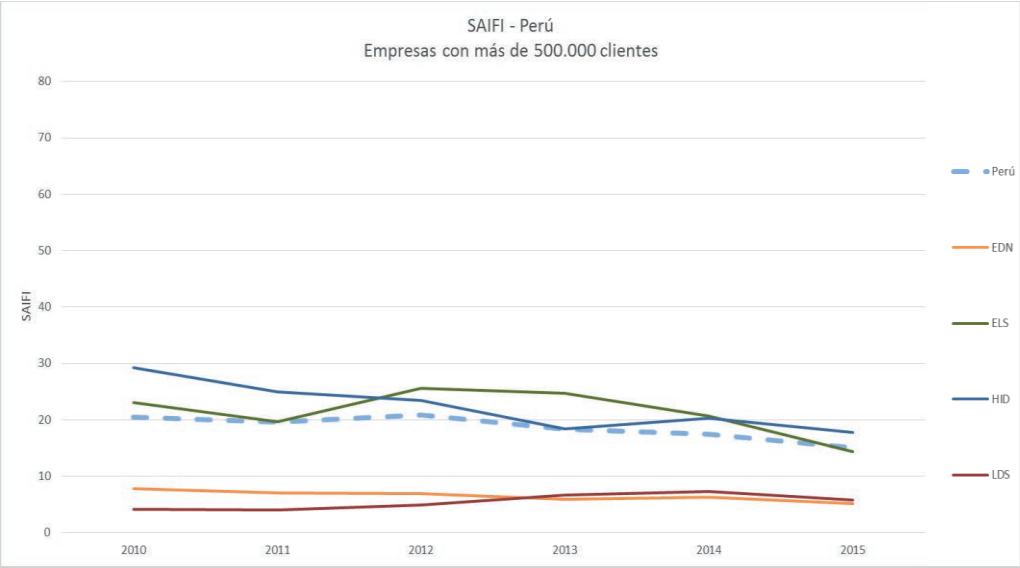
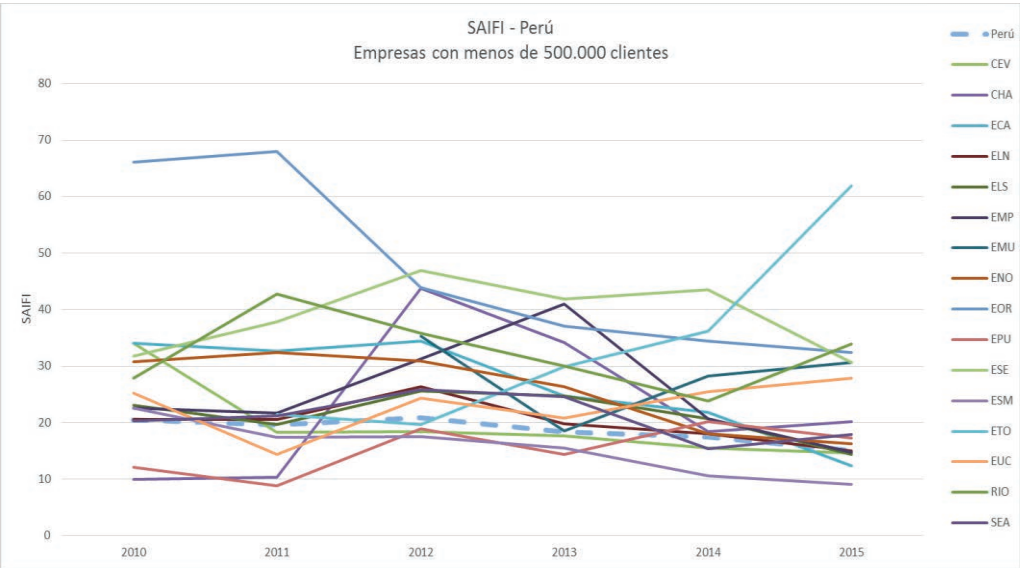


Fig. 61



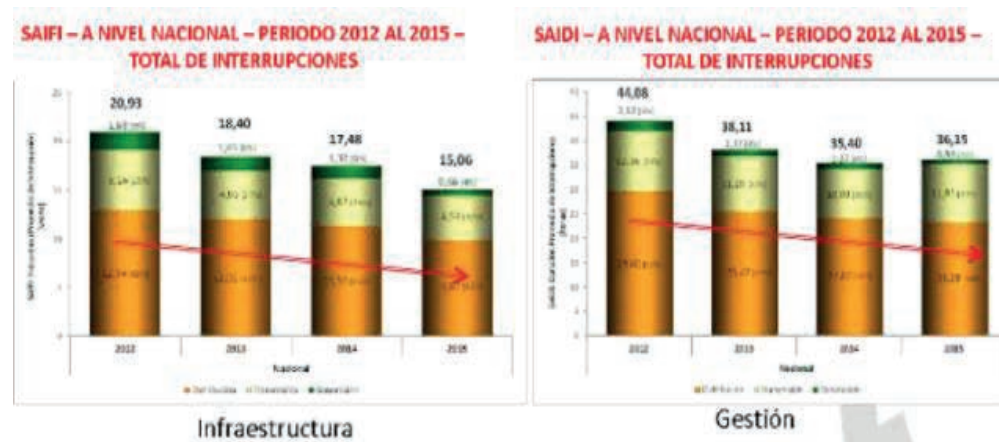
En las gráficas del indicador SAIDI, así como en las del indicador SAIFI se observa :

- **Para las empresas con más de 500.000 clientes, dos grupos bien diferenciados**
- **Valores notoriamente mayores para las empresas con menor cantidad de clientes.**
- **Las empresas menores no muestran una tendencia clara a la mejora**

En base a los datos de los indicadores a nivel nacional aportados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), se verifica que desde el año 2012 hasta el 2015, la frecuencia media de las interrupciones (indicador SAIFI) ha disminuido un 28 % y la duración media (indicador SAIDI) ha disminuido un 18 %. Esto es sinónimo de una mejora en la reducción de incidencias o grupos afectados por las interrupciones, no así en la velocidad de respuesta frente a la interrupción del suministro

Fuente: Gráficos confeccionados por OSINERGMIN

Fig. 62



También se observa que las interrupciones a nivel de distribución (color naranja en el gráfico) son las que tienen mayor incidencia en el cálculo de estos indicadores y es en este nivel donde se han registrado los mayores progresos en cuanto a la mejora de la calidad del servicio brindado.

Las fallas que afectan a los clientes se originan aproximadamente en un 60% en las redes de distribución, un 30 % en la red de transmisión y un 10 % en la generación.

Como en la ciudad de Lima se encuentra el mayor número de clientes, el Regulador hace un seguimiento diferenciado de las dos empresas privadas que distribuyen energía en la capital. El resto del país es abastecido por una mayoría de empresas de propiedad estatal.

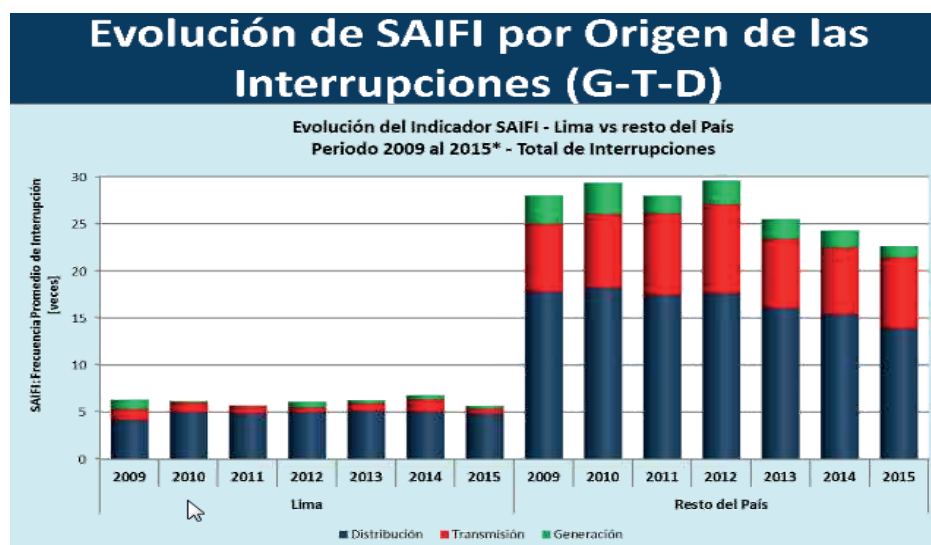
Como se puede observar en los gráficos aportados por OSINERGMIN, los valores de los indicadores SAIDI y SAIFI registrados en los sistemas eléctricos del interior del país son muy superiores a los de la capital. Históricamente estos valores han sido superiores a las tolerancias fijadas para esas zonas. Es en el interior del país donde se observa un mayor apartamiento de los valores registrados con respecto a las tolerancias, las que a su vez son menos exigentes que las definidas para la capital. Esto ha acelerado la decisión del gobierno de sacar el Decreto Legislativo 1221 en 2015 que modifica la Ley de Concesiones Eléctricas, dándole mayor valor a la parte de calidad del servicio eléctrico. Esta nueva normativa se

completa con otros dos decretos, uno para la parte rural y otro regulando como se debe financiar a las empresas con inversiones utilizadas en las redes de distribución.

En el siguiente gráfico se observa con claridad la diferencia existente en los valores del indicador SAIFI para los servicios eléctricos de la capital Lima con respecto a los del resto del país.

Gráfico confeccionado por OSINERGMIN

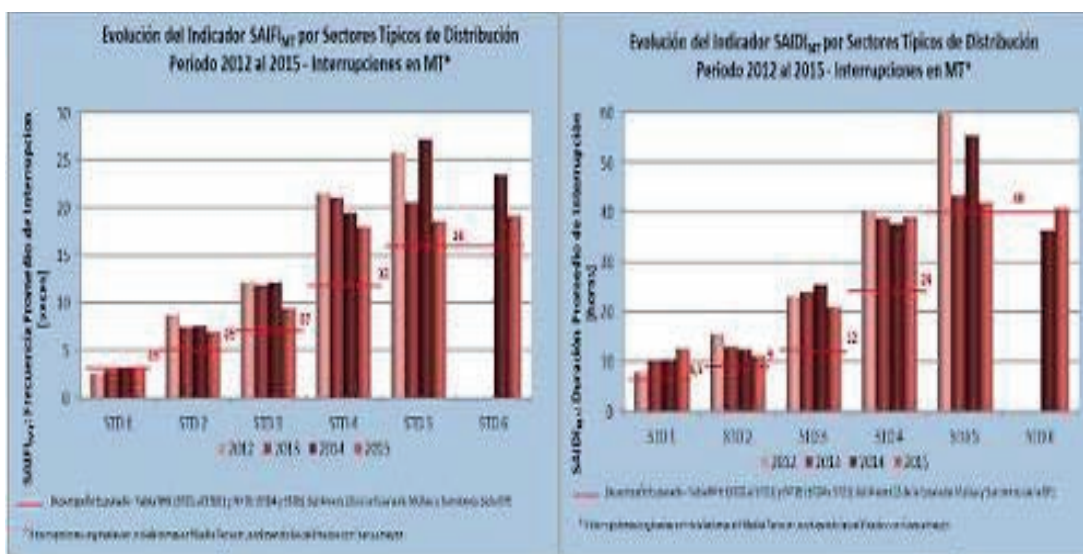
Fig. 63



Observando la apertura de los indicadores por Sectores Típicos de Distribución también se observa que históricamente los valores anuales de ambos indicadores superan las tolerancias, verificándose aproximadamente que en el 20 % de los clientes se exceden los valores de las tolerancias fijadas en la reglamentación.

Gráficos confeccionados por OSINERGMIN

Fig. 64



Otras aperturas de los indicadores de Perú

Realizando una apertura de los indicadores para interrupciones programadas y no programadas se observa una reducción casi constante de ambos indicadores y en particular en los que consideran las interrupciones no programadas.

Fig. 65

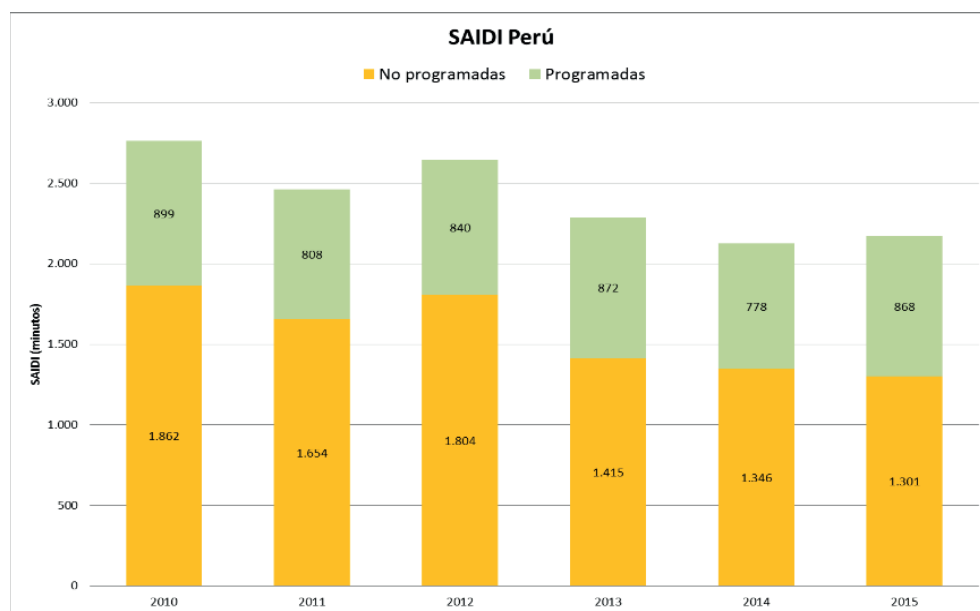
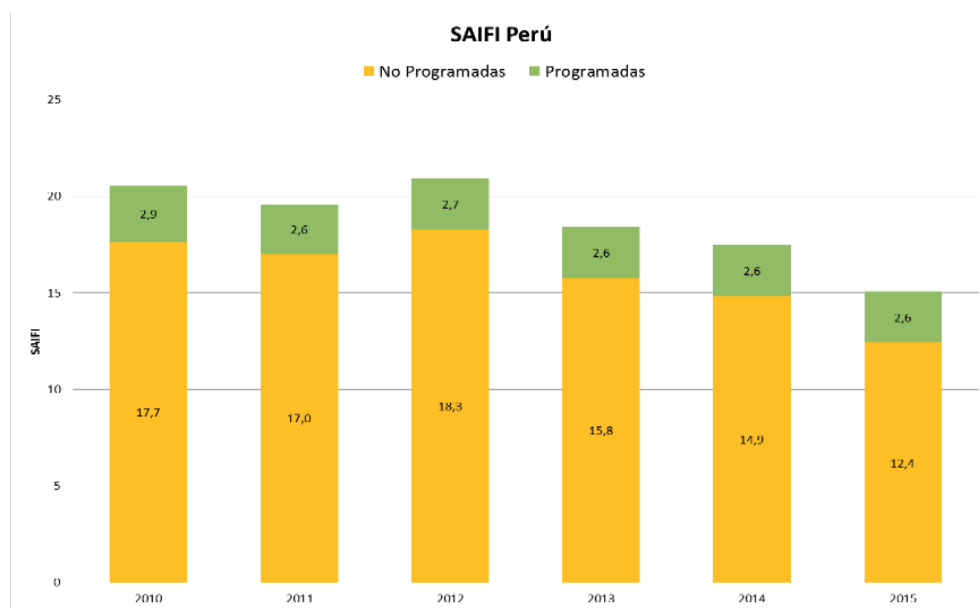


Fig. 66



Haciendo una apertura de los indicadores en áreas urbanas, suburbanas y rurales se observa una tendencia de disminución de los indicadores SAIDI y SAIFI en todas las zonas, siendo en las zonas suburbanas donde esta tendencia se ha mostrado constante año a año en los 6 años analizados.

Fig. 67

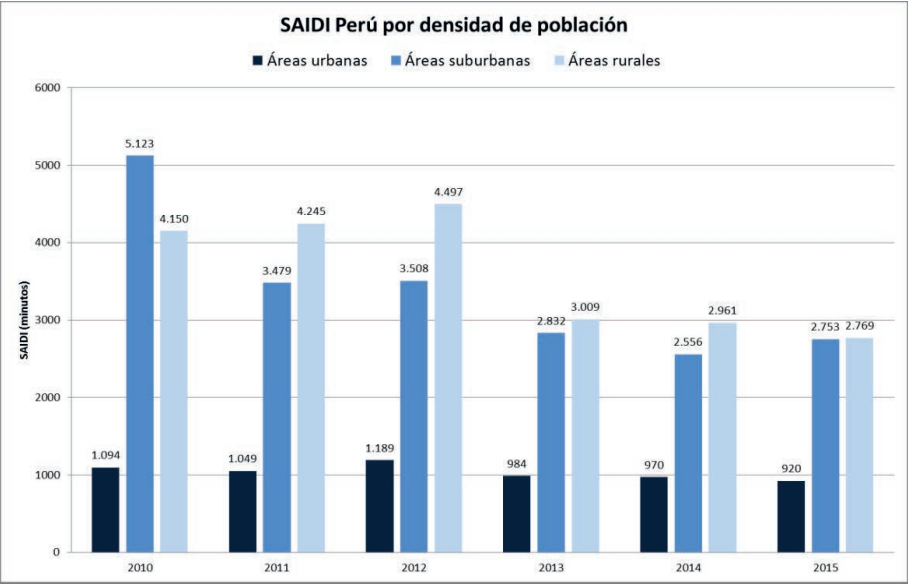
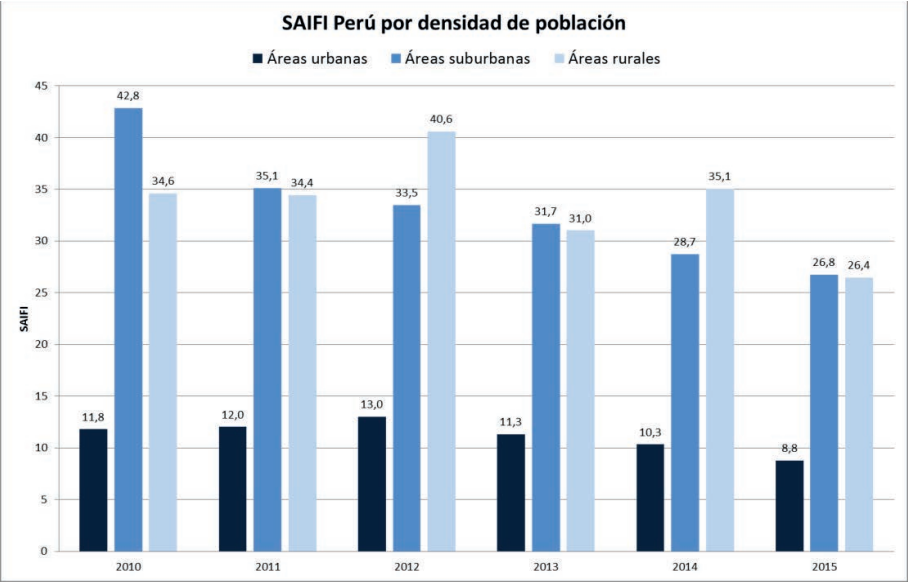


Fig. 68



Graficando las curvas de percentiles para cada año se obtienen los siguientes gráficos:

Fig. 69

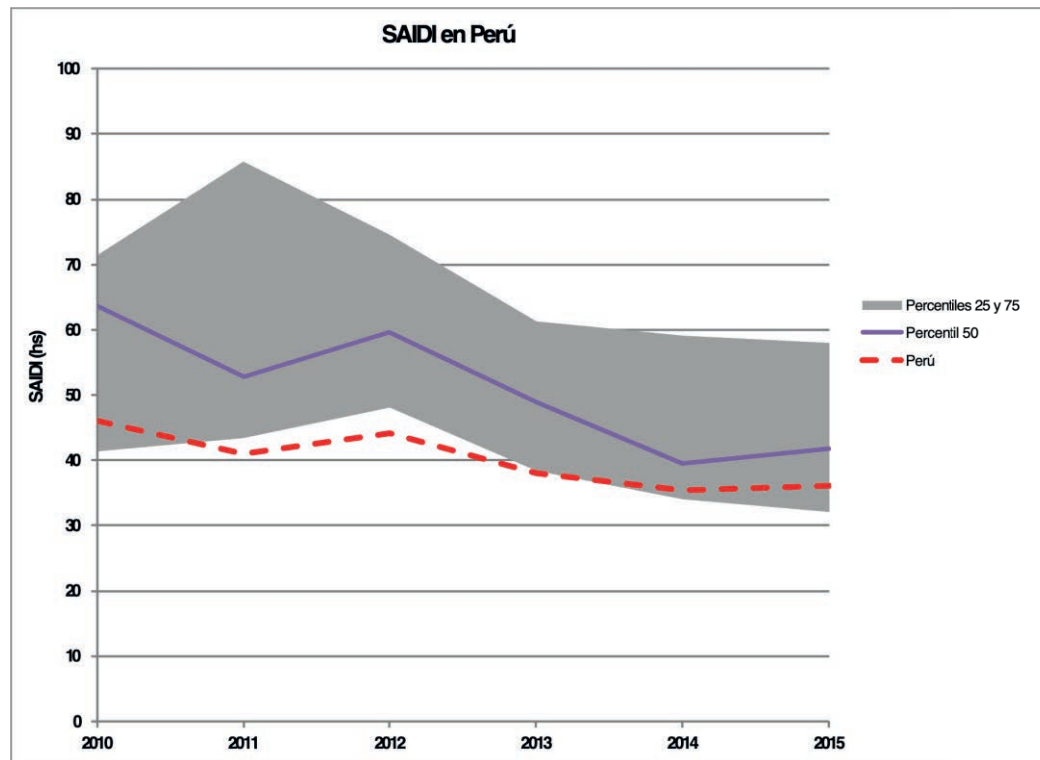
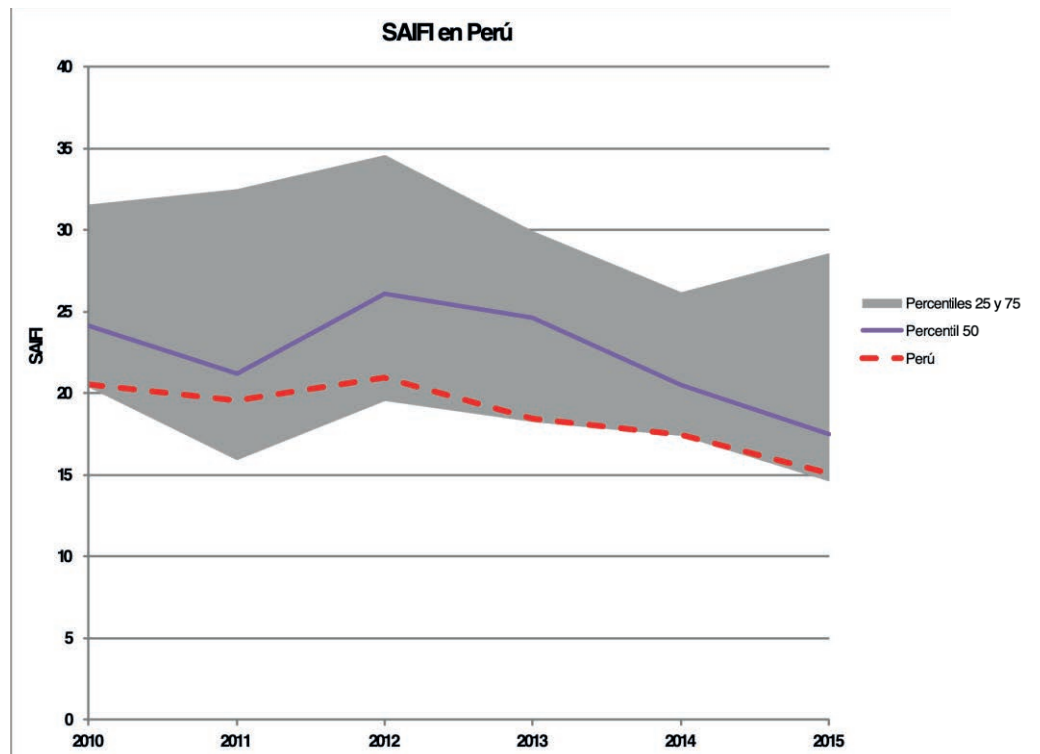


Fig. 70



En el análisis de las curvas de percentiles considerando el conjunto de empresas, también se observa la mejora de ambos indicadores. Se evidencia adicionalmente el alto peso de un reducido número de empresas, las que hacen que el valor país se encuentre en algunos años por debajo de los valores registrados por el 25 % de las empresas que tienen mejor prestación del servicio.

Indicadores Uruguay

La evaluación de la continuidad del suministro eléctrico brindado en Uruguay por una empresa monopólica estatal se realiza en forma semestral a través del cálculo de dos indicadores colectivos y tres indicadores individuales.

Indicadores individuales

A nivel de los suministros individuales se calculan para cada consumidor los indicadores

Tc_i , Fc_i , $Dmax_i$.

$$Fc_i = n$$

$$Tc_i = \sum_{k=1}^n t_k$$

$$Dmax_i = t_M$$

Donde:

n es el número total de interrupciones del consumidor i , en el semestre

t_k duración de la interrupción k

M Interrupción de mayor duración.

Indicadores colectivos

Se calculan dos indicadores por agrupamiento de consumidores, uno relacionado con los tiempos de corte del suministro (Tca) y el otro relacionado con la cantidad de cortes (Fca).

Estos indicadores se calculan por nivel de tensión y por Área de Distribución Tipo (ADT)

$$Fc_a = \frac{\sum_{k=1}^m C_{ak}}{C_a} \quad Tc_a = \frac{\sum_{k=1}^m C_{ak} \times t_k}{C_a}$$

C_{ak} es el número de consumidores del Agrupamiento a , interrumpidos en un evento k

C_a es el número total de consumidores del agrupamiento

m es el número total de interrupciones en el semestre

t_k duración de cada interrupción k

Evolución de los indicadores colectivos

Se agregan gráficas con evolución de los indicadores SAIDI y SAIFI calculados a nivel país y con una apertura para clientes urbanos y rurales

Fig. 71

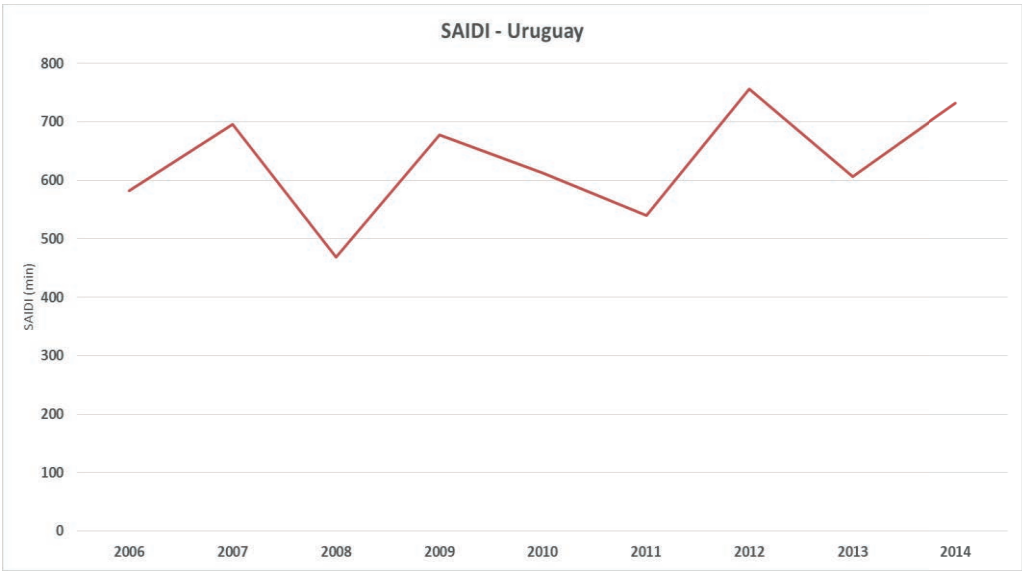


Fig. 72

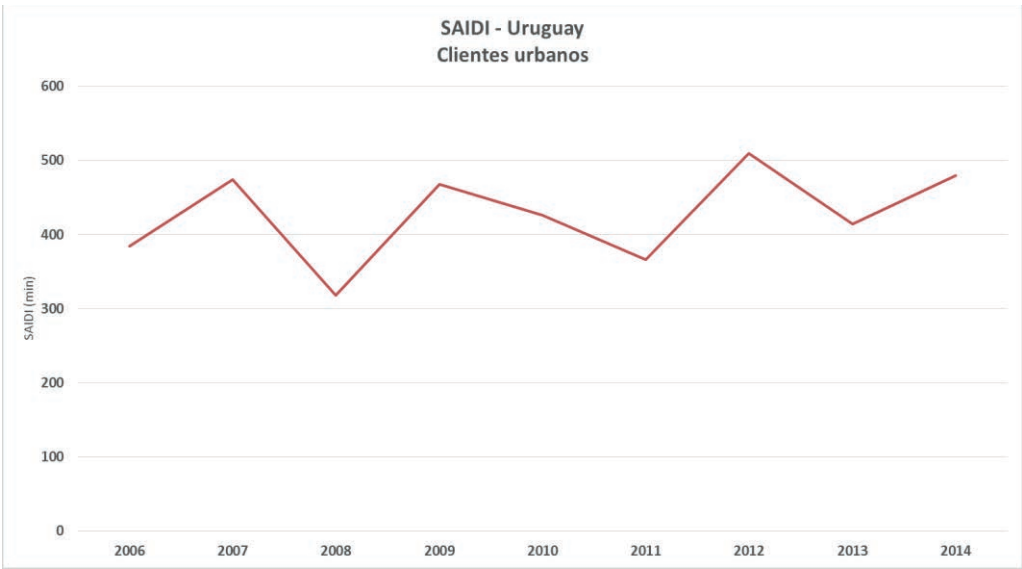


Fig. 73

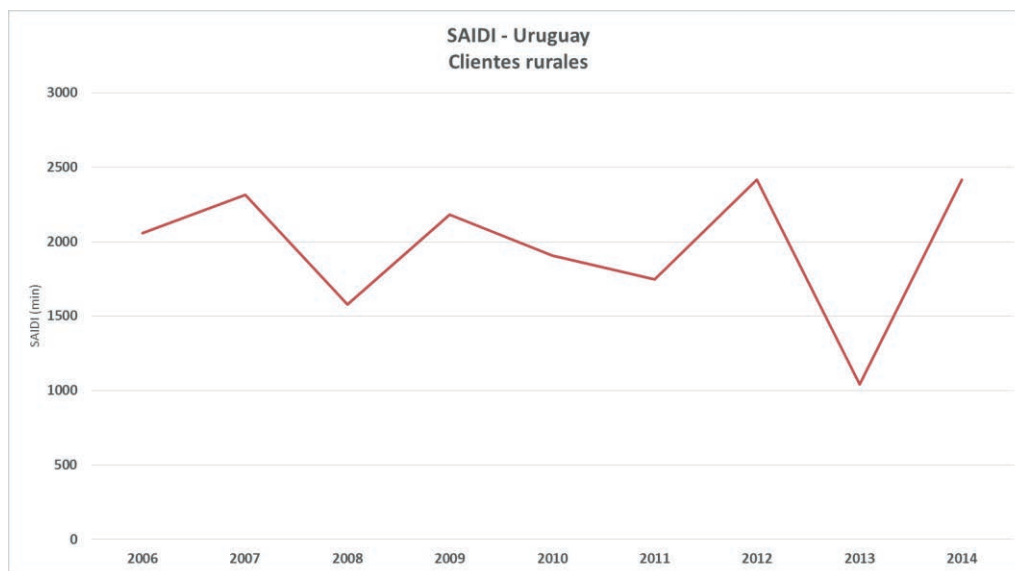


Fig. 74

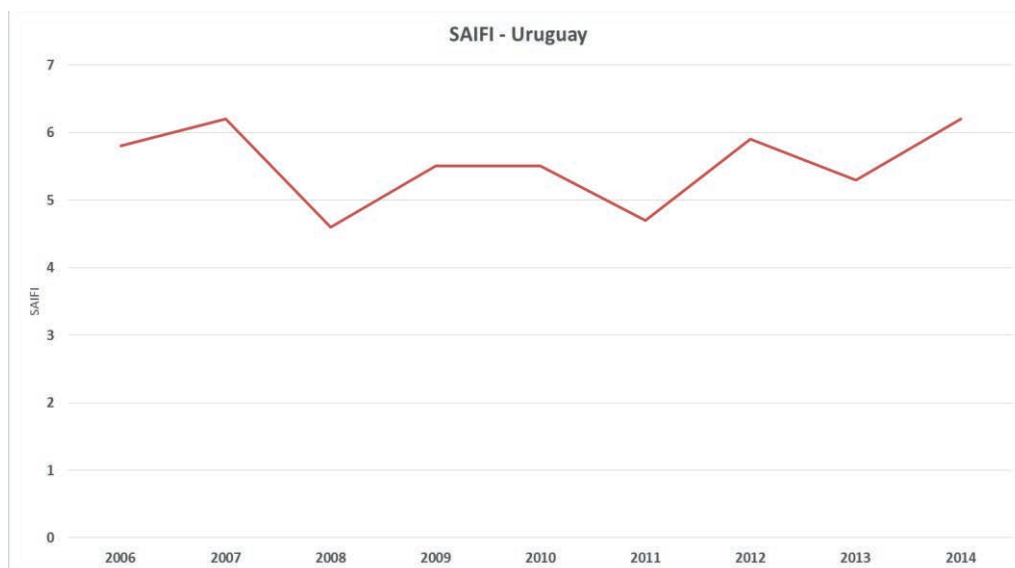


Fig. 75

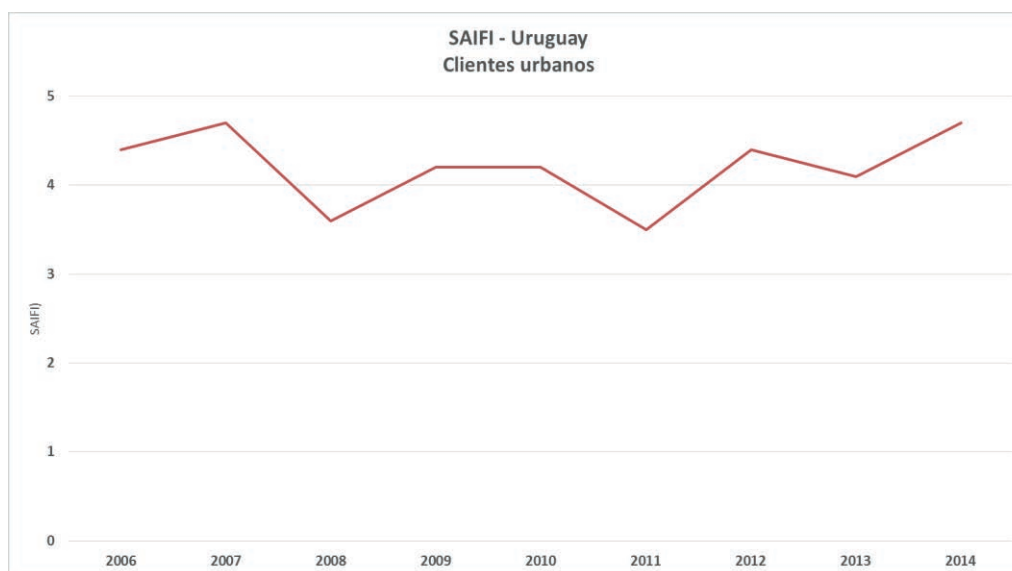
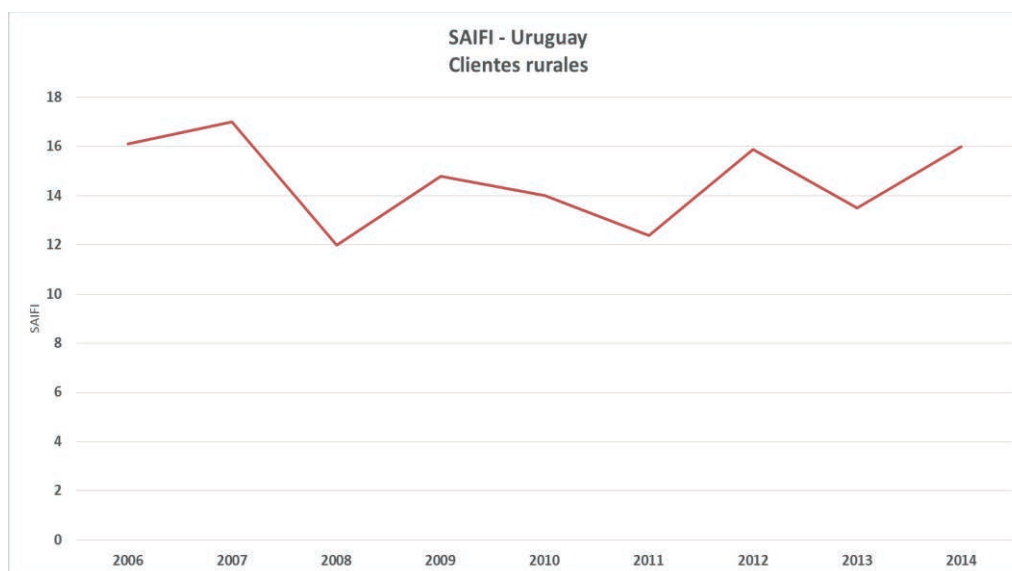


Fig. 76



En los gráficos siguientes se aprecia la variación de los indicadores SAIDI y SAIFI, con valores semestrales y para las distintas zonas (urbanas, rurales y ST subtransmisión). No se incluyeron en el cálculo de los indicadores las interrupciones que configuraron dentro de la causal de Fuerza Mayor.

Fig. 77

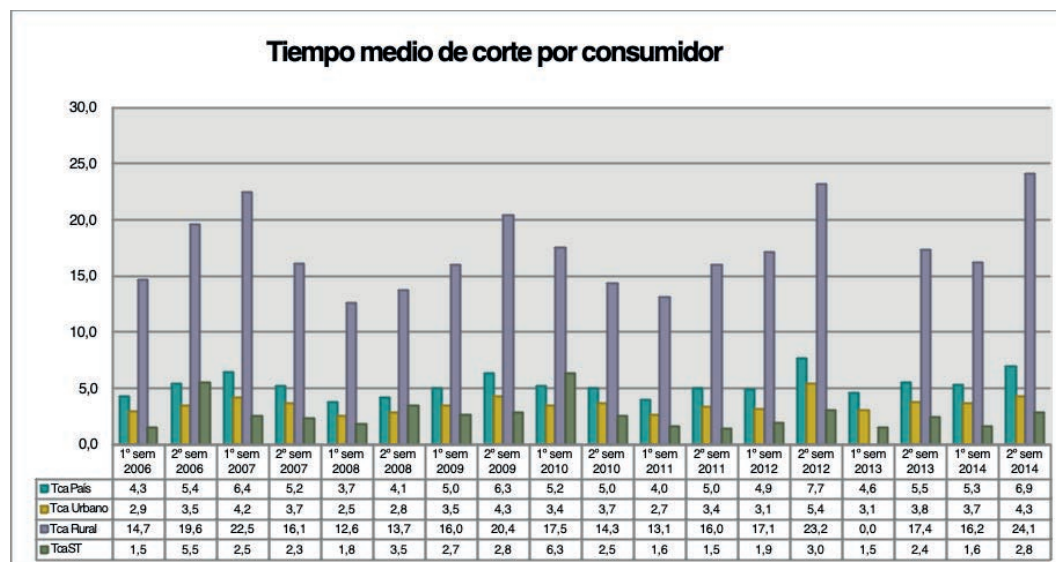
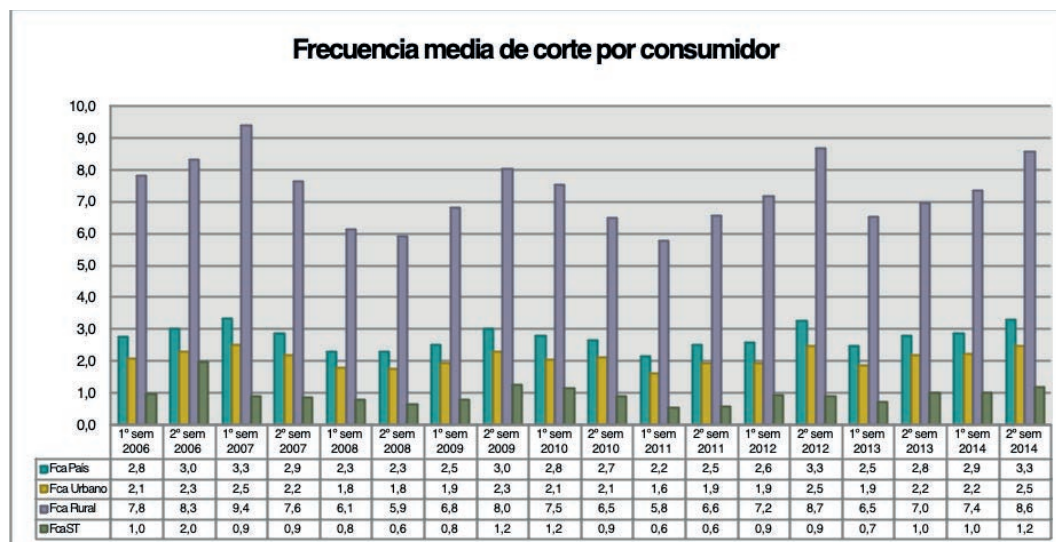


Fig. 78



Del análisis de la totalidad de la información aportada por la URSEA, relacionada con los indicadores de continuidad del servicio eléctrico en el período evaluado (2006-2014), no se puede identificar en forma clara que exista una tendencia de variación en la calidad del servicio en los diferentes tipos de zonas del país, ni en el país en su conjunto.

Resumen de la evolución de los indicadores a nivel país de continuidad del suministro

A los efectos de realizar un análisis de benchmarking completo sobre los indicadores de continuidad del suministro eléctrico, se deberían contrastar tanto los valores absolutos de los mismos, así como su evolución en el tiempo.

Respecto a los valores absolutos de estos indicadores, se observa que los mismos se encuentran fuertemente condicionados por la relación entre tarifas y calidad, por las señales regulatorias, por los procesos y calidad de los registros, por las condiciones de borde (densidad de población, clima, geografía, densidad de clientes y demanda), por el histórico de gestión y por la planificación de las inversiones. En ese sentido resulta muy difícil realizar apreciaciones de valor al no disponer para el presente trabajo de información detallada de la incidencia de estos factores. Entendemos que sin embargo las diferencias registradas entre los valores de los indicadores de los distintos países ayudan a la autorreflexión de los participantes, en la búsqueda de relaciones causa efecto. Para ello resulta provechoso desarrollar una comunidad de trabajo donde se intercambien experiencias y se profundice en las comparaciones.

En cuanto a la evaluación de la evolución de los valores de los indicadores, el análisis resulta ser más sencillo y nos da una idea de que los procesos de mejora de la calidad se encuentran controlados o no. Es sobre este aspecto que realizaremos los comentarios subsiguientes. Se realiza a continuación en forma resumida un análisis de la evolución de los indicadores utilizados para evaluar la continuidad del suministro en cada uno de los países.



Argentina

Argentina es uno de los países que hace más tiempo que realiza evaluaciones de indicadores de calidad del suministro eléctrico, habiendo informado para el presente trabajo la secuencia de valores de los indicadores SAIDI y SAIFI desde el año 1997 a 2015. Previamente realizaba un seguimiento FMIK y TTIK en el cual consideraba promedios por kVA instalado.

Los valores de los indicadores de tiempo (SAIDI) así como los de frecuencia (SAIFI) de las interrupciones para las dos empresas que Regula el ENRE (solo Buenos Aires), muestran una tendencia creciente para el período 2006-2015 para ambas empresas. Los valores de SAIDI a principios de este período se sitúan en el orden de las 10 horas al año y en el año 2015 registran valores en el entorno de las 30 horas. Los valores del indicador SAIFI también verifican una tendencia creciente, pasando de valores del entorno de las 5 interrupciones, a tener en el año 2015 7,7 o 9,9 interrupciones según la empresa que se considere.

Esta evolución de la calidad del suministro en los últimos 10 años contrasta con lo observado en el período 1996-2006 en el cual estas empresas lograron tener los indicadores en valores aproximadamente constantes y sensiblemente inferiores a los registrados en la última década, inclusive con una tendencia de mejora. En este período se calcularon valores de SAIDI en el entorno de las 10 horas al año y valores de SAIFI en el entorno de las 5 interrupciones al año.

En la actualidad y con motivo de la regularización de aspectos tarifarios se han fijado metas que procuran recuperar los niveles de calidad en el mediano plazo.



Brasil

En Brasil los valores anuales del indicador SAIFI registran una mejora casi constante año a año en los últimos 10 años. Para el indicador SAIDI no se verifica esta tendencia, constatándose adicionalmente que a partir del año 2009 los valores calculados de este indicador resultan superiores a lo que ANEEL ha indicado como límite integrado para el país. Sin embargo, del análisis de las curvas de percentiles del indicador SAIDI para Brasil, realizado en el punto 6.5.2, se observa que para las empresas que tienen menos de 500.000 clientes, se visualiza una leve tendencia de mejora de este indicador en los últimos años, no sucediendo lo mismo para las empresas con más de 500.000 clientes. De acuerdo ANEEL en el año 2016 se han registrado los mejores valores desde el 2008.

Esto lleva a profundizar en el análisis del cociente entre los indicadores SAIDI y SAIFI (CAIDI), que mide la velocidad de respuesta frente a las interrupciones, el cual se presenta de valor creciente. Cabe indicar que este fenómeno también se observa en otros países. Esto puede estar vinculado a procesos de universalización de servicios en zonas menos densas (redes extensas radiales, diseños de redes más propensas a las fallas, mayores tiempos de traslado para localizar y reparar, etc.), poca automatización de redes, plantillas de personal más ajustadas en operación y mantenimiento correctivo.



Chile

De la información recibida de la SEC sobre el cálculo del indicador SAIDI a nivel país para el período 2012-2015, no se puede inducir una tendencia en la evolución de este indicador el cual ha variado entre un valor mínimo de 13.5 (año 2016) a 18.4 (año 2015) horas al año.

La SEC destaca que en el año 2016 se registró una reducción de un 14,3 % en la Energía No Suministrada a Clientes Regulados (ENS Reg.), debido a una disminución de las interrupciones con origen en instalaciones pertenecientes a Generación y Transporte, con lo que se obtiene una reducción de las incidencias externas en el cálculo del indicador SAIDI. Se observa adicionalmente que una reducción de las fallas en las líneas de transporte incide fuertemente en la disminución de la ENS Reg.

A pesar de que en el último año se han alcanzado los valores del 2013, la SEC entiende que la calidad a nivel de cabecera de alimentadores no es satisfactoria, por lo que se está desarrollando una Norma Técnica que establecerá las condiciones para la medición de calidad de energía, tanto a nivel de cabeceras de alimentadores, como las campañas de medición a nivel de transformadores de distribución y clientes finales.



Colombia

Colombia registra en los últimos cinco años valores de los indicadores de continuidad del suministro comparativamente altos en relación con los informados por el resto de los países. En un análisis de la evaluación de los indicadores realizado por la CREG³⁰, en cuanto a la duración promedio de las interrupciones, se concluye que el indicador calculado fue disminuyendo entre los años 2003 a 2010, y que a partir del 2011 esta tendencia se revierte. Este aumento del indicador se presume que podría estar vinculado a la mejora en los procesos de medición, registro y reporte, derivados de la aplicación de una nueva reglamentación³¹. Un razonamiento similar es aplicado en la evaluación de la tendencia del indicador SAIFI principalmente a partir del año 2011.

30. DOCUMENTO CREG 099 del 23 de diciembre de 2014 METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL PERIODO TARIFARIO 2015 -2019

31. Resolución CREG 097 de 2008



Costa Rica

De la información enviada por ARESEP correspondiente a los años 2013 a 2015 no se puede evidenciar una tendencia de evolución en los indicadores analizados, observándose valores país de los indicadores aproximadamente constantes de 6 horas para el SAIDI y de 8 interrupciones al año para el SAIFI.

Debemos agregar que en este caso resulta importante hacer valoraciones sobre los valores absolutos que registran los indicadores. En general los indicadores de las empresas de Costa Rica muestran valores bajos para la región. En los rangos de valores informados, las acciones para la mejora de estos pasan en general, de aspectos de organización de los procesos de gestión de explotación, a acciones de nuevas técnicas de mantenimiento e inversión en nuevas tecnologías, ya sea en los sistemas de potencia, como en los referidos a la automatización y control, así como en inversiones en equipos de despliegue rápido, universalización de trabajos con tensión, etc.



Ecuador

ARCONEL ha informado los valores anuales país de los indicadores de duración y frecuencia media de las interrupciones con un enfoque en las instalaciones y no en los clientes (FMIK y TTIK).

De los datos aportados se evidencia una tendencia a la baja del valor de ambos indicadores, la que se asume que está relacionada con fuertes programas de mejora que se desarrollaron en Ecuador en los últimos años, tendientes a mejorar la Calidad del Servicio y disminuir las pérdidas de energía.



México

La información obtenida no es suficiente para poder realizar comentarios con la debida propiedad.

La información obtenida de México fue extraída de la página de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), en la cual se indican valores anuales llamativamente bajos para el indicador de “Tiempo de interrupción por usuario”, el cual a partir del año 2010 no supera una hora. Recientemente se le han atribuido a la CRE las facultades de organismo regulador del sector y ha publicado nuevos parámetros para realizar la evaluación de los indicadores SAIDI y SAIFI.



Panamá

De la información aportada por ASEP sobre los valores de los indicadores de SAIDI y SAIFI para las tres empresas que distribuyen la electricidad en Panamá, se verifica una tendencia de aumento de estos en el período 2006 a 2014, tanto para las zonas urbanas como para las rurales.



Perú

En la evaluación realizada por OSINERGMIN con respecto a la evolución a nivel país de los indicadores SAIDI y SAIFI, se indica que desde el año 2012 hasta el 2015, la frecuencia media de las interrupciones ha disminuido un 28 % y la duración de las interrupciones ha disminuido un 18 %, mostrando ambos indicadores una tendencia de mejora.

Se verifica que los valores de estos indicadores para la capital del país son sensiblemente menores a los registrados en el interior del país, principalmente en las zonas rurales, donde históricamente se superan los límites de tolerancia fijados por la normativa regulatoria.



Uruguay

La información aportada por la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) relacionada con los indicadores de continuidad del suministro, no muestra una tendencia de mejora o deterioro de estos, tanto para los clientes urbanos, como para los clientes rurales, observándose valores comparativamente bajos en comparación a los informados por el resto de los países.

Benchmarking sobre valores de indicadores a nivel país de continuidad del suministro

Con la información recolectada para este trabajo, se grafican en este capítulo en forma conjunta, los valores de los indicadores de continuidad del suministro a nivel país, los que a los efectos de simplificar el análisis se han nombrado de la misma forma para todos los países. Se utiliza la designación SAIDI para referirnos al indicador relacionado con la duración media anual por consumidor de las interrupciones y la designación SAIFI para referirnos al indicador relacionado con la cantidad media anual de interrupciones por consumidor.³²

Buscando hacer comparaciones con la calidad del servicio eléctrico que se brinda en otros países fuera de la región, se agregan cuadros resumidos sobre los informes internacionales de Benchmarking³³ que comparan los valores de los indicadores de continuidad del suministro SAIDI y SAIFI de países de zonas con mayor desarrollo económico, los que son analizados con mayor detalle y profundidad en los Anexos 1 y 2.

En forma similar a lo que se ha observado que se realiza en trabajos del mismo tipo sobre la evaluación de la calidad del servicio eléctrico a nivel internacional en otras regiones, se ha optado por integrar en un solo gráfico todos los valores de país de estos indicadores, a pesar de que se reconoce que las bases del cálculo en las distintas regulaciones tienen diferencias que pueden resultar sustantivas al momento de hacer comparaciones.

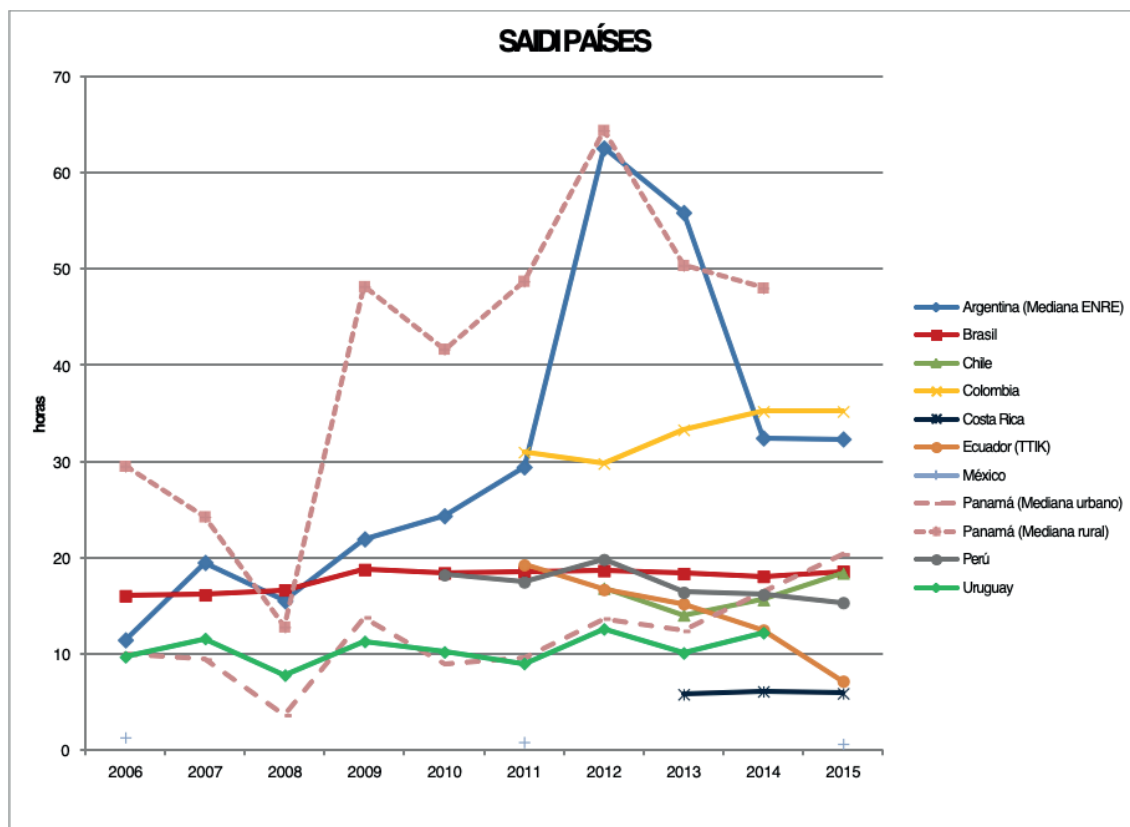
32. Para Ecuador se utilizan los datos disponibles de los indicadores a nivel sistema TTIK y FMIK

33. - Tracking the Reliability of the U.S. Electric Power System: An Assessment of Publicly Available Information Reported to State Public Utility Commissions 2008

- Assessing Changes in the Reliability of the U.S. Electric Power System 2015

- Benchmarking reports on the quality of electricity supply - CEER

Fig. 79



Del análisis de las curvas del indicador relacionado con la duración media anual de las interrupciones, se observa que a excepción de Ecuador y en menor medida Perú, el resto de los países no muestran una tendencia clara de mejora de los valores de este indicador, evidenciándose en varios de ellos una tendencia de deterioro de la calidad del suministro. Se verifica que la mayoría de los países registran valores por encima de las 10 horas al año en todo el período analizado.

Agregando conclusiones de análisis de Benchmarking sobre países extrazona, se observa que tanto en Estados Unidos como en los países de Europa que participan en los reportes de la CEER, los valores anuales reportados por país del indicador SAIDI son netamente inferiores a los que se tienen en los países Sudamericanos. Tanto en Estados Unidos como en los países europeos, la unidad de medida anual de este indicador son los minutos, mostrando ya un aspecto para la reflexión.

Como dato de comparación puntual se observa que 112 empresas de Estados Unidos han tenido valores promedio de SAIDI que no superaron los 70 minutos (1 hora 10 minutos) en el período 2005 a 2015. Con respecto a los países europeos, se subraya que la gran mayoría de estos (89 %) registraron en cada uno de los últimos cinco años, valores de este indicador inferiores a 600 minutos (10 horas), habiendo incluso considerado para el cálculo los aportes de las interrupciones programadas y las encuadradas dentro de Eventos Extraordinarios.

Se agrega cuadro con un mayor detalle de los valores del indicador SAIDI en países extrazona

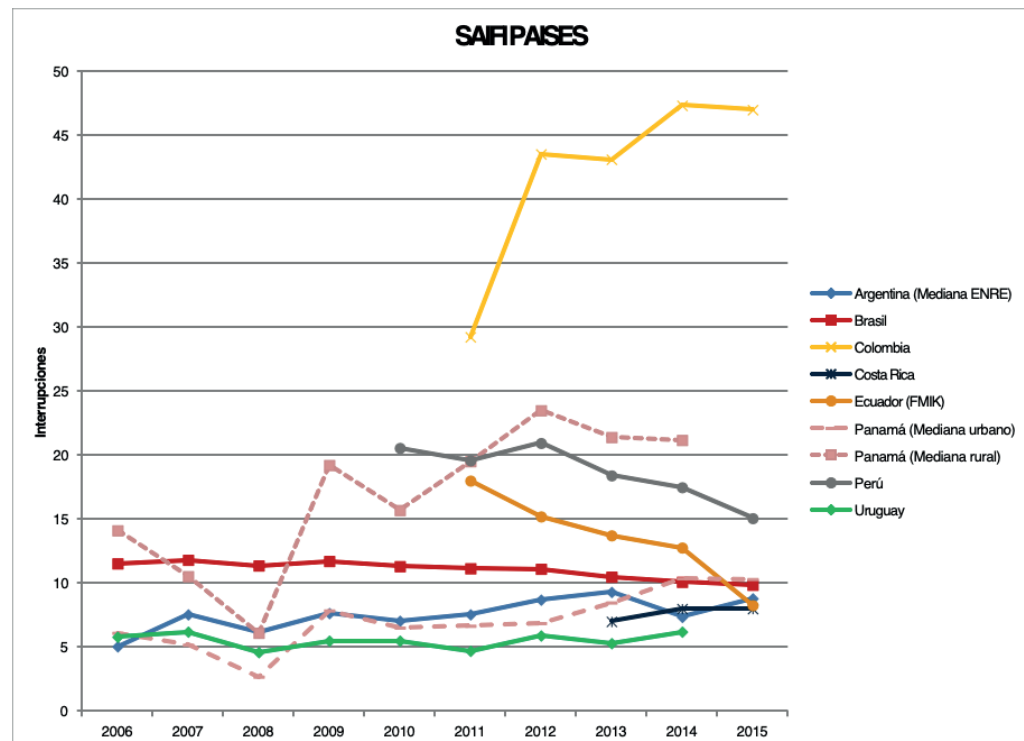
Fig. 80

Año del estudio	Región	Cantidad de empresas del estudio	Detalle	Valores SAIDI
2015	Estados Unidos	112 ^{*1}	75% empresas	valores menores a 63,4 minutos
			Valor promedio	62.53 minutos
			Desde 2005 a 2015	valores promedio no superaron los 70 minutos
2015	Estados Unidos	132 ^{*2}	75% empresas	registró valores anuales inferiores a 200 minutos en 13 años
2008			Valor promedio	344 minutos incluyendo Eventos Extraordinarios
			50 % de las empresas	213 minutos incluyendo Eventos Extraordinarios
Año del estudio	Región	Cantidad de países	Detalle	Valores SAIDI
2016	Europa	27 ^{*4}	al menos 89% países	registraron en cada uno de los últimos 5 años valores inferiores a 600 minutos
		29 ^{*5}	al menos 83% países	registraron en cada uno de los últimos 5 años valores inferiores a 400 minutos
		25 ^{*6}	al menos 88% países	registraron en cada uno de los últimos 5 años valores inferiores a 200 minutos

^{*1} se consideran datos de empresas que incluyen y otras que no incluyen los Eventos Extraordinarios en los cálculos
^{*2} sin incluir Eventos Extraordinarios
^{*3} incluyendo Eventos Extraordinarios
^{*4} incluyendo interrupciones programadas y Eventos Extraordinarios
^{*5} incluyendo Eventos Extraordinarios
^{*6} solo interrupciones no programadas

Benchmarking - Cantidad media anual de las interrupciones (SAIFI)

Fig. 81



En lo que refiere al análisis de las curvas relacionadas con la cantidad media anual de interrupciones, se observa que tres países (Brasil, Ecuador y Perú) muestran una tendencia de mejora en este aspecto de la calidad del servicio, mientras que el resto de los países no evidencian una mejora de este indicador, mostrando incluso varios de ellos una tendencia de deterioro de este aspecto de la calidad. Se verifica que desde el año 2012 todos los países presentan valores anuales superiores a las 5 interrupciones al año.

Agregando también para este indicador conclusiones de análisis de Benchmarking sobre países extrazona, se observa igualmente que tanto en Estados Unidos como en los países de Europa que participan en los reportes de la CEER, los valores anuales reportados por país del indicador SAIFI son muy inferiores a los que se tienen en los países Sudamericanos. Como dato de comparación puntual se subraya que el valor promedio de este indicador para el año 2015 de 112 empresas de Estados Unidos, es inferior a una interrupción al año (0.91 cortes al año). En comparación con los países europeos se verifica que la gran mayoría de los países (85 %) registraron en los últimos cinco años valores de este indicador inferiores a las 5 interrupciones al año.

Se agrega cuadro con un mayor detalle de los valores del indicador SAIFI en países extrazona

Fig. 82

Año del estudio		Cantidad de empresas del estudio	Detalle		Valores SAIFI	
2015	Estados Unidos	112 ^{*1}	75% empresas	valores menores a 1,2 cortes al año		
			Valor promedio	0,91 cortes al año		
			Desde 2005 a 2015 ^{*3}	valores promedio no superaron las 1,6 interrupciones al año		
2015		132 ^{*2}	75% empresas	registró valores anuales inferiores a 2 interrupciones al año en 13 años		
Año del estudio	Región	Cantidad de países	Detalle		Valores SAIFI	
2016	Europa	27 ^{*4}	al menos 85% países	registraron en cada uno de los últimos 5 años valores inferiores a 5 interrupciones por año		
		29 ^{*5}	al menos 86% países	registraron en cada uno de los últimos 5 años valores inferiores a 4 interrupciones por año		
		26 ^{*6}	al menos 81% países	registraron en cada uno de los últimos 5 años valores inferiores a 3 interrupciones por año		

^{*1} se consideran datos de empresas que incluyen y otras que no incluyen los Eventos Extraordinarios en los cálculos

^{*2} sin incluir Eventos Extraordinarios

^{*3} excluyendo año 2007

^{*4} incluyendo interrupciones programadas y Eventos Extraordinarios

^{*5} incluyendo Eventos Extraordinarios

^{*6} solo interrupciones no programadas

Tolerancias o límites de los indicadores de calidad del servicio

Establecimiento de los límites

Como se ha dicho, la continuidad del suministro se caracteriza por el número y la duración de las interrupciones del servicio eléctrico. Se acepta ampliamente que no es técnica ni económicamente factible que un sistema de suministro de energía eléctrica garantice que la electricidad esté disponible continuamente bajo demanda. En cambio, la función básica de un sistema de potencia es suministrar energía que satisfaga la carga de este y el requerimiento de energía en forma económica a niveles aceptables de continuidad y calidad.

La calidad por exigirse debe estar relacionada con la tarifa que se aplica. Para establecer adecuadamente esta relación es necesario vincular los costos operativos e inversiones de las empresas con el nivel de calidad brindado.

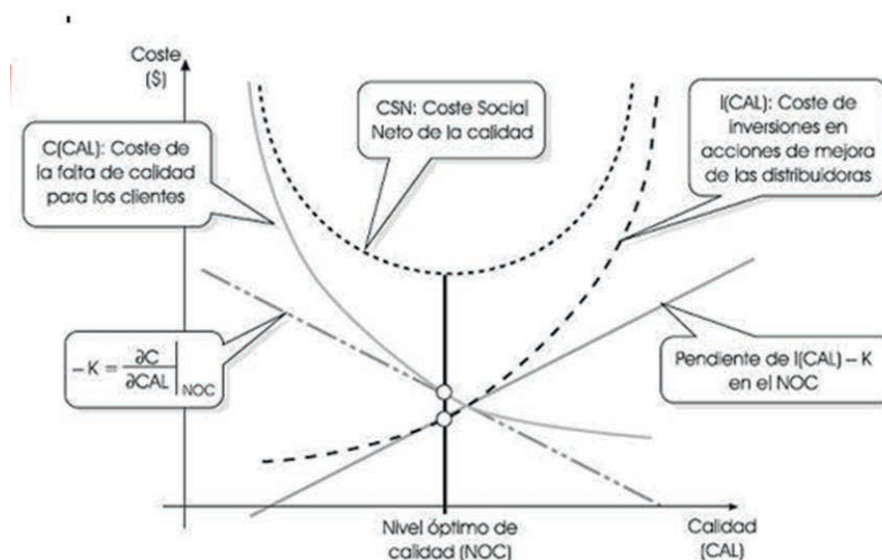
La asimetría de información que normalmente existe entre el regulador y el regulado, hace que resulte extremadamente difícil relacionar estos dos aspectos. Este es uno de los problemas típicos que enfrentan normalmente los reguladores y debido a esta dificultad las entidades reguladoras recurren a diferentes alternativas para fijar los límites o tolerancias de los indicadores asociados a la calidad del suministro eléctrico.

En la fijación de estas tolerancias se considera generalmente la topología de la región en la cual se presta el servicio, la densidad de población, las tecnologías existentes y la evolución histórica de los valores de los indicadores, a los efectos de fijar valores que sean alcanzables por las empresas y que induzcan a las mismas a realizar las inversiones y mejoras de la gestión que resulten necesarias.

La fijación de los límites o tolerancias de los indicadores se realiza normalmente durante los procesos de revisiones tarifarias. La regulación debe determinar valores alcanzables durante el periodo de revisión y suministrar señales para la adopción de procesos de mejora realistas.

Para obtener un “Nivel Óptimo de Calidad” se debe tener en cuenta el costo incremental de las inversiones necesarias para la mejora de las redes, y por otro lado el costo que acusan los usuarios por falta de calidad del servicio eléctrico. La conjunción de la gráfica de estas dos funciones determina la gráfica el “Costo Social Neto de la Calidad”, siendo su valor mínimo el “Nivel Óptimo de Calidad”.

Fig. 83



Para una correcta evaluación de la calidad del servicio que brindan las empresas, resulta relevante analizar la tendencia que muestran los indicadores a través del tiempo, en relación con las tolerancias fijadas, más allá de los valores puntuales de un año específico.

Apuntes sobre las tolerancias de los indicadores en los países de América Latina

Tolerancias Argentina

En la Etapa 2 de control de las empresas reguladas por el ENRE, las tolerancias de los indicadores por encima de las cuales corresponde abonar bonificación o compensaciones son:

Fig. 84

	Frec [Int/sem]	Tiempo [horas/int]
USUARIOS en AT	3	2
USUARIOS en MT	4	3
USUARIOS en BT (grandes demandas)	6	6
USUARIOS en BT (pequeños y medianas demandas)	6	10

Debe tenerse presente que las empresas que hemos considerado en Argentina son de característica urbana, distribuyendo solamente en la Capital Federal.

Tolerancias Brasil

En Brasil están definidas para cada municipio, las tolerancias o límites de los indicadores, y las mismas están publicadas en <http://www.aneel.gov.br/limites-dos-indicadores-de-continuidade-por-municipio>

Los valores se muestran por las subdivisiones de los distribuidores, llamados Conjuntos Eléctricos, que pueden variar en su alcance. Conjuntos grandes pueden cubrir más de un municipio, mientras que algunos municipios pueden tener más de un Conjunto. En las facturas de los clientes se identifica el Conjunto al que pertenece su unidad de consumo.

Los límites de los indicadores de DIC y FIC se establecen por períodos mensuales, trimestrales y anuales. El límite del indicador de DMIC se establece en períodos mensuales.

Ejemplo Río de Janeiro- Niteroi-Zona Sur- (Límite indicadores 2015)

Urbano. Fig. 85

Ampla Energia e Serviços S/A			DIC (em horas)			FIC (número de interrupções)			DMIC (em horas)	DICRI (em horas)
Conjunto	DEC	FEC	ANUAL	TRIM.	MENSAL	ANUAL	TRIM.	MENSAL	MENSAL	INTERRUPÇÃO
Zona Sul	9	11	19,82	9,91	4,95	13,70	6,85	3,42	2,77	12,22

Não urbano.

Fig. 86

Ampla Energia e Serviços S/A			DIC (em horas)			FIC (número de interrupções)			DMIC (em horas)	DICRI (em horas)
Conjunto	DEC	FEC	ANUAL	TRIM.	MENSAL	ANUAL	TRIM.	MENSAL	MENSAL	INTERRUPÇÃO
Zona Sul	9	11	40,61	20,30	10,15	30,98	15,49	7,74	5,38	16,60

Se observa que los límites de los indicadores no tienen un comportamiento lineal para los diferentes períodos de control. Esto se vincula a aspectos estadísticos, a la existencia de estacionalidades, así como a las posibilidades de actuación real por parte de las empresas. A pesar de que la fijación de los límites tiende a contemplar en parte estas situaciones, muchas veces estos ajustes no son suficientes para evaluar con justeza la gestión de las empresas.

Tolerancias Colombia

En la propuesta de ajuste reglamentario publicada recientemente por la Resolución CREG024-2016, el límite anual con respecto a la calidad promedio del sistema de cada Operador de Red (OR) será calculada por la CREG como resultado de aplicar una reducción del 8% anual con respecto al promedio de los valores de SAIDI y SAIFI de cada OR, calculados a partir de la información de duración y frecuencia de las interrupciones del servicio ocurridas durante los años 2011 a 2015, reportada por el OR.

La meta para el indicador SAIDI de cada OR se obtiene con base en las siguientes expresiones:

$$SAIDI_{M_{j,t}} = (1 - 0.08)^t * \frac{\sum_{r=2011}^{2015} SAIDI_{ref_r}}{5}$$

$$SAIDI_{ref_r} = \left(\frac{\sum_{m=1}^{12} \sum_{f=1}^n (D_{f,j,m,r} * U_{f,j,m,r})}{UT_{j,r}} / 60 \right)$$

Donde:

SAIDI_{M_{j,t}}:	Meta del indicador SAIDI, en horas al año, a ser alcanzada por el OR j al finalizar el año t.
t:	Año 1, 2, ..., n de aplicación del esquema de incentivos de calidad promedio definido en esta resolución.
SAIDI_{ref_r}:	SAIDI, en horas al año, calculado a partir de la información de calidad reportada por el OR sobre el año r.
r:	Año que va desde el 2011 hasta el 2015.
D_{f,j,m,r}:	Duración de las interrupciones para el transformador f, del operador de red j, sucedida en el mes m del año r, reportada en los formatos de calidad del SUI.

$U_{f,j,m,r}$: Número de usuarios conectados al transformador f, del operador de red j, en el mes m del año r, reportado en los formatos de calidad del SUI.

$UT_{j,r}$: Promedio mensual de usuarios conectados a la red del OR j durante el año r. según la información reportada en los formatos de calidad del SUI.

La meta para el indicador SAIFI de cada OR se obtiene con base en las siguientes expresiones:

$$SAIFI_{M_{j,t}} = (1 - 0.08)^t * \frac{\sum_{r=2011}^{2015} SAIFI_{ref_r}}{5}$$

$$SAIFI_{ref_r} = \frac{\sum_{m=1}^{12} \sum_{f=1}^n (F_{f,j,m,r} * U_{f,j,m,r})}{UT_{j,r}}$$

Donde:

$SAIFI_{M_{j,t}}$: Meta del indicador SAIFI, en cantidad de interrupciones al año, a ser alcanzada por el OR j al finalizar el año t.

t: Año 1, 2, ..., n de aplicación del esquema de incentivos de calidad promedio definido en esta resolución.

$SAIFirefr$: SAIFI, en cantidad de interrupciones al año, calculado a partir de la información de calidad reportada por el OR sobre el año r.

r: Año que va desde el 2011 hasta el 2015.

$F_{f,j,m,r}$: Cantidad de interrupciones sucedidas en el transformador f, del operador de red j, durante en el mes m del año r, reportada en los formatos de calidad del SUI.

$U_{f,j,m,r}$: Número de usuarios conectados al transformador f, del operador de red j, en el mes m del año r, reportado en los formatos de calidad del SUI.

$UT_{j,r}$: Promedio mensual de usuarios conectados a la red del OR j durante el año r. según la información reportada en los formatos de calidad del SUI.

Tolerancias Costa Rica

Las metas de calidad promedio anual de los indicadores de continuidad más representativos, incluyendo las interrupciones a nivel de:

interruptor principal de cada circuito alimentador o a nivel de las barras de MT de las subestaciones de distribución,

ramales equipados con protecciones de operación automática o remota

transformadores de distribución (redes de baja tensión),

son:

Para el indicador de horas de interrupción anual DPIR – Valor límite 6 horas al año

Para el indicador de frecuencia de interrupciones anuales FPI – Valor límite 7 interrupciones anuales.

Tolerancias Ecuador

Las tolerancias de los indicadores de continuidad del suministro vigentes desde el punto de vista de las redes de distribución son los siguientes:

LÍMITES INDICES GLOBALES (Valores máximos anuales)

Fig. 87

Índice	Lim FMIK	Lim TTIK
Red	4,0	8,0
Alimentador Urbano	5,0	10,0
Alimentador Rural	6,0	18,0

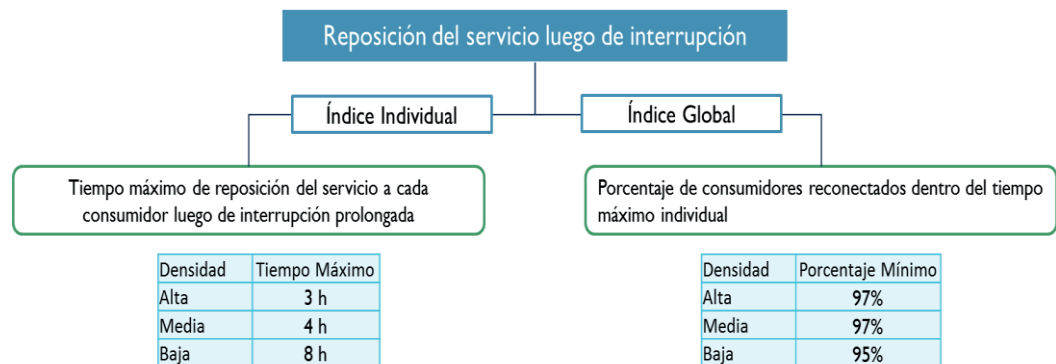
LÍMITES INDICES INDIVIDUALES (Valores máximos anuales)

Fig. 88

Índice	Lim FAIc	Lim DAIC
Consumidor AV	6,0	4,0
Consumidor MV	10,0	24,0

Las tolerancias vigentes de los indicadores de continuidad del suministro desde el punto de vista del cliente son los que se detallan en el siguiente cuadro.

Fig. 89



Tolerancias Panamá

En Panamá se implementaron metas durante un período de transición con exigencia creciente hasta el año 2014.

Los valores históricos de las metas para los indicadores principales son los que se detallan

Metas para centros de transformación urbanos

Fig. 90

Indicador	FECHAS DE IMPLEMENTACION			
	1 de julio 2000	1 de julio 2001	1 de julio 2002	1 de julio 2003
SAIFI	12 / año	10 / año	8 / año	6 / año
SAIDI	35.04 horas/año	26.28 horas/año	17.52 horas/año	8.76 horas/año
CAIDI	2.92 horas	2.62 horas	2.19 horas	1.46 horas
ASAI	99.60%	99.70%	99.80%	99.90%

Metas a nivel clientes urbanos

Fig. 91

TIPO DE CLIENTE	Índice	FECHAS DE IMPLEMENTACION			
		1 de Enero 2003	1 de Enero 2004	1 de Enero 2005	1 de Enero 2006
Clientes en Media Tensión	SAIFIcl	12 / año	10 / año	8 / año	6 / año
	SAIDIcl	35.04 horas/año	26.28 horas/año	17.52 horas/año	8.76 horas/año
Clientes en Baja Tensión	SAIFIcl	12 / año	10 / año	8 / año	6 / año
	SAIDIcl	35.04 horas/año	26.28 horas/año	17.52 horas/año	8.76 horas/año

Metas para centros de transformación rurales

Fig. 92

	FECHAS DE IMPLEMENTACION		
Indicador	1 de Julio 2000	1 de Enero 2002	1 de Julio 2003
SAIFI	14 / año	12 / año	10 / año
SAIDI	78.84 horas/año	61.32 horas/año	43.80 horas/año
CAIDI	5.63 horas	5.11 horas	4.38 horas
ASAI	99.10%	99.30%	99.50%

Metas a nivel clientes rurales

Fig. 93

TIPO DE CLIENTE	Índice	FECHAS DE IMPLEMENTACION		
		1 de Julio 2003	1 de Enero 2005	1 de Julio 2006
Clientes en Media Tensión	SAIFicl	14 / año	12 / año	10 / año
	SAIDicl	78.84 horas/año	61.32 horas/año	43.80 horas/año
Clientes en Baja Tensión	SAIFicl	14 / año	12 / año	10 / año
	SAIDicl	78.84 horas/año	61.32 horas/año	43.80 horas/año

En el año 2014 se observó que las empresas estaban concentrando sus esfuerzos de inversión en las zonas urbanas, evidenciándose un mayor apartamiento en los indicadores de las zonas rurales. Por esta razón se hizo una reorganización de zonas y de metas.

Las metas anuales a partir de 2015 para la nueva reorganización de zonas pasaron a ser las siguientes.

Fig. 94

Indicador	METAS DE CUMPLIMIENTO POR CLIENTE POR AÑO			
	ÁREA RURAL DISPERSA	ÁREA RURAL CONCENTRADA	ÁREA SUBURBANA	ÁREA URBANA
SAIFIcl	16 / por año	14 / por año	12 / por año	10 / por año
SAIDIcl	43.80 horas/por año	36.70 horas/por año	26.30 horas/por año	15.00 horas/por año

Con esta nueva reorganización ASEP verificó que en promedio los valores de los indicadores para las zonas urbanas estarían dentro de las metas, mientras que para las zonas rurales resulta necesario que las empresas realicen nuevos esfuerzos para situarse por debajo de los valores de las metas tal como lo muestra el gráfico adjunto realizado por ASEP. Los indicadores que se detallan son el promedio actual de las tres distribuidoras y fueron calculados tomando todas las interrupciones, incluyendo las declaradas, así como las no declaradas Caso Fortuito o Fuerza Mayor.

Gráficos confeccionados por ASEP

Fig. 95

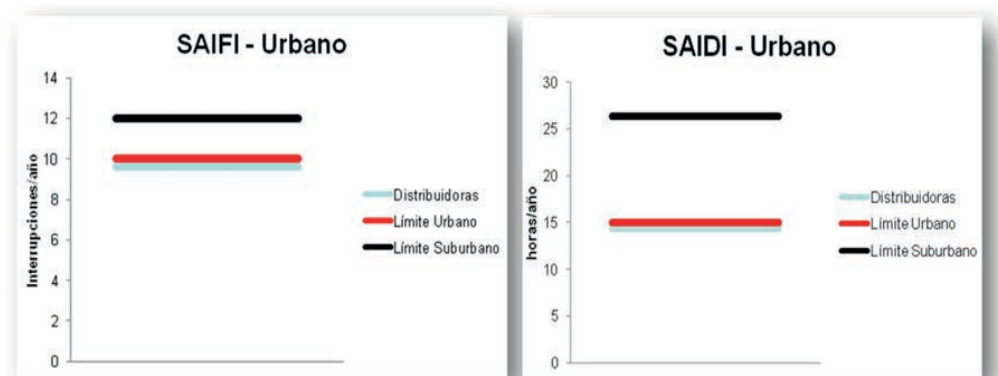
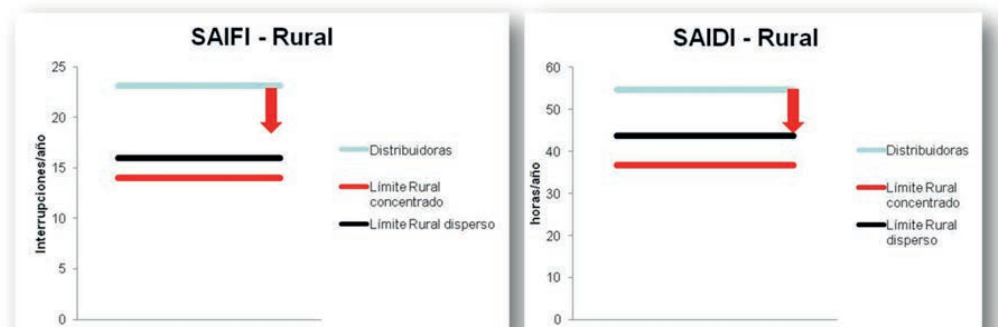


Fig. 96



Para las interrupciones individuales las tolerancias son las siguientes

Fig. 97

CLASIFICACION DEL ÁREA	TIEMPO DE REPOSICIÓN DEL SUMINISTRO (después de recibida la reclamación)
Área Urbana	4 - HORAS
Área Sub urbana	4 - HORAS
Área Rural Concentrada	6 - HORAS
Área Rural Dispersa	10 - HORAS

Tolerancias Perú

Para los indicadores N y D utilizados en los puntos de transferencia entre el Generador y el Distribuidor las tolerancias semestrales son las siguientes.

Fig. 98

Tolerancias:

Nivel de Tensión	Puntos de transferencia o Puntos de Compra Generador - Distribuidor	
	N	D
MAT y AT	2	4
MT	3	6

La evolución de las tolerancias de los indicadores colectivos SAIDI y SAIFI para las empresas en las zonas urbanas, para las interrupciones en Media Tensión se detalla en el siguiente cuadro.

Fig. 99

Sectores Típicos	Año 2012		Año 2013		Año 2014 en adelante	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
1	3	7.5	3	7	3	6.5
2	9	16	7	13	5	9
3	11	20	9	16	7	12

Para las interrupciones en las zonas rurales está previsto fijar en breve las tolerancias a partir de las cuales se aplicarán sanciones.

Las tolerancias de los valores semestrales de los indicadores individuales N, D, NIC y DIC se detallan en los siguientes cuadros

Fig. 100

Sector Urbano

Nivel de tensión	ST 1		ST 2		ST 3	
	N	D	N	D	N	D
AT y MAT	2	4	3	5	3	5
MT	4	7	5	9	5	9
BT	6	10	8	13	8	13

Fig.101

Sector Rural

Nivel de Tensión	Sistema Eléctrico Rural (SER)			
	Rural Concentrado		Rural Disperso	
	NIC	DIC	NIC	DIC
MT	07	17	07	28
BT	10	25	10	40

Para el interior del país los valores de las tolerancias son superiores a los de las zonas urbanas y particularmente en estas zonas es donde se observa el mayor apartamiento de los valores registrados con respecto a las tolerancias.

Tolerancias Uruguay

En Uruguay para fijarse las metas que actualmente están vigentes se tuvieron en cuenta valores históricos que tenía la empresa eléctrica y cuando se fijaron las metas para clientes individuales se buscaron valores que verificaran que estadísticamente no más de un orden del 2 % de los clientes tuviera una calidad inferior a lo establecido por los valores metas de los indicadores.

Cuadro de Metas semestrales

Fig. 102

Nivel de Tensión	Baja Tensión 230-400V				Media Tensión 6,4 ; 15; y 22kV				T4 Subtransmisión 31,5kV o 63 kV	
	Alta	Media	Baja	Rural	Alta	Media	Baja	Rural	T _{4A}	T _{4B}
Tca (hs.)	3,6	9,9	18	36	2,5	6,8	14	28	3	8
Fca	1,8	4,5	8	14	1,5	4	7	11	1,5	4
Tci (hs.)	16	25	37	77	9	20	31	58	9	20
Fci	7	12	18	33	5	10	16	24	3	9
Dmaxi (hs.)	10	10	10	14	8	10	10	14	8	8

Resumen de los valores de tolerancia de los indicadores de continuidad del suministro

Como se ha detallado precedentemente, no es posible hacer una comparación simple de los valores registrados en cada país de los principales indicadores utilizados para evaluar la continuidad del suministro, debido a la diferencia de criterios que existen en la contabilización de las interrupciones y en el registro de los tiempos de corte de los suministros.

Por la misma razón, es que la comparación y análisis de los valores de tolerancias que aplican los distintos países en sus regulaciones se debe hacer teniendo en cuenta la forma en que cada regulador considera las interrupciones, los tiempos de corte de suministro, así como las fórmulas de cálculo de los indicadores. De todas formas, se ha considerado que resulta ilustrativo resumir estos valores en un único cuadro teniendo las precauciones detalladas.

A los efectos de simplificar este primer trabajo de Benchmarking se resumen en el cuadro adjunto los valores de tolerancia de los indicadores relacionados con continuidad del suministro de los países que intervinieron en el presente trabajo.

Tolerancias indicadores continuidad - BAJA TENSIÓN										
País		Indicadores globales				Indicadores individuales				
		Duración de las interrupciones		Cantidad de cortes		Duración de las interrupciones		Cantidad de cortes		
		por período		por período		por período		por interrupción	por período	
		Urbano	No urbano	Urbano	No urbano	Urbano	No urbano		Urbano	No urbano
Argentina		En la Etapa 1 (setiembre 1993 a agosto 1996) se evaluaron indicadores globales a nivel Sistema (por cantidad de transformadores afectados y potencia instalada en los mismos). A partir de agosto de 1996 se evalúan indicadores individuales.						6 horas para grandes demandas y 10 horas para pequeñas y medianas demandas	6 interrupciones /semestre	
Brasil <small>(País y 2 ejemplos de Conjuntos Eléctricos)</small>	País (año 2015)	13,94 horas/año		11,03 interrupciones						
	Río de Janeiro Petrópolis Itamarati (año 2016)	DEC = 11 horas/año		FEC = 10 cortes		5,19; 10,38 y 20,77 horas para período mensual, trimestral y anual	10,44; 20,88 y 41,76 horas para período mensual, trimestral y anual	2,94 y 5,58 horas para zonas urbanas y no urbanas / 12,22 y 16,60 horas para Días Críticos(contr ol mensual)	3,36; 6,72 y 13,45 interrupciones para período mensual, trimestral y anual	7,67; 15,34 y 30,69 interrupciones para período mensual, trimestral y anual
	San Pablo SANTACRUZ DORIO PARDO Santa Cruz do Rio Pardo (año 2016)	DEC = 8 horas/año		FEC = 8 interrupciones		4,83; 9,67 y 19,34 horas para período mensual, trimestral y anual	10, 20,01 y 40,03 horas para período mensual, trimestral y anual	2,69 y 5,28 horas para zonas urbanas y no urbanas / 12,22 y 16,60 horas para Días Críticos(contr ol mensual)	3,23; 6,47 y 12,95 interrupciones para período mensual, trimestral y anual	7,52; 15,04 y 30,09 interrupciones para período mensual, trimestral y anual
Colombia		En propuesta de ajuste reglamentario (Resolución CREG024-2016), el límite anual de calidad promedio de cada Operador de Red será calculado por la CREG aplicando una reducción del 8% anual al promedio de los valores de SAIDI y SAIFI de cada OR, calculados a partir de la información durante los años 2011 a 2015.								
Costa Rica		6 horas/año (transformadores distribución/red de baja tensión - Indicador a nivel sistema)		7 interrupciones/año (transformadores distribución/red de baja tensión - indicador a nivel sistema)						
Ecuador		Para Alta y Media densidad de población: 97 % consumidores conectados dentro del plazo límite individual de conexión. Para Baja densidad de población: 95 % consumidores conectados dentro del plazo límite individual de conexión.		Se evalúa indicador a nivel sistema (FMIK)				3, 4 y 8 horas para Alta, Media y Baja densidad de población		
Panamá ⁽¹⁾		15 horas/año	37 y 44 horas año para rural concentrado y rural disperso	10 interrupciones	14 y 16 interrupciones para rural concentrado y rural disperso	15 y 26,3 horas/año para áreas urbanas y suburbanas	36,7 y 43,8 horas/año para áreas rurales concentradas y dispersas	4 horas para áreas urbanas y suburbanas; y 6 y 10 horas para áreas rurales concentradas y dispersas	10 y 12 interrupciones /año para áreas urbanas y suburbanas	14 y 16 interrupciones/año para áreas rurales concentradas y dispersas
Perú		6,5; 9 y 12 horas/semestre según Sector Típico		3, 5 y 7 interrupciones /semestre según Sector Típico		10 y 13 horas/semestre según Sector Típico	25 y 40 horas/semestre para áreas rurales concentradas y dispersas		6 y 8 interrupciones /semestre según Sector Típico	10 interrupciones /semestre
Uruguay		3,6; 9,9 y 18 horas/semestre para Alta, Media y Baja densidad	36 horas/semestre	1,8; 4,5; 8 interrupciones /semestre para Alta, Media y Baja densidad	14 interrupciones /semestre	16, 25 y 37 horas/semestre para Alta, Media y Baja densidad	77 horas/semestre	10 y 14 horas para urbano y rural	7, 12 y 18 interrupciones /semestre para Alta, Media y Baja densidad	33 interrupciones /semestre
⁽¹⁾ Indicadores globales estimados de gráfico.										

⁽¹⁾ Indicadores globales estimados de gráfico

ANEXO 2. CALIDAD DEL VOLTAJE



La calidad del voltaje está asociada a la utilidad de la electricidad para los usuarios finales cuando no hay interrupciones. Cuando la calidad del voltaje es muy pobre, pueden surgir muchos problemas en el uso de aparatos y procesos eléctricos: por ejemplo, mal funcionamiento, averías, daños, eficiencia reducida, luces parpadeantes e incluso explosión y fuego.

La calidad del voltaje ideal sería la que es proporcionada por una tensión de alimentación con una onda sinusoidal perfecta, con una magnitud nominal, ángulo entre los voltajes de línea fijo y frecuencia estable. Cualquier desviación de estas cualidades causa una reducción en la calidad del voltaje con respecto a la calidad perfecta de la tensión.

La evaluación de la calidad del voltaje de los servicios prestados por la empresa distribuidora es una tarea compleja ya que requiere la realización constante de campañas de registro de tensión en distintos puntos de la red, debiendo instalarse para ello equipos que registran las variaciones de tensión. La forma en que se realizan estas campañas, los indicadores utilizados, los rangos de tensión considerados admisibles y la forma en que se penaliza a las empresas por brindar un servicio por debajo de las exigencias de la normativa, varían entre los distintos países de la región.

En particular se observa que la evaluación de la calidad relacionada con las perturbaciones que se presentan en las redes es una tarea que se aplica en pocos países de la región.

Profundizar en todas las regulaciones y en las formas de medición, evaluación y sanción que aplican los reguladores relacionadas con la calidad del voltaje, implica una profundización que se entiende estaría fuera del foco de este primer informe de Benchmarking. Por esta razón, en este informe nos referiremos principalmente a la evaluación de las variaciones del voltaje del servicio eléctrico suministrado por las distribuidoras de energía. Se agrega como Nota la experiencia del CEER en la evaluación de la calidad del voltaje, la que refuerza la decisión tomada.

* Nota: Experiencia de la CEER en la evaluación de la calidad del voltaje

La calidad del voltaje no fue analizada en los dos primeros reportes de Benchmarking sobre la calidad de suministro eléctrico publicados por el CEER, dedicando en los mismos su atención a la continuidad del suministro y la calidad comercial. El CEER comenzó a abordar la calidad del voltaje en el Tercer Informe de Benchmarking, iniciando una cooperación con la organización europea de normalización CENELEC para revisar la norma europea EN 50160, que ofrece una visión general de todas las perturbaciones de la calidad del voltaje y establece límites o valores indicativos para muchos de ellos.

El Tercer Informe de Benchmarking concluyó que un buen conocimiento de los niveles reales de la calidad del voltaje es un primer paso hacia cualquier tipo de intervención reguladora. En 2008, en el Cuarto Informe de Benchmarking se evaluaron los esquemas de monitoreo de la calidad del voltaje en once

países y se recolectó por primera vez datos sobre los niveles reales de calidad de la tensión de solo seis países (Francia, Hungría, Italia, Países Bajos, Noruega y Portugal). El informe concluía que los programas de seguimiento sufrían la falta de armonización y que estos sistemas tenían una falta de armonización en cuanto a dispositivos de medida, niveles de tensión, tipo de perturbaciones a controlar, número y localización de instrumentos, clasificación de huecos y sobretensiones, así como en la presentación de informes y publicación de resultados. Se encomendó en esa oportunidad que los países considerasen la monitorización continua de la calidad del voltaje, publicaran los resultados y difundieran experiencias. Además, se recomendó que todos los países adoptaran la obligación de que los operadores de sistemas proporcionaran una verificación individual de la calidad del voltaje a petición del usuario final y que los países debían investigar si era factible utilizar medidores inteligentes para medir los parámetros de la calidad del voltaje de forma eficiente.

En distintas publicaciones, la CEER ha subrayado la importancia que tiene aplicar una norma técnica para la evaluación de la calidad del voltaje y ha fomentado y aportado en la actualización y mejora de la norma EN 50160. La CEER ha planteado mejorar la EN 50160 como instrumento armonizado para la regulación de la calidad de la tensión, ya que se espera que la necesidad de una regulación adecuada de la calidad del voltaje aumente con la implementación de la generación distribuida.

En el 5º informe se observa que en general las características del voltaje en los países que integran el CEER se regulan mediante la norma EN 50160 en combinación con requisitos nacionales más estrictos. A pesar de esto todavía existen diferencias entre los países en cuanto a la elección de los parámetros de calidad de tensión supervisados.

Apuntes sobre la regulación de la calidad del voltaje en los países de la región

Calidad del voltaje - Argentina

La evaluación de la calidad del voltaje en Argentina se realiza en barras de Media Tensión de Subestaciones AT/MT, en Centros de transformación MT/BT, en puntos seleccionados por el ENRE y en usuarios que reclaman por problemas en la calidad de la tensión.

Desde el comienzo de la etapa de privatización de las empresas de distribución de energía eléctrica las exigencias con respecto a los límites admisibles de la variación de voltaje fueron aumentando.

Para la Etapa 1 y en los controles del nivel de tensión en suministros, los límites admisibles eran los siguientes:

Fig. 104

REDAT	7%
RED AEREA MT ó BT	10%
RED SUBTERRANEA MT ó BT	7%
RED RURAL	13%

Las penalizaciones previstas para esta etapa en función del apartamiento variaban según el grado de apartamiento con respecto a los límites establecidos entre 0,005 U\$/kWh y 1,000 U\$/kWh.

En la Etapa 2 la tolerancia en los valores se redujo según se detalla

Fig. 105

REDAT	5%
RED AEREA MT ó BT	8%
RED SUBTERRANEA MT ó BT	5%
RED RURAL	10%

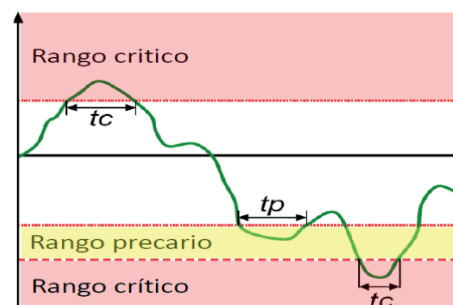
Calidad del voltaje - Brasil

ANEEL evalúa y publica en su sitio web los indicadores colectivos de conformidad del nivel de tensión DRPE (duración relativa de transgresión de la tensión precaria equivalente) y DRCE (duración relativa de transgresión de la tensión crítica equivalente) a partir del año 2008.

También se publican las compensaciones pagadas por la violación de los indicadores individuales DRP (Duración relativa de transgresión de la tensión precaria) y DRC (Duración relativa de la transgresión de la tensión crítica) a partir de 2010.

Los tiempos considerados para el cálculo de estos indicadores son la suma de los tiempos (t_c y t_p) durante los cuales la tensión en el suministro supera el Rango Crítico o el Rango Precario definidos para los distintos niveles de tensión.

Fig. 106



Los valores de tensiones que definen los rangos adecuados, precarios y críticos se detallan en el siguiente cuadro.

Fig. 107

Tabela 4 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231) / (117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233) /$ $(110 \leq TL < 117 \text{ ou } 133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191 \text{ ou } TL > 233) / (TL < 110 \text{ ou } TL > 135)$

Fig. 108

Tabela 5 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(350 \leq TL \leq 399)/(202 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(331 \leq TL < 350 \text{ ou } 399 < TL \leq 403)/$ $(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 331 \text{ ou } TL > 403)/(TL < 191 \text{ ou } TL > 233)$

Los valores de los indicadores de calidad del producto son informados por las distribuidoras al mes siguiente del trimestre de evaluación del indicador.

En el sitio web de ANEEL se publican la cantidad y montos de las compensaciones anuales pagadas por la evaluación del nivel de tensión tanto en las empresas concesionarias como en las permisarias.

Ej. Concesionaria CPFL Santa Cruz

Fig. 109

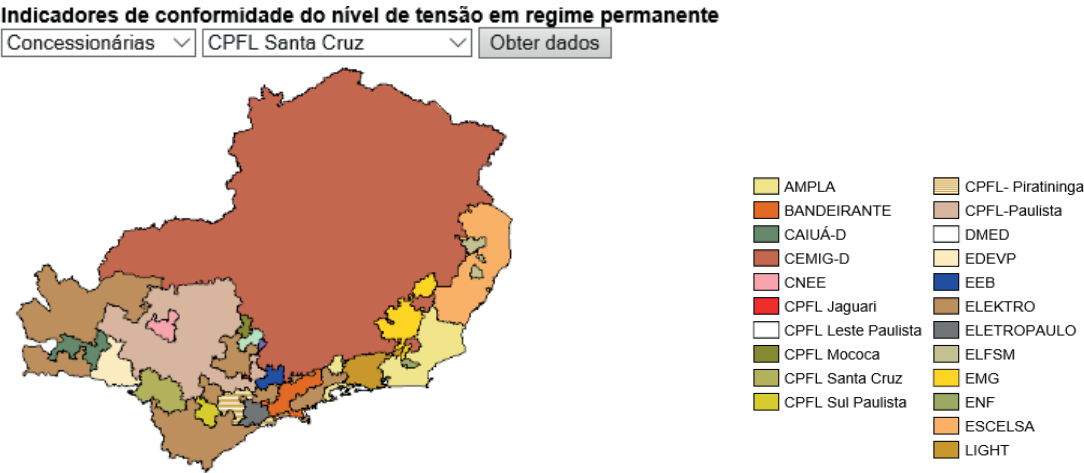


Fig. 110

Indicadores de conformidade do nível de tensão em regime permanente				
Região SUDESTE				
CPFL Santa Cruz				
ANO	DRCE	DRPE	Quantidade de compensações pagas	Valor de compensações (R\$)
2016	0,91	6,51	133	22.048,17
2015	0,81	10,93	96	17.302,13
2014	0,03	10,73	3	4.292,71
2013	0,02	9,76	22	6.284,93
2012	0,02	8,24	61	3.224,67
2011	0,03	7,40	191	39.994,58
2010	0,03	6,47	0	0,00
2009	0,01	5,25		
2008	0,01	3,61		
2007	0,02	4,95		
2006	0,01	4,31		
2005	0,11	3,34		
2004	0,48	2,88		
2003	0,38	4,30		
As informações para o ano corrente são parciais, pois o envio dos dados ainda não está completo				
A quantidade e o valor pago das compensações só estão disponíveis a partir de 2010				
DRCE	Média dos indicadores individuais DRC			
DRPE	Média dos indicadores individuais DRP			
Os indicadores são passíveis de alterações após fiscalização da ANEEL.				
Os dados apresentados nestes relatórios são obtidos das bases de dados da ANEEL, sendo atualizados às terças-feiras				
Eventual ausência de informação indica inadimplência do concessionário/permissionário.				

Calidad del Voltaje – Chile

La evaluación de la calidad del voltaje en Chile se realiza en Baja, Media y Alta Tensión, con períodos de medición de siete días corridos, con una integración de medidas cada 10 minutos.

El nivel de aceptación de la calidad del voltaje es cuando se verifica un 95 % de los valores de voltaje registrados dentro de los límites de variación definidos en la normativa regulatoria.

Estos límites varían para zonas urbanas y rurales y para los casos en los que se establezca Condición de Racionamiento Eléctrico según el detalle que se muestra en el cuadro adjunto. En Alta Tensión se diferencian los límites para tensiones superiores e inferiores a 154 kV.

Fig. 111

	Nivel de Tensión (seleccionar)	Período de integración (min)	Período de medición (días)	% aceptación	Límites de variación del Voltaje	Comentarios
Variación del voltaje de suministro	BT	10	7	95	$-7,5 \leq \Delta V \leq +7,5$	Para zonas urbanas
	BT	10	7	95	$-10 \leq \Delta V \leq +10$	Para zonas rurales
	BT	10	7	95	$-10 \leq \Delta V \leq +10$	Condición de racionamiento eléctrico
	MT	10	7	95	$-6 \leq \Delta V \leq +6$	Para zonas urbanas
	MT	10	7	95	$-8 \leq \Delta V \leq +8$	Para zonas rurales
	AT	10	7	95	$-5 \leq \Delta V \leq +5$	Para tensiones superiores a 154 kV
	AT	10	7	95	$-6 \leq \Delta V \leq +6$	Para tensiones inferiores a 154 kV

Calidad del voltaje - Colombia

En Colombia se aplica la norma IEEE 1159 para el control de la calidad del voltaje.

Para tensiones mayores que 500 kV el rango de voltajes admitidos es de - 10 % y +5 % y para tensiones menores que 500 kV el rango de voltajes admitidos es de -10 % y +10%

Calidad del Voltaje - Costa Rica

En Costa Rica y en condiciones normales de explotación, para cada período de 7 días consecutivos, el 95% de los valores eficaces de la tensión de servicio (Vs), promediados en 10 minutos, deben situarse en el intervalo definido como normal.

Para los efectos de evaluación de la calidad de la tensión de suministro, no se contabilizan los valores de tensión promediados en diez minutos que se registren fuera del rango tolerable a consecuencia de interrupciones del servicio.

Se permite que durante el 5% del tiempo restante, los valores promedio de la tensión de servicio Vs estén fuera del rango tolerable, siempre y cuando no se presenten valores fuera del mismo en registros consecutivos y los valores de amplitud de la tensión de servicio, en dichos períodos consecutivos, no sean inferiores al 87% o superiores al 113% de la tensión nominal.

Los abonados o usuarios con condiciones de tensión de suministro fuera de los rangos permisibles deben ser compensados económicamente por la energía suministrada en condiciones deficientes según la tabla y la fórmula adjunta.

Fig. 112

Tabla N° 14
Factores de compensación por deficiencias de tensión

Categoría de parámetro	Clases	Clase (Dm)%	Factor de compensación económica (FCE)
Tensión	1	$V_n \leq 87$	1
	2	$87 < V_n \leq 91$	0,6
	3	$91 < V_n \leq 93$	0,4
	4	$93 < V_n \leq 95$	0,2
	5	$95 \leq V_n \leq 105$	0
	6	$105 < V_n \leq 107$	0,2
	7	$107 < V_n \leq 109$	0,4
	8	$109 < V_n \leq 113$	0,6
	9	$113 < V_n$	1

$$MCEU = 2 * ENS * FCE * CENS \text{ (Colones)}$$

En donde:

MCEU =El monto a compensar al abonado o usuario en colones.

ENS =Energía mensual suministrada en condiciones deficientes de tensión (artículo 8685).

CENS =Costo de la energía no suministrada determinado por la Autoridad Reguladora (artículo 74).

Calidad del voltaje - Ecuador

La calidad del voltaje en Ecuador se evalúa realizando campañas de medición tomándose registros en:

- **20 % de las barras de salida de S/E de distribución AV/MV**
- **15% de transformadores de distribución**
- **0,01% de consumidores de BV**

Se realizan evaluaciones mensuales, con períodos de medición de siete días y con intervalos de medición de diez minutos. Se considera que hay incumplimientos cuando el 5 % o más de las mediciones se encuentran fuera de las tolerancias admitidas. Las variaciones de voltaje admitidas según los niveles de tensión son los que se indican en el siguiente cuadro.

Fig. 113

Nivel de Voltaje	Definición	Rango
Alto	$V > 40 \text{ kV}$	$\pm 5\%$
Medio	$0,6 \leq V \leq 40 \text{ kV}$	$\pm 8\%$
Bajo Urbano	$V < 0,6 \text{ kV}$	$\pm 8\%$
Bajo Rural	$V < 0,6 \text{ kV}$	$\pm 10\%$

Calidad del Voltaje – México

Previo a la Reforma Energética, la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LS-PEE) y su Reglamento (actualmente abrogados), establecían la obligación del suministrador de ofrecer y mantener el servicio en forma de corriente alterna en una, dos o tres fases, en las tensiones alta, media o baja, con una variación máxima de +/- 10% del valor nominal y con tendencia a reducirse progresivamente.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) en su calidad de único suministrador estaba obligada a cumplir con esta disposición, sin embargo, dichos ordenamientos no facultaban a ninguna autoridad para llevar a cabo la verificación del cumplimiento de éstas y demás disposiciones administrativas aplicables.

Con la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y su Reglamento, se abrogaron tanto la LSPEE como su Reglamento y se establecieron nuevas facultades a la CRE para expedir y aplicar la regulación necesaria en materia de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Calidad del voltaje - Panamá

En Panamá está regulado el tiempo de respuesta del distribuidor una vez que recibe una reclamación relacionada con el nivel de tensión suministrado por la empresa prestadora del servicio eléctrico según el siguiente cuadro.

Fig. 114

CLASIFICACION DEL ÁREA	TIEMPO DE RESPUESTA DEL DISTRIBUIDOR (Después de recibida la reclamación)
Área Urbana	Visita al sitio dentro de 4 días hábiles; y respuesta por escrito dentro de 15 días calendario.
Área Sub urbana	Visita al sitio dentro de 5 días hábiles; y respuesta por escrito dentro de 15 días calendario.
Área Rural Concentrada	Visita al sitio dentro de 6 días hábiles; y respuesta por escrito dentro de 15 días calendario.
Área Rural Dispersa	Visita al sitio dentro de 8 días hábiles; y respuesta por escrito dentro de 15 días calendario.

La regulación aplicada ha ido aumentando a partir de 1999 las exigencias con respecto a las bandas de tensión que se consideraron aceptables según lo detallado en los cuadros adjuntos.

Límites admisibles de Baja Tensión (hasta 600 V)

Fig. 115

FECHA	CENTRO URBANO	RURAL	AISLADO
1 de Enero 1999	$\Delta U \pm 10 \%$	$\Delta U \pm 10 \%$	$\Delta U \pm 10 \%$
1 de Enero 2001	$\Delta U \pm 7.5 \%$	$\Delta U \pm 8.5 \%$	$\Delta U \pm 9 \%$
1 de Enero 2003	$\Delta U \pm 5 \%$	$\Delta U \pm 7.5 \%$	$\Delta U \pm 8 \%$

Límites admisibles de Media Tensión (mayor a 600 V y menor a 115 kV)

Fig. 116

FECHA	CENTRO URBANO	RURAL	AISLADO
1 de Enero 1999	$\Delta U \pm 7 \%$	$\Delta U \pm 9 \%$	$\Delta U \pm 10 \%$
1 de Enero 2001	$\Delta U \pm 6 \%$	$\Delta U \pm 8 \%$	$\Delta U \pm 9 \%$
1 de Enero 2003	$\Delta U \pm 5 \%$	$\Delta U \pm 7 \%$	$\Delta U \pm 8 \%$

A partir del año 2015 se incrementó aún más la exigencia estando vigentes los límites admisibles de voltaje detallados en el siguiente cuadro.

Fig. 117

NIVEL DE TENSIÓN	LÍMITES HASTA EL 31 DE ENERO DE 2016	LÍMITES HASTA EL 31 DE ENERO DE 2016	LÍMITES A PARTIR DEL 1 DE ENERO DE 2017
ÁREAS	ÁREA RURAL CONCENTRADA Y ÁREA RURAL DISPERSA	ÁREA URBANA Y ÁREA SUBURBANA	ÁREA URBANA, ÁREA SUBURBANA, ÁREA RURAL CONCENTRADA, Y ÁREA RURAL DISPERSA.
ALTA TENSIÓN	$\Delta U = \pm 5 \%$	$\Delta U = \pm 5 \%$	$\Delta U = \pm 5 \%$
MEDIA TENSIÓN	$\Delta U = \pm 7 \%$	$\Delta U = \pm 5 \%$	$\Delta U = \pm 5 \%$
BAJA TENSIÓN	$\Delta U = \pm 7 \%$	$\Delta U = \pm 5 \%$	$\Delta U = \pm 5 \%$

Calidad del voltaje - Perú

En las zonas urbanas las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales en los puntos de entrega de energía, en todas las Etapas y en todos los niveles de tensión, es de hasta el +/- 5 % de las tensiones nominales. Se considera que la energía eléctrica es de mala calidad, si la tensión se encuentra fuera del rango de tolerancias por un tiempo superior al 5 % del período de medición.

En las zonas rurales las tolerancias admitidas son de +/- 6 % para Media Tensión y +/- 7,5 % para Baja Tensión. En estas zonas se considera que la energía eléctrica suministrada a través de un alimentador es de mala calidad si la cantidad de intervalos de medición que resultan fuera del rango de tolerancias establecidas es superior al 5 % del total de los intervalos de medición.

La evaluación de la calidad del voltaje se realiza a través de mediciones y registros monofásicos o trifásicos, debiendo la muestra mensual de los lugares medidos garantizar por lo menos el siguiente número de lecturas válidas por semestre:

Para los sectores urbanos

a) 1 por cada 12 de los puntos de entrega a clientes con suministros en muy alta, alta y media tensión.

b) 1 por cada 3000 de los puntos de entrega a clientes en baja tensión, con un mínimo de 12. La Autoridad puede requerir hasta un 10 % de mediciones adicionales con lecturas válidas sobre esta cantidad.

Para los sectores rurales

c) Clientes en Media Tensión: se debe evaluar como mínimo el 25% de los clientes en sus respectivos puntos de entrega

d) Clientes en Baja Tensión: como mínimo el 10% de las subestaciones de distribución MT/BT que atienden a clientes de BT. Con un mínimo de 6 por semestre.

Calidad del voltaje - Uruguay

En Uruguay para evaluar la calidad del voltaje del servicio se controla la variación de la tensión suministrada con las siguientes características

$$\Delta V_k = \frac{(V_k - V_n)}{V_n} \times 100$$

Donde

V_k: valor eficaz promediado durante un intervalo de 15 minutos, definido por la norma internacional IEC 60050-101-14-16.

El valor V_k deberá ser obtenido con medidas tomadas como máximo cada 30 segundos (un mínimo de 30 valores en los 15 minutos).

El error máximo del equipo de medida deberá ser de 1% en condiciones de red (distorsión armónica total menor o igual a 10%).

Los rangos de tensiones admisibles son los que se detallan en el cuadro

Nivel de Tensión	Tensión Nominal de suministro	Zona - Densidad	Rango Admitido de Desviación $\%V$
Subtransmisión (ST)	63 kV	URBANO/RURAL	-7 = $\%V$ < +7
	31,5 kV	URBANO/RURAL	-5 = $\%V$ < +5
Distribución Media Tensión (MT)	6,4 kV, 15 kV y 22 kV	URBANO	-5 = $\%V$ < +5
		RURAL	-7 = $\%V$ < +7
Distribución Baja Tensión (BT)	230 V y 400 V	URBANO	-10 = $\%V$ < +6
		RURAL	-12 = $\%V$ < +6

Cuando la variación de voltaje se encuentra fuera de rango por un tiempo mayor al 3% del tiempo de medición, se compensa a los clientes afectados, siendo el período mínimo de medición en cada punto de 7 días corridos. Para controlar la calidad del voltaje, la URSEA organiza campañas de medición en las cuales se controla el 0,5 % de las subestaciones MT/BT urbanas, el 0,1 % de las subestaciones MT/BT rurales, 1 de cada 15.000 usuarios en forma individual y hasta 50 puntos mensuales seleccionados por URSEA.

Resumen de los valores de tolerancia del voltaje suministrado

Para asegurar una adecuada “Calidad del Producto” que se entrega a los clientes, las normativas regulatorias de los países en estudio han fijado valores máximos y mínimos del voltaje de suministro para cada una de las tensiones nominales de sus redes. La forma en que se realizan las medidas de tensión para verificar el cumplimiento de la normativa varía según el país, pero en general se refieren a registros de voltaje realizados durante una semana, considerándose que la calidad de la tensión no es adecuada cuando se sobrepasan en un determinado porcentaje (en general 3 o 5 %) la cantidad de registros que se encuentran fuera de los valores admitidos de tensión. A su vez, en los casos que se aplican penalizaciones, las mismas se calculan combinando la cantidad de registros fuera de los valores de tolerancia, con el grado de apartamiento a estos valores. En el cuadro adjunto se detallan los valores a partir de los cuales se evalúa que el voltaje suministrado se encuentra fuera de las tolerancias. A partir de estos valores cada país tiene distintos criterios de penalización según el grado de apartamiento a las tensiones nominales de la red.³⁵

35. Los casilleros en gris que no tienen datos no reflejan necesariamente que no estén fijados los límites, simplemente indican que no se contó con esta información para el presente trabajo

Tolerancias de los registros de tensión					
País	Baja Tensión		Media Tensión		Alta Tensión
	Urbano	No urbano	Urbano	No urbano	
Argentina	8% y 5% para red aérea y subterránea	10%	8% y 5% para red aérea y subterránea		5%
Brasil⁽¹⁾	V precaria (220/127 V) 191<TL<202 o 231<TL<233 110<TL<117 o 133<TL<135 V precaria (380/220V) 331<TL<350 o 399<TL<403 191<TL<202 o 231<TL<233				
Chile	+/- 7,5 % +/- 10 % en condición de racionamiento	+/- 10 %	+/- 6 %	+/- 8 %	+/- 6 % para tensiones <154 kV +/- 5% para tensiones > 154 kV
Colombia	- 10 % + 5 % para tensiones < 500 kV				+/- 10 % para tensiones > 500 kV
Costa Rica	+/- 5 %				
Ecuador	+/- 8 %	+/- 10 %	+/- 8%		+/- 5%
Panamá	+/- 5%	+/- 5%	+/- 5%	+/- 5%	+/- 5%
Perú	+/- 5%	+/- 7,5%	+/- 5%	+/- 6 %	
Uruguay	-10% +6%	-12% +6%	-5% +5%	-7% +7%	+/- 5% 31,5 kV +/- 7% 63 kV
⁽¹⁾ Superados los valores de Tensión Precaria se registran los tiempos que se superan los límites de Tensión Crítica. Ver Capítulo 7					

ANEXO 3. CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL



La calidad comercial del servicio se asocia en general directamente con las transacciones entre las compañías y los clientes. Abarca no sólo el suministro y la venta de electricidad, sino también diversas formas de contactos establecidos entre las empresas eléctricas y los clientes. Se asocia a aspectos relacionados con la tramitación de conexiones, desconexiones, lectura y verificación de medidores, errores de facturación, procesamiento de reclamaciones y facturación, tiempos de atención de call centers, en algún caso número de oficinas comerciales, así como aspectos de seguridad de las instalaciones.

Los plazos estipulados para la conexión y desconexión de los servicios es uno de los aspectos que en general se encuentran regulados en los países latinoamericanos. También la evaluación de la facturación en base a medidas y sin errores, así como el adecuado tratamiento de las reclamaciones, son factores que se incluyen en la normativa regulatoria.

Los indicadores de calidad comercial ayudan a garantizar niveles de calidad mínimos para los servicios prestados por los operadores de red.

Dentro de la gran variedad de indicadores a controlar, los que a su vez tienen regulaciones distintas en los diferentes países de la región, en este informe se consideró adecuado hacer foco en la normativa relacionada con los plazos de conexión, desconexión, corte y reconexión de los servicios.

Plazos de conexión y desconexión de la Normativa Comercial

Plazos Normativa Comercial – Argentina

En los cuadros adjuntos se detallan los plazos máximos para conexión a las redes eléctricas de nuevos suministros

Fig. 120

Sin modificación a la red existente	
Hasta 50 kW	5 días hábiles
Con modificación a la red existente	
Hasta 50 kW (conexión aérea)	15 días hábiles
Hasta 50 kW (conexión subterránea)	30 días hábiles
Mayores a 50 kW	A convenir con el cliente

Plazo para reconexión del servicio luego del pago: 24 horas
Recolocación de medidor: 1 día hábil

Plazos Normativa Comercial – Brasil

Plazos de conexión

A partir de la fecha de aprobación de las instalaciones y el cumplimiento de otros requisitos reglamentarios y donde ya existe una red de distribución de energía eléctrica:

- 2 días hábiles-baja tensión-urbano
- 5 días hábiles-baja tensión-rural
- 7 días hábiles-alta tensión

Plazo de reconexión del servicio - El consumidor tiene derecho de tener su electricidad reconectada, después de comunicar el pago de la deuda o de la baja en el sistema de la distribuidora a más tardar en:

- 24 horas para las zonas urbanas;
- 48 horas en las zonas rurales.

Estos plazos se encuentran regulados en el Anexo III de la Resolución Normativa REN 414/2010 –ANEXO III (<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>)

Se agrega cuadro con mayor detalle de los plazos

Fig. 121

Prazo máximo para substituição do medidor e demais equipamentos de medição após a data de constatação da deficiência, com exceção para os casos previstos no art. 72 (<u>Incluído pela REN ANEEL 479, de 03.04.2012</u>)	art. 115	30 dias
Prazo máximo para comunicar, por escrito, o resultado da reclamação ao consumidor referente à discordância em relação à cobrança ou devolução de diferenças apuradas. (<u>Redação dada pela REN ANEEL 574, de 20.08.2013.</u>)	art. 133	15 dias
Prazo máximo para o atendimento de solicitações de aferição dos medidores e demais equipamentos de medição.	art. 137	30 dias
Prazo máximo para religação, sem ônus para o consumidor, quando constatada a suspensão indevida do fornecimento.	art. 176	4 horas
Prazo máximo de atendimento a pedidos de religação para unidade consumidora localizada em área urbana, quando cessado o motivo da suspensão.	art. 176	24 horas
Prazo máximo de atendimento a pedidos de religação para unidade consumidora localizada em área rural, quando cessado o motivo da suspensão.	art. 176	48 horas
Prazo máximo de atendimento a pedidos de religação de urgência em área urbana, quando cessado o motivo da suspensão.	art. 176	4 horas
Prazo máximo de atendimento a pedidos de religação de urgência em área rural, quando cessado o motivo da suspensão.	art. 176	8 horas

Prazo máximo de ligação de unidade consumidora do grupo B, localizada em área urbana, a partir da data da aprovação das instalações	art. 31	2 dias úteis
Prazo máximo de ligação de unidade consumidora do grupo B, localizada em área rural, a partir da data da aprovação das instalações	art. 31	5 dias úteis
Prazo máximo de ligação de unidade consumidora do grupo A, a partir da data da aprovação das instalações	art. 31	7 dias úteis
Prazo máximo para elaborar os estudos, orçamentos e projetos e informar ao interessado, por escrito, quando da necessidade de realização de obras para viabilização do fornecimento.	art. 32	30 dias
Prazo máximo de conclusão das obras, na rede de distribuição aérea de tensão secundária, incluindo a instalação ou substituição de posto de transformação. (Redação dada pela REN ANEEL 670 de 14.07.2015)	art. 34	60 dias
Prazo máximo de conclusão das obras com dimensão de até 1 (um) quilômetro na rede de distribuição aérea de tensão primária, incluindo nesta distância a complementação de fases na rede existente e as obras do inciso I do art. 34. (Redação dada pela REN ANEEL 670 de 14.07.2015)	art. 34	120 dias

Plazos Normativa Comercial - Ecuador

Las empresas de distribución eléctrica tienen la obligación de proveer un conjunto de servicios comerciales necesarios para mantener un nivel adecuado de satisfacción a los consumidores, cumpliendo con indicadores individuales para garantizar las prestaciones a cada consumidor, y con indicadores globales, los que tienen metas de calidad que se aplican a la gestión del Distribuidor, realizándose evaluaciones mensuales.

Existe una clasificación de zonas por densidad demográfica que responde a los siguientes valores

Fig. 122

Densidad Demográfica	Cons/km ²
Alta	DD ≤ 15
Media	5 ≤ DD < 15
Baja	DD < 5

Plazos de conexión de nuevos servicios

Índice Individual - Tiempo máximo de conexión del servicio a cada consumidor

Fig. 123

Densidad Demográfica	BV		MV	
	Sin modificación de red	Con modificación de red	instalación a cargo del consumidor	instalación a cargo de la distribuidora
Alta	4 d	10 d	5 d	15 d
Media	5 d	12 d		
Baja	7 d	15 d		

Índice Global - Porcentaje de cumplimiento de los plazos del índice individual sin modificación de red

Porcentaje mínimo: 98%

Reposición del suministro por falta de pago

Índice Individual - Tiempo máximo de restablecimiento del servicio suspendido por falta de pago

Fig. 124

Densidad	Tiempo Máximo
Alta	10 h
Media	15 h
Baja	24 h

Índice Global - Porcentaje de cumplimiento de plazo individual de rehabilitación del servicio por falta de pago

Fig. 125

Densidad	Porcentaje Mínimo
Alta	97%
Media	97%
Baja	95%

Plazos Normativa Comercial - México

Desde la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) se previó la evaluación de los plazos de conexión de nuevos usuarios. Los valores registrados para este indicador se publican en http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Estadisticas/Paginas/indicadores-operativos.aspx

Fig. 126

Indicador	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Plazo de conexión a nuevos usuarios (días)	1.33	1.02	0.96	1.76	0.97	0.83	0.79	0.91	0.74	1.21

Plazos Normativa Comercial - Panamá

Los plazos máximos de conexión del servicio eléctrico y del medidor se detallan en la siguiente tabla:

Fig. 127

CLASIFICACION DEL ÁREA	TIEMPO DE RESPUESTA DE LA EMPRESA
Área Urbana	3 – DÍAS HÁBILES
Área Sub urbana	4 – DÍAS HÁBILES
Área Rural Concentrada	5 – DÍAS HÁBILES
Área Rural Dispersa	10 – DÍAS HÁBILES

Plazos máximos para restablecimiento del servicio cuando haya sido suspendido por falta de pago

Fig. 128

CLASIFICACION DEL ÁREA	TIEMPO DE RESPUESTA DE LA EMPRESA
Área Urbana	24 – HORAS
Área Sub urbana	24 – HORAS
Área Rural Concentrada	36 – HORAS
Área Rural Dispersa	48 – HORAS

Plazos Normativa Comercial – Uruguay

Se adjuntan cuadros de plazos máximos de conexión de nuevos usuarios y aumentos de potencia, diferenciando los plazos del trámite a los de ejecución de las obras.

Fig. 129

	Nivel de tensión	Potencia solicitada	Plazo en días hábiles
TRAMITE (período entre la solicitud y la comunicación del Distribuidor de la habilitación para el pago)	Baja tensión (230, 400V)	$P \leq 8,8 \text{ kW}$	6
		$8,8 \text{ kW} < P \leq 50 \text{ kW}$	10
		$P > 50 \text{ kW}$, sin SB	15
		$P > 50 \text{ kW}$, con SB	20
	Media tensión (6,4, 15 y 22 kV)	30	
	Subtrasmisión (31,5 y 63kV)	60	

Fig. 130

	Nivel de tensión	Potencia solicitada		Plazo en días hábiles
CONEXIÓN (período entre el pago y la efectiva disponibilidad de la instalación para su conexión)	Baja tensión sin modificación de red	$P \leq 8,8 \text{ kW}$ $P > 8,8 \text{ kW}$		5 15
	Baja tensión con modificación de red	Sin SE	$P \leq 50 \text{ kW}$	20
			$P > 50 \text{ kW}$	30
		Con SE		40
	Media tensión y subtrasmisión			60

Plazos máximos para cortes y reconexiones

Cortes:

Comunicar con 10 días hábiles de antelación, indicando fecha prevista de corte y fecha última de pago para evitarlo

Compensación por incumplimiento: 30% de la primera factura impaga

Reconexiones:

Pago en oficina del Distribuidor: al día siguiente de efectuado el pago.

Pago en dependencia externa: al día siguiente de los dos días hábiles posteriores de efectuado el pago.

Compensación por incumplimiento: 5 veces la facturación diaria promedio por cada día de atraso en la reconexión.

Apuntes sobre otros controles de la Normativa Comercial

Otros controles Normativa Comercial – Argentina

Facturación Estimada - Se permite estimar hasta el 8 % de la totalidad de las facturas en cada Categoría Tarifaria. En lo que respecta a la facturación individual, se permite estimar 2 bimestres sucesivos o 3 alternados por año por usuario, o 3 meses sucesivos o 4 alternados por año por usuario en el caso que la facturación sea mensual. La penalización prevista por no cumplir con estas exigencias es del 30 % del monto de la Facturación Estimada.

Sobre la facturación se realiza un control diario, haciendo un diagnóstico previo a la emisión de las facturas de todos los usuarios. Este control permite anticipar inconvenientes, en cuyo caso se ordena a la distribuidora abstenerse de facturar (cuando el ENRE constata algún error), y así realizar un monitoreo continuo en el proceso de facturación.

En lo que refiere a la resolución de reclamos por errores de facturación, se exige la resolución del reclamo en la próxima facturación y en caso de incumplimiento la penalización es del 50 % de la facturación objeto de reclamo.

En la inspección de locales comerciales se verifica la atención que se brinda a los usuarios y la presencia de carteles informativos con el contenido del Reglamento de Suministro, como también la información pertinente del Contrato de Concesión. También se controlan los tiempos de espera en la atención al público, la existencia de la credencial de identificación de los empleados de la empresa, la existencia y puesta a disposición de los clientes del correspondiente libro de quejas, la comodidad de las instalaciones y el cumplimiento de los horarios de atención al público.

En lo que respecta a la atención telefónica, la Resolución ENRE N° 270/08 establece un conjunto de indicadores, tanto cualitativos como cuantitativos.

Otros controles Normativa Comercial – Brasil

Otros plazos fijados dentro de la normativa comercial de ANEEL

Fig. 131

Artigo	Descripción	PlazoRegulado
art. 30	Inspección, área urbana	3 días hábiles
art. 197	Soluciónde reclamo	5 días hábiles
art. 197	Soluciónde reclamo con visita técnica	15 días
art. 206	Verificaciónde equipo, resarcimientopor daños eléctricos	10 días
art. 207	AnálisisFinal -resarcimientode daños eléctricos	15 días
art. 208	Pagamento -resarcimientode daños eléctricos	20 días

Otros controles Normativa Comercial – México

Evaluación mensual de las inconformidades de los usuarios

Fig. 132

Indicador	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Inconformidades por mil usuarios-mes	4.98	5.44	5.15	4.54	4.4	4.34	3.90	3.60	3.45	3.49/ ₁

Otros controles Normativa Comercial – Panamá

Estimaciones en la facturación

Fig. 133

CLASIFICACION DEL ÁREA	CANTIDAD DE FACTURAS ESTIMADAS EN 12 MESES
Área Urbana	2 facturas
Área Sub urbana	2 facturas
Área Rural Concentrada	3 facturas
Área Rural Dispersa	3 facturas

Reclamaciones por inconvenientes en la facturación

Fig. 134

CLASIFICACION DEL ÁREA	TIEMPO DE RESPUESTA DE LA EMPRESA
Área Urbana	Solución del reclamo dentro de 15 días calendario, el cual debe reflejarse en la próxima facturación. Respuesta por escrito al cliente dentro de 15 días calendario, que repose en la Agencia más cercana al cliente.
Área Sub urbana	
Área Rural Concentrada	
Área Rural Dispersa	

Reclamaciones por funcionamiento del medidor

Fig. 135

CLASIFICACION DEL ÁREA	TIEMPO DE RESPUESTA DE LA EMPRESA (Después de recibida la reclamación)
Área Urbana	Visita al sitio dentro de 5 días hábiles; y solución y respuesta por escrito dentro de 15 días calendario.
Área Sub urbana	Visita al sitio dentro de 6 días hábiles; y solución y respuesta por escrito dentro de 15 días calendario.
Área Rural Concentrada	Visita al sitio dentro de 7 días hábiles; y solución y respuesta por escrito dentro de 15 días calendario.
Área Rural Dispersa	Visita al sitio dentro de 8 días hábiles; y solución y respuesta por escrito dentro de 15 días calendario.

Otros controles Normativa Comercial - Uruguay

Calidad del servicio comercial:

Facturación con base en consumos estimados

Errores de facturación

Respuesta a reclamos

También se reglamenta la información mínima que debe contener la factura y el plazo de entrega de estas.

Con respecto a las reclamaciones de los clientes se establece un plazo máximo de 15 días hábiles para las respuestas

Compensación por incumplimiento: 30% de la facturación diaria promedio por cada día de atraso en la respuesta.

ANEXO 4. INCENTIVOS, SANCIONES Y COMPENSACIONES



Los incentivos y/o penalizaciones que se propongan aplicar a las empresas responsables del suministro eléctrico deben conseguir que las mismas inviertan hasta alcanzar el nivel óptimo social, que es aquel para el cual se minimiza el Costo Social Neto de la calidad³⁶. Este costo contempla los costos de inversión, operación y mantenimiento de la empresa, así como los costos soportados por los clientes asociados a las interrupciones del suministro. El Costo Social Neto es el costo soportado por la sociedad en su conjunto en la prestación del servicio considerado, para cuyo cálculo es necesario conocer el costo de suministrar el mismo y su función de utilidad para los clientes, considerando costos alternativos de sustitución.

Sobre este particular, la CEER recomienda³⁷ a los organismos reguladores adecuar las sanciones e incentivos (rewards) con el fin de mantener o mejorar los niveles de calidad del suministro, siempre que esto resulte económicamente viable. Para ello resalta la necesidad de realizar estudios de estimación de los costos que incurren los clientes como consecuencia de las interrupciones eléctricas.

La práctica habitual históricamente utilizada por los organismos reguladores es la de aplicar sanciones en el caso que no se cumplan con estándares de calidad, pero también existen ejemplos de aplicación de incentivos que fomentan las acciones de las empresas para mejorar la calidad del servicio.

En varios de los países que se encuentran en la órbita del CEER existen esquemas combinados de penalizaciones y recompensas, tendientes a incentivar las acciones de las empresas que mejoren la fiabilidad del suministro eléctrico. La información obtenida de estudios de estimación de costos es frecuentemente utilizada para fijar estos esquemas.³⁸

Incentivos, sanciones y compensaciones – Argentina

El Subanexo 4 del Contrato de concesión impone a las distribuidoras el control de la calidad del servicio. En el mismo se fijan multas que tienen un doble objetivo: resarcir al usuario por recibir una calidad menor a la pactada y dar una señal a las empresas para que realicen inversiones.

La implementación de las sanciones se programó en forma escalonada. En la Etapa Preliminar que fue desde el 1º Setiembre de 1992 al 31 agosto 1993 no se preveían penalizaciones. En la Etapa 1 (1º Setiembre 93 - 31 agosto 96) se penalizó por incumplimiento de los valores de los indicadores colectivos. En la Etapa 2 (1º Setiembre 96 en adelante) se sanciona por incumplimiento de los indicadores a nivel de suministro.

36. Calidad del servicio: regulación y optimización de inversiones-Universidad Pontificia de Comillas

37. 5th CEER BENCHMARKING REPORT ON THE QUALITY OF ELECTRICITY SUPPLY

38. 5th CEER BENCHMARKING REPORT ON THE QUALITY OF ELECTRICITY SUPPLY

Se previó la aplicación de sanciones en los casos de apartamientos de las tolerancias establecidas para cada Etapa

Fig. 144

	PRELIMINAR 1 año	ETAPA 1 3 años	ETAPA 2
SERVICIO TÉCNICO	no se controla	Indices Globales	Indices por cada usuario
PRODUCTO TÉCNICO	no se controla	Nivel de tensión	Nivel de Tensión Perturbaciones
SERVICIO COMERCIAL	no se controla	Tiempo de conexión facturación estimada Errores de facturación Suspensión de suministro Quejas	Tiempo de conexión Facturación estimada Errores de facturación Suspensión de suministro Quejas

En lo que refiere a la Calidad del Producto se fijan penalizaciones en función del apartamiento del voltaje entre 0,005 U\$/kWh y 1,000 U\$/kWh

Incentivos, sanciones y bonificaciones – Brasil

ANEEL publica en su sitio web (<http://www.aneel.gov.br/indicadores-de-compensacao-de-continuidade>) las compensaciones que se pagan a los clientes relacionadas con incumplimientos a los estándares de calidad del servicio.

Los valores son informados por las distribuidoras dentro de los 3 meses después de la determinación del indicador y están sujetas a la supervisión de la ANEEL.

Para los indicadores DIC, FIC y DMIC, los informes de compensación están disponibles a partir de 2010 y para el indicador DICRI los informes de compensación están disponibles a partir de 2012.

Se adjunta ejemplo extraído del sitio web de ANEEL de las compensaciones pagadas por la empresa concesionaria ELECTROPAULO en el año 2015

Fig. 145

Índices de Compensação de Continuidade					
Região SUDESTE					
ELETROPAULO - 2015					
Compensações	DIC, FIC e DMIC			DICRI	Total
	Mensais	Trimestrais	Anuais	Mensais	
Quantidade das compensações	12.005.290	3.125.789	2.617.784	665.709	18.414.572
Valor das compensações (R\$)	86.752.135,39	12.699.802,65	20.406.464,21	6.477.035,63	126.335.437,88

Fig. 146

 ELETROPAULO

Como casos particulares, se observa que para algunas empresas que tuvieron transferencia del control societario, se estructuraron planes de recuperación durante un cierto período, dentro de los cuales se asignaron los recursos que corresponderían a compensaciones individuales a los clientes, para inversiones en el área de concesión.

La evolución en los últimos cuatro años de la cantidad de compensaciones y de los montos de las sanciones aplicadas a las distribuidoras por continuidad del suministro, muestra un notorio crecimiento tanto en la cantidad de compensaciones como en el total de los montos de las sanciones aplicadas.

Fig. 147

Compensação de continuidade das distribuidoras		2012	2013	2014	2015
Total geral	Quantidade	107.223.354	104.753.286	108.411.195	123.930.739
	Valor (R\$)	437.465.700,93	375.950.421,78	382.258.016,52	644.022.545,23

Fig. 148

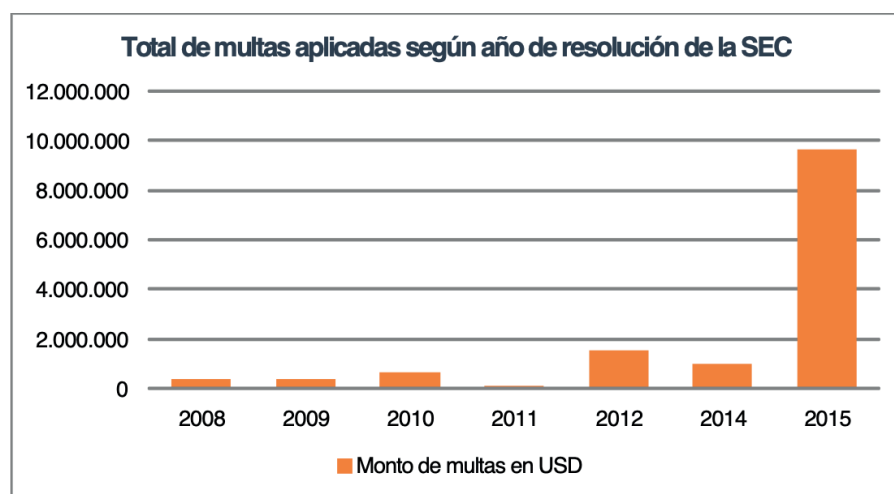


Esta evolución ha preocupado a ANEEL que ha manifestado estar analizando la pérdida de calidad particularmente en el último año.

Incentivos, sanciones y bonificaciones – Chile

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles de Chile sanciona por incumplimiento a las normativas reglamentarias a las empresas concesionarias del servicio eléctrico. El monto total de las multas aplicadas en el período 2008-2015 supera los 13.000.000 de dólares americanos, verificándose un marcado aumento de estas en el año 2015 en el que se aplicó un 71 % del total de período, concentrándose en este último año el 65 % del monto en 3 de las 32 empresas sancionadas.

Fig. 149



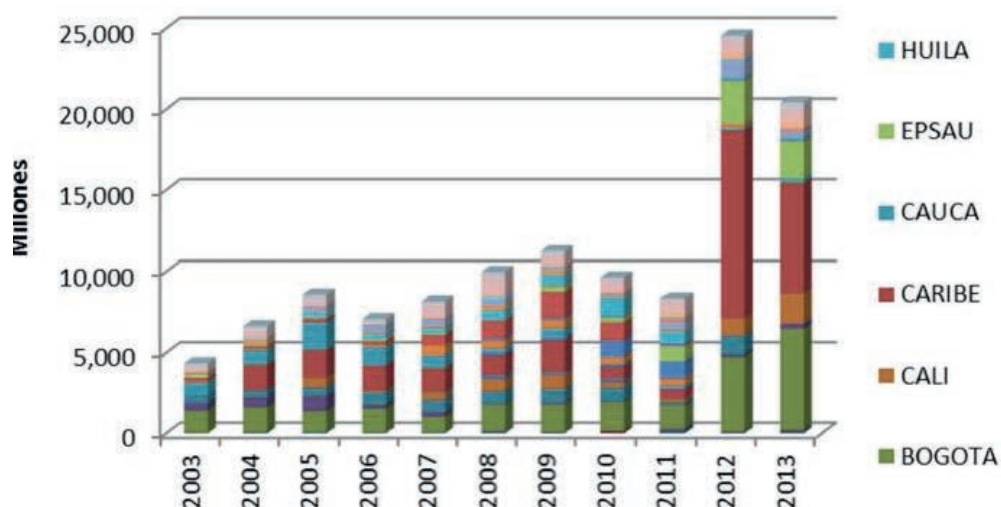
Información extraída del documento elaborado por la CREG en 2014 sobre la METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL PERIODO TARIFARIO 2015 -2019

Incentivos, sanciones y bonificaciones – Colombia

Los valores compensados a los usuarios por el incumplimiento de los límites de calidad se presentan en la siguiente gráfica, en la cual se visualiza la evolución de los montos de las compensaciones reportados a la base de datos comercial del Sistema Único de Información Pública (SUI).

Gráfico confeccionado por la CREG

Fig. 150

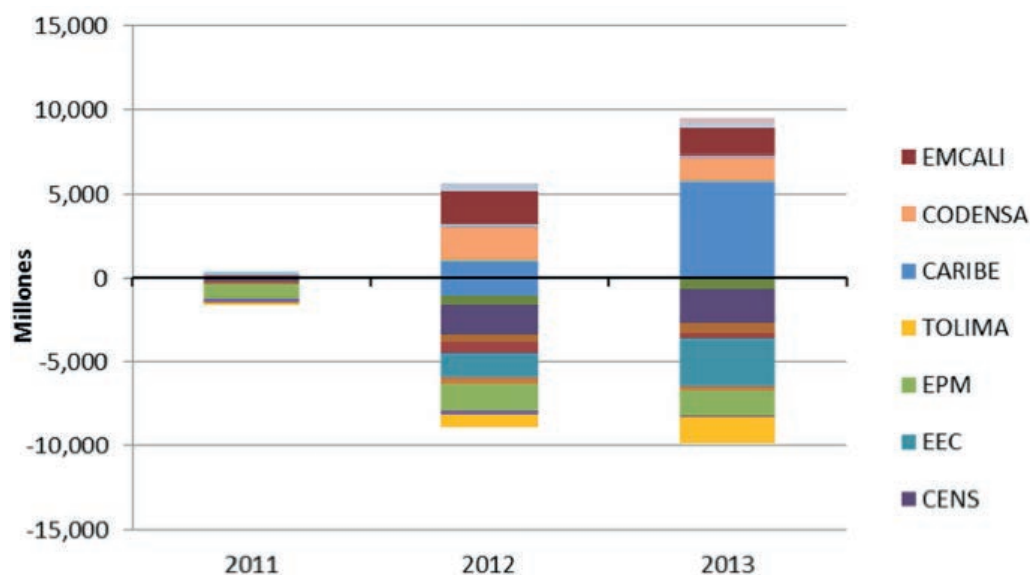


De la gráfica se puede concluir que los valores compensados aumentaron significativamente desde el año en el cual se comenzó con la aplicación del esquema de control de la calidad aprobado por Resolución CREG097 de 2008. Especialmente se observa que las empresas que más participación tienen en las compensaciones se encuentran aplicándolo. No obstante, durante la revisión de la información se observaron valores de compensación muy altos, que superan los topes establecidos en la regulación, por lo que se puede concluir que esta información no corresponde fielmente a la compensación realmente entregada a los usuarios.

En cuanto a los incentivos positivos y negativos otorgados a las empresas por la mejora o deterioro de la calidad promedio de su sistema, en la gráfica que se presenta a continuación se visualiza la variación de estos en el período 2011-2013.

Gráfico confeccionado por la CREG

Fig. 151



Debido a que el 2011 fue el primer año de aplicación y que el incentivo se hace efectivo a partir del sexto mes siguiente al inicio de la aplicación del esquema de control de la calidad de la CREG097, en ese año los valores por incentivo fueron bajos.

A partir del 2012, año en el que ya se encontraban aplicando el esquema 17 OR, se observa el efecto real de la aplicación de los incentivos. La gráfica muestra que hubo empresas que recibieron mayores valores de incentivos positivos o negativos, en comparación con otras.

Este esquema de regulación de la calidad del servicio según CREG ha permitido que la información resultante respecto a la calidad sea más confiable en la medida en que lo establecido en la Resolución CREG 097 enfatizó la obligación de mejora en los procesos de recolección y captura de la información de continuidad del servicio. Estos cambios además estuvieron acompañados de una mayor exigencia en la posibilidad de excluir interrupciones en el cálculo de los indicadores.

Si bien la información reportada durante los dos últimos años muestra mayor duración y frecuencia de las interrupciones, la CREG indica que debe tenerse en cuenta que en esos años se mejoraron los procesos de reporte de información y esto pudo influir en este comportamiento. Por esta razón, plantea que se requiere un mayor tiempo de aplicación del esquema para considerar el efecto real de los incentivos y las compensaciones.

En la nueva Propuesta de Norma Reglamentaria publicada recientemente por CREG024-2016, se propone que el desempeño de cada Operador de Red (OR) en términos de la calidad promedio brindada a sus usuarios, cause la aplicación de un incentivo expresado como un valor que se adiciona o se resta del ingreso anual a reconocerle. El OR tendrá incentivo tanto por el desempeño alcanzado en términos de duraciones, medido con el indicador SAIDlj,t, como en términos de frecuencia, medido por el indicador SAIFlj,t. Para establecer el desempeño en la calidad promedio brindada por un OR durante un año determinado, se comparará el resultado de cada uno de los indicadores SAIDlj,t y SAIFlj,t, de ese año con respecto a la meta de calidad promedio fijada para el mismo año.

También se define la aplicación de un esquema de compensaciones con la evaluación de los indicadores de calidad mínima mensual, DIUGm,j,q y FIUGm,j,q establecidos por cada OR. Se propone comparar estos indicadores contra los indicadores de calidad individual alcanzados por el OR para cada uno de sus usuarios en el correspondiente mes y en el correspondiente grupo de calidad. La calidad individual alcanzada se medirá para cada usuario con los indicadores DIUu,m y FIUu,m .

En cada factura de los usuarios se propone que la empresa deberá indicar el nivel de calidad mínimo garantizado al cual tiene derecho el usuario en cada uno de los meses facturados y la calidad individual alcanzada por el OR en los mismos meses.

En otra propuesta complementaria (CREG176) se hacen ajustes en el esquema de incentivos a lo propuesto en la CREG024, fijando en particular máximos para los incentivos relacionados con los indicadores SAIDI y SAIFI. Para cada indicador, SAIDI y SAIFI, se fija un máximo de 6 % del CAPEX anual: 3 % como incentivo fijo al alcanzar la meta y 3 % máximo en una curva variable que depende de la mejora adicional.

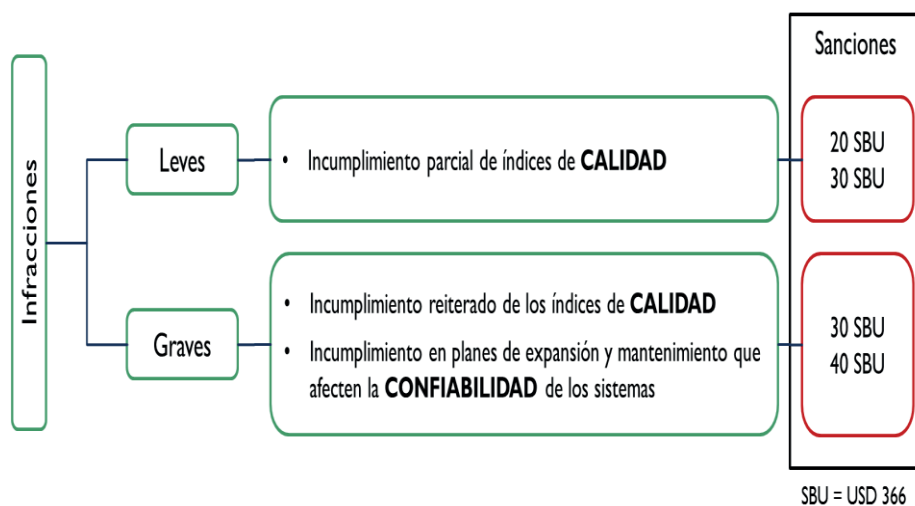
Incentivos, sanciones y compensaciones – Ecuador

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica – LOSPEE, establece en el Art. 66 los tipos de infracciones y sanciones, tales como: Infracciones leves e Infracciones graves.

Los montos de las sanciones se establecen en el índice Salarios Básicos Unificados (SBU), que para el año 2016 correspondió la equivalencia de 1 SBU = 366 USD.

Las infracciones se clasifican en Leves y Graves aplicándose el siguiente criterio de sanción

Fig. 152



Incentivos, sanciones y compensaciones – México

De conformidad con el artículo 12, fracciones XLIX y L de la LIE, la CRE está facultada para expedir y vigilar el cumplimiento de las disposiciones administrativas de carácter general en relación con las atribuciones que dicho ordenamiento le confiere, así como imponer las sanciones que correspondan.

En términos de lo establecido en el artículo 165, fracciones I y II de la LIE, se aplicarán con multas del dos al diez por ciento de los ingresos brutos percibidos en el año anterior por dejar de observar, de manera grave a juicio de la CRE, las disposiciones en materia de la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del SEN, así como multas de cincuenta mil a doscientos mil salarios mínimos por incumplir las disposiciones en materia de la Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad del SEN.

Incentivos, sanciones y compensaciones – Panamá

Las compensaciones económicas a los clientes afectados por un suministro que no se ajuste a las tolerancias de los indicadores, tienen como objetivo, además de la propia compensación por el servicio inadecuado, actuar como incentivo para la empresa concesionaria para mejorar la calidad del servicio y como una señal para la inversión en recursos que conlleven a esas mejoras.

En los casos en que se verifique la existencia de apartamientos a los límites establecidos para cada uno de los parámetros o indicadores por el cliente, la empresa distribuidora aplicará las compensaciones a los clientes mediante créditos a su favor en la facturación.

Para los Indicadores Globales, los incumplimientos de las metas conllevan penalizaciones las que son acumuladas anualmente por las empresas y utilizadas en un fondo para inversiones de mejoras a las redes eléctricas, las cuales son determinadas por la ASEP.

En el caso de incumplimiento de las tolerancias de los indicadores globales, por cada punto porcentual de apartamiento de los límites, se sanciona a la empresa según la cantidad de clientes afectados de acuerdo con la siguiente tabla.

Fig. 153

CANTIDAD DE CLIENTES	MONTO DE COMPENSACIÓN POR CADA PUNTO DE APARTAMIENTO
Hasta 20.000	US\$ 2,000.00
Mayor a 20.000 hasta 100.000	US\$ 10,000.00
Mayor a 100.000 hasta 200.000	US\$ 20,000.00
Mayor a 200.000 hasta 300.000	US\$ 30,000.00
Mayor a 300.000 hasta 400.000	US\$ 40,000.00
Mayor a 400.000	US\$ 50,000.00

Incentivos, sanciones y compensaciones – Perú

En lo que refiere a la evaluación de la continuidad del suministro, en las zonas urbanas se compensa a los clientes en forma individual cuando se superan las tolerancias establecidas para los indicadores N y D. En la zona rural se evalúa la continuidad del servicio por sistema eléctrico y no se paga al usuario final, sino que se entrega al OSINERGMIN para que los transfiera al Ministerio de Energía y Minas para contribuir a la ampliación del sistema eléctrico. Esto último está previsto que se modifique con una nueva normativa que está en elaboración llevando las compensaciones al cliente también para las zonas rurales.

En el reciente Decreto Legislativo 1221 de 2015 se promueve la mejora de la calidad del servicio eléctrico a través de incentivos o penalidades que se incluyen en la tarifa. Para la fijación de las metas de calidad que deben cumplir las empresas se parte de la calidad existente y luego sigue un período de transición de hasta dos años.

En los últimos años se ha observado que, en las zonas urbanas, el porcentaje de clientes compensados en forma individual por no haber recibido una calidad del servicio de acuerdo con la normativa (se superaron las tolerancias de N y D) se ha mantenido casi constante en un 20 % de los clientes totales. Los montos totales de las compensaciones también se han mantenido aproximadamente constante en valores del orden de los 3:500.000 USD por semestre. En promedio el cliente urbano recibe 3.5 USD por semestre en los sectores donde se excedió la tolerancia de los indicadores.

El cálculo de sanciones está diseñado en procedimientos específicos bajo un concepto disuasivo. Para el cálculo de estas se utiliza la siguiente fórmula:

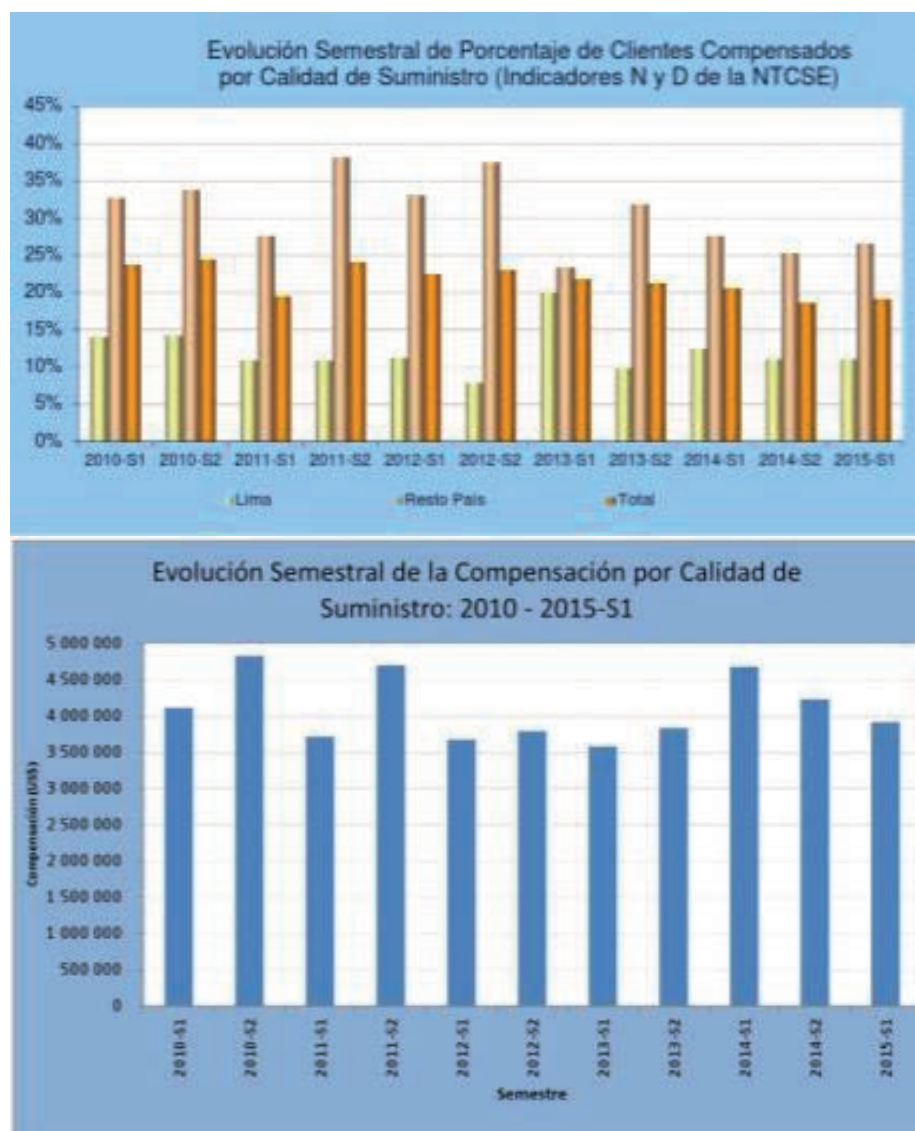
$$\text{Compensación} = e * E * \text{ENS}$$

Donde $e = 0,35 \text{ USD/kWh}$ en la etapa III

E = factor según rango de transgresión de los indicadores N y D

ENS = Energía teórica no suministrada al cliente

En https://issuu.com/osinergmin/docs/estadistica_de_calidad_de_suministro?e=14826589/30563719 se encuentra publicada la cantidad de clientes con compensación, así como la evolución semestral de las compensaciones otorgadas a clientes por calidad del suministro desde el año 2010.



Incentivos, sanciones y compensaciones – Uruguay

En Uruguay la URSEA realiza evaluaciones semestrales del cumplimiento de las metas y exigencias establecidas en el Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica y según corresponda se aplican sanciones a la empresa eléctrica estatal, las que en su mayoría se traducen en bonificaciones a aplicar en las facturas de los clientes.

En todos los casos, el valor de la compensación es proporcional:

al desvío respecto a la meta que se trate,

a la facturación horaria promedio del usuario afectado,

a un factor de amplificación que tiene en cuenta la relación entre el valor de la energía no suministrada y el precio de la energía (factor “fvns” es un factor de amplificación que tiene en cuenta la relación entre el valor de la

energía no suministrada y el precio de la energía. Actualmente este valor es igual a 15)

Con respecto al incumplimiento de las metas de los indicadores relacionados con la continuidad del suministro se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

Incumplimiento de metas individuales:

Si a un usuario le corresponde compensación por incumplimiento de las metas Tci y Fci simultáneamente, se le aplica la mayor de las dos compensaciones.

La compensación por incumplimiento de la meta Dmaxi se aplica siempre.

Incumplimiento de metas de indicadores colectivos:

Si un agrupamiento supera su meta, se compensa a los usuarios de ese agrupamiento cuyo indicador individual supere la meta del agrupamiento.

Si a un usuario del agrupamiento que incumplió le correspondió también compensación por el desvío respecto a metas individuales, se le compensa únicamente por el complemento.

Si a un usuario le corresponde compensación por incumplimiento de las metas Tca y Fca simultáneamente, se le aplica la mayor de las dos compensaciones.

Ejemplo sanción Tiempo Total de interrupción

Si el valor calculado del Tiempo total de interrupción ponderado $\left(\sum_{k=1}^n w_k f_k t_k\right)$ resultare superior al valor de la Meta de continuidad $(\bar{T}c_i)$, se compensará al Consumidor afectado, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$SC_i = \left(\sum_{k=1}^n w_k f_k t_k - \bar{T}c_i \right) \times \frac{FMP_i}{730} \times f_{VENS}$$

Donde:

t_k es la duración de cada interrupción k , en el Período en consideración

n es el número total de interrupciones del consumidor i

FMP_i es la facturación mensual promedio

f_k y t_k son factores que se aplican según el tipo de interrupción

“ f_{VENS} ” es un factor de amplificación que tiene en cuenta la relación entre el valor de la energía no suministrada y el precio de la energía. Actualmente este valor es igual a 15.



ANEXO 5. VALORACIÓN DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA (ENS)

En el desarrollo de las presentaciones sobre la calidad del suministro del servicio eléctrico, realizadas por los técnicos de los distintos organismos reguladores que intervinieron en el trabajo, se reiteró la inquietud de los participantes de conocer cómo se evaluaba en el resto de los países el costo de la Energía No Suministrada, parámetro utilizado en particular para el cálculo de las compensaciones en varias de las normativas regulatorias expuestas.

Esta inquietud es coincidente con la importancia que la CEER atribuye al costo asociado a las interrupciones del suministro en el documento de Guidelines of good practice on estimation of costs due to electricity interruptions and voltage disturbances publicado por este organismo en el año 2010. En esta publicación el CEER resalta que los resultados de los estudios de estimación de los costos debido a las interrupciones eléctricas resultan ser de vital importancia para poder fijar con propiedad incentivos adecuados para la continuidad del suministro.

La ENS depende de cada tipo de cliente de acuerdo con el uso que hace de la potencia, la energía (curva de carga) e intensidad en su actividad. En líneas generales se considera mayor a 20 veces el precio final del precio de la tarifa.

Apuntes sobre la valoración de la Energía No Suministrada (ENS) **Valoración de la ENS - Argentina**

En la Etapa 1 la Energía no suministrada se valorizó en 1,00 USD/kWh

En la Etapa 2 se valorizó la ENS según el tipo de tarifa del usuario

Tarifa 1R : 1,40 U\$/kWh

Tarifas 1G y 1AP : 1,40 U\$/kWh

Tarifas 2 y 3BT : 2,27 U\$/kWh

Tarifas 3MT y 3AT : 2,71 U\$/kWh

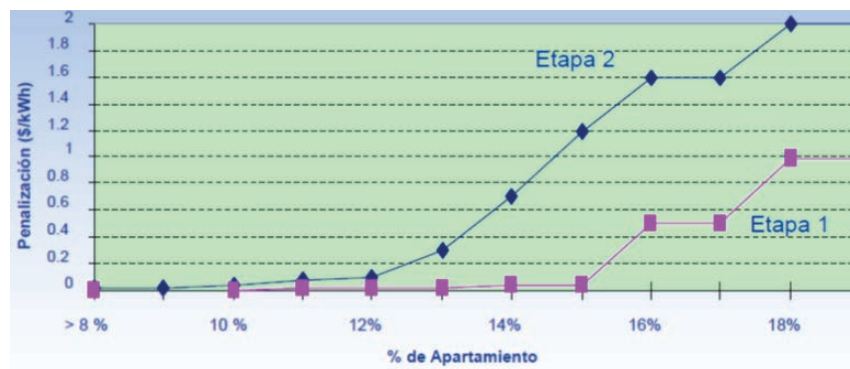
Estos valores en 2001/2002 se pesificaron, aumentando la conflictividad en el relacionamiento entre el Estado y las empresas concesionarias.

En lo que refiere a la Calidad del Producto el valor de la ENS se valora de forma distinta según el porcentaje de apartamiento de la tensión registrada con respecto a la tensión nominal de los suministros según se aprecia en el siguiente gráfico.

Valoración del ENS en Brasil

En Brasil se encuentran en audiencia pública los nuevos valores para la estimación del ENS

Gráfico confeccionado por el ENRE



Valoración de la ENS - Panamá

En Panamá hasta el año 2014 el valor de la energía no suministrada se valoraba en 1,0 USD/kWh. A partir del 2015 este valor pasó a ser 1.85 USD/kWh.

Valoración de la ENS - Perú

El costo de la Energía No Suministrada en Perú utilizado para el cálculo de las compensaciones es de 0.35 USD/kWh. Actualmente se está evaluando llevar este valor a 1 USD/kWh para lograr promover en mayor medida las inversiones necesarias para lograr mejorar la calidad del servicio por parte de las empresas.

En el cálculo de las compensaciones de continuidad del suministro se aplica la siguiente fórmula, en la cual además de la valoración de la ENS se aplica un factor relacionado con el rango de apartamiento de los valores de tolerancia de los indicadores.

$$\text{Compensación} = e * E * \text{ENS}$$

Donde:

$e = 0,35 \text{ USD/kWh}$ en la etapa III

$E =$ factor según rango de transgresión de los indicadores N y D

$\text{ENS} =$ Energía teórica no suministrada al cliente

Valoración de la ENS - Uruguay

En Uruguay, en el cálculo de las sanciones, a la estimación de la energía no suministrada se le aplica un factor de amplificación (f_{vens}) que busca tener en cuenta la relación entre el valor de la energía no suministrada y el precio de la energía que normalmente paga el cliente en su factura. Actualmente el valor de f_{vens} es igual a 15.



ANEXO 6. CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EUROPA

El Consejo de Reguladores Europeos de la Energía (CEER) es la voz de los reguladores nacionales europeos de la electricidad y el gas en la Unión Europea a nivel internacional, y a través de este organismo los reguladores nacionales cooperan e intercambian las mejores prácticas regulatorias.

El CEER realiza periódicamente análisis de la calidad del suministro eléctrico de sus países miembro y publica reportes de Benchmarking de la calidad (CEER Benchmarking Reports on Quality of Electricity Supply), habiéndose publicado hasta la fecha seis de estos reportes.

Estos informes son utilizados como una de las herramientas tendientes a lograr que las compañías eléctricas proporcionen un producto de calidad con una adecuada relación calidad-precio.

A través de esta serie de informes de Benchmarking, el CEER busca difundir los datos sobre la regulación de la calidad del suministro y de los efectos producidos por estos reglamentos en los países individuales que participan aportando información para la confección de los informes.

Los mismos son utilizados como un ejercicio de intercambio de buenas prácticas a través de los cuales se promueve la realización de mejoras continuas a las normas que regulan la calidad del servicio eléctrico. A través de los años los mismos han servido para apoyar y registrar la tendencia positiva que se ha verificado en toda Europa hacia una mejora en la calidad y la regulación en esta materia y que los responsables de la confección de los reportes del CEER creen firmemente que su trabajo colectivo ha contribuido en gran medida a la mejora de la calidad.

A través de estos informes el CEER realiza un trabajo metódico de búsqueda de convergencia de criterios de evaluación de la calidad, así como de selección de indicadores.

A los efectos de ampliar el análisis de Benchmarking de la calidad del suministro eléctrico de los países de América Latina, se consideró oportuno contar con los resultados de este tipo de análisis de países fuera de la región y en particular de los países europeos. Por esta razón se detallan algunas de las conclusiones del último informe de Benchmarking publicado en este año por el CEER.

En el 6º reporte de Benchmarking de la calidad realizado por el CEER, se evalúa la continuidad del suministro eléctrico de 30 países europeos. Al igual que en los reportes anteriores, se remarca que siguen existiendo diferencias en el tipo de interrupciones supervisadas, así como en los indicadores y en los procedimientos de recolección y análisis de datos utilizados por los distintos países de la región.

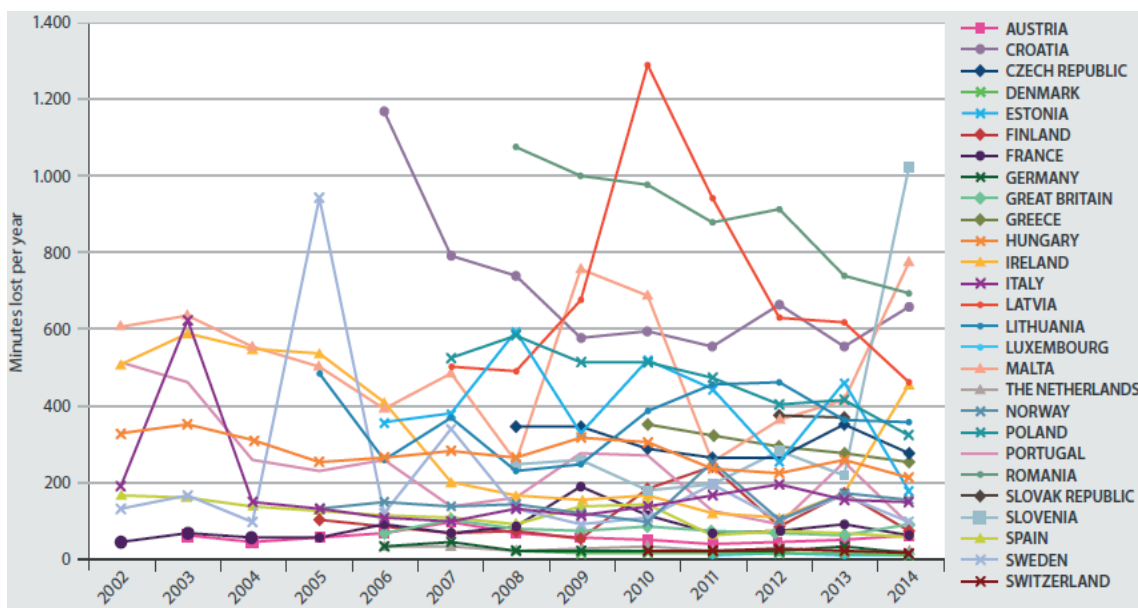
En Europa se aplica una amplia gama de indicadores en general sobre normas derivadas de IEEE1366 tanto ponderando por clientes o por kVA de potencia cortada (SAIFI, SAIDI, CAIDI o ASAI, ASIDI y MAIFI). Los nombres varían según los países, así como tiempos, desagregación en programados y no programados, desagregación de acuerdo con excepcionales y origen de las incidencias por niveles de tensión.

A partir de la ampliación de la Comunidad Europea, las variaciones y los rangos de variación en que se mueven los distintos países se han agrandado. Se adjuntan a continuación gráficas de “Minutos perdidos por año (duración acumulada de corte)” y “Cantidad de interrupciones por año” extraídas del 6º reporte de Benchmarking del CEER.

Se destaca sobre cada una de estas gráficas aspectos que permiten simplificar las comparaciones con las evaluaciones realizadas en el trabajo de Benchmarking de la calidad de los servicios eléctricos de los países de América Latina.

Indicador global de Minutos perdidos por año

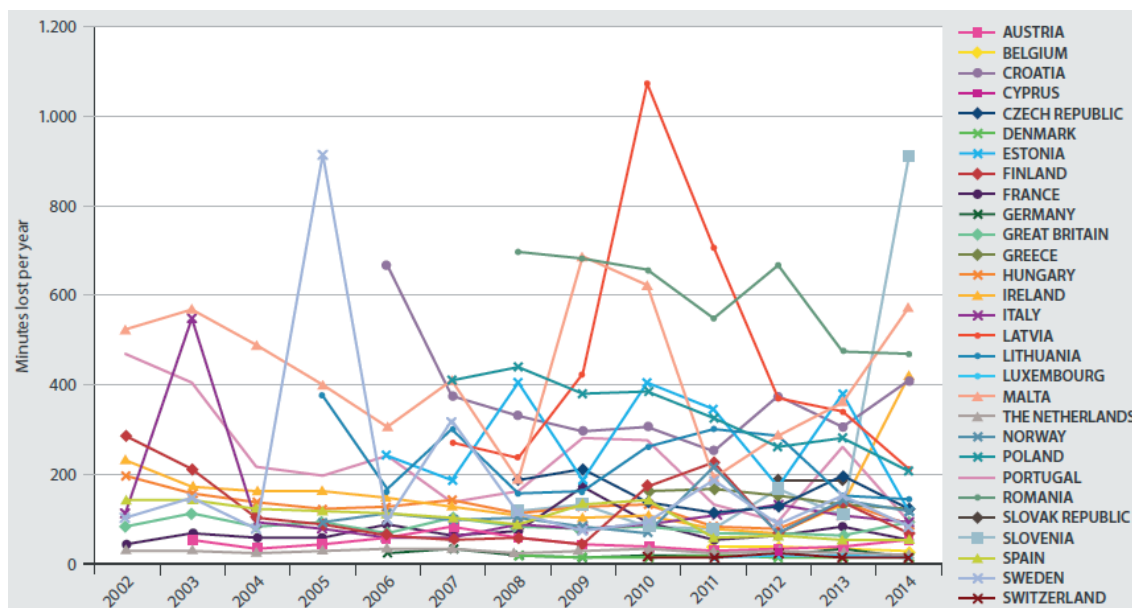
1.- Minutos perdidos (duración acumulada) por año en interrupciones programadas y no programadas, considerando las interrupciones dentro de los Eventos Extraordinarios



En la gráfica se muestra una gama muy amplia de los valores de los indicadores que van desde los 15 a los 1300 minutos. El CEER concluye que no hay tendencias que sean visibles en la evolución de este indicador.

De los 27 países que aportaron esta información, se verificó que en cada año de los últimos cinco registrados, hubo al menos 24 países (89%) que registraron tiempos siempre por debajo de los 600 minutos y 15 por debajo de los 200 minutos. Por lo tanto, vemos un desarrollo dispar de la calidad del servicio que seguramente también se relaciona con el desarrollo económico de los mismos.

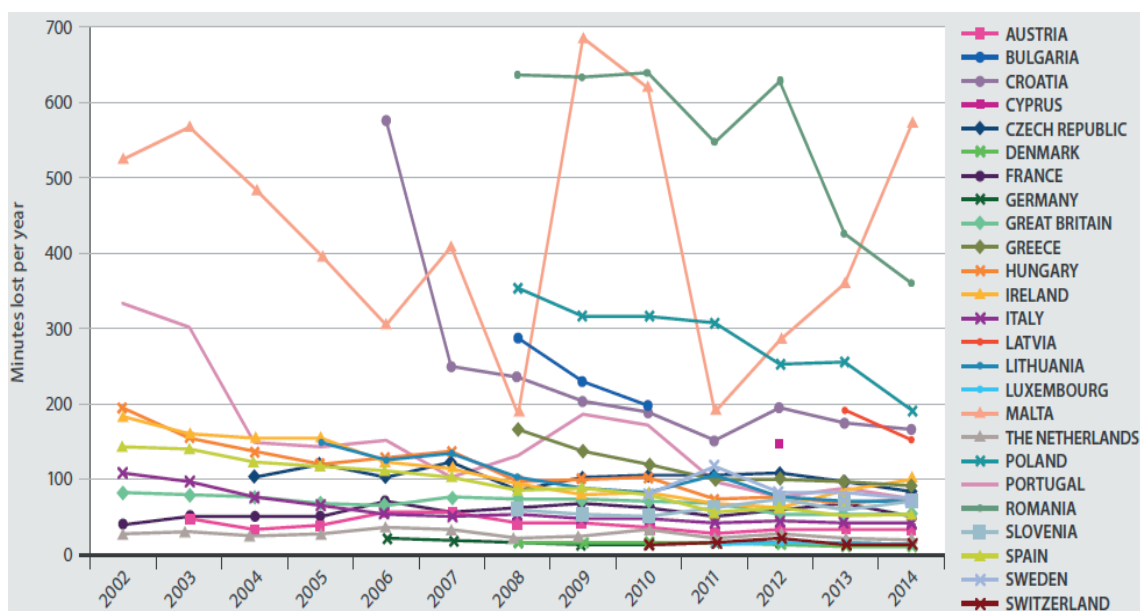
2.- Minutos perdidos por año en interrupciones no programadas, considerando las interrupciones dentro de los Eventos Extraordinarios



Debido a las situaciones climáticas extremas que se han producido en muchos países europeos en los últimos años, los valores muestran una gran cantidad de variaciones.

De los 29 países que aportaron esta información, 14 (48%) registraron siempre valores inferiores a los 200 minutos en el período, y en cada año de los últimos cinco registrados hubo al menos 24 países (83%) que registraron menos de 400 minutos perdidos por año.

3.- Minutos perdidos por año en interrupciones no programadas, sin considerar las interrupciones dentro de los Eventos Extraordinarios

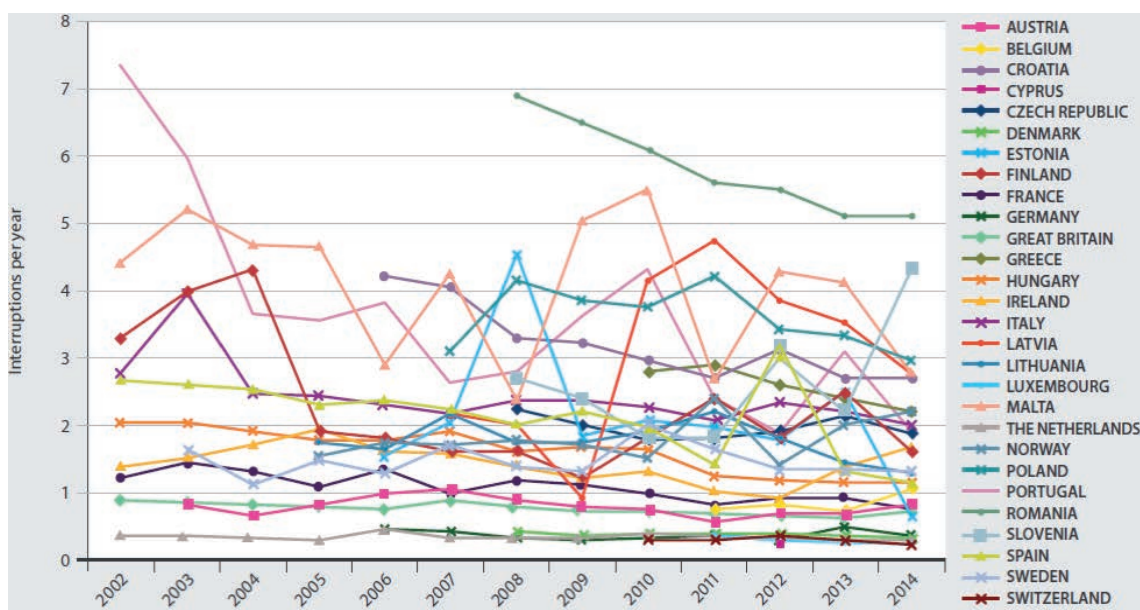


Excluyendo adicionalmente las interrupciones dentro de los Eventos Extraordinarios se observa que los valores filtrados muestran menos variaciones de año a año. Los países están más o menos divididos en dos grupos: uno con valores relativamente altos y variables (Bulgaria, Croacia, Malta, Polonia y Rumania); y otro con valores relativamente bajos y estables que en los últimos años registran valores en general por debajo de los 100 minutos. Según el CEER las curvas de esta figura muestran una tendencia continuamente decreciente en casi todos los países.

De los 25 países que aportaron información en cada año de los últimos cinco registrados hubo al menos 22 países (88%) que registraron menos de 200 minutos perdidos por año.

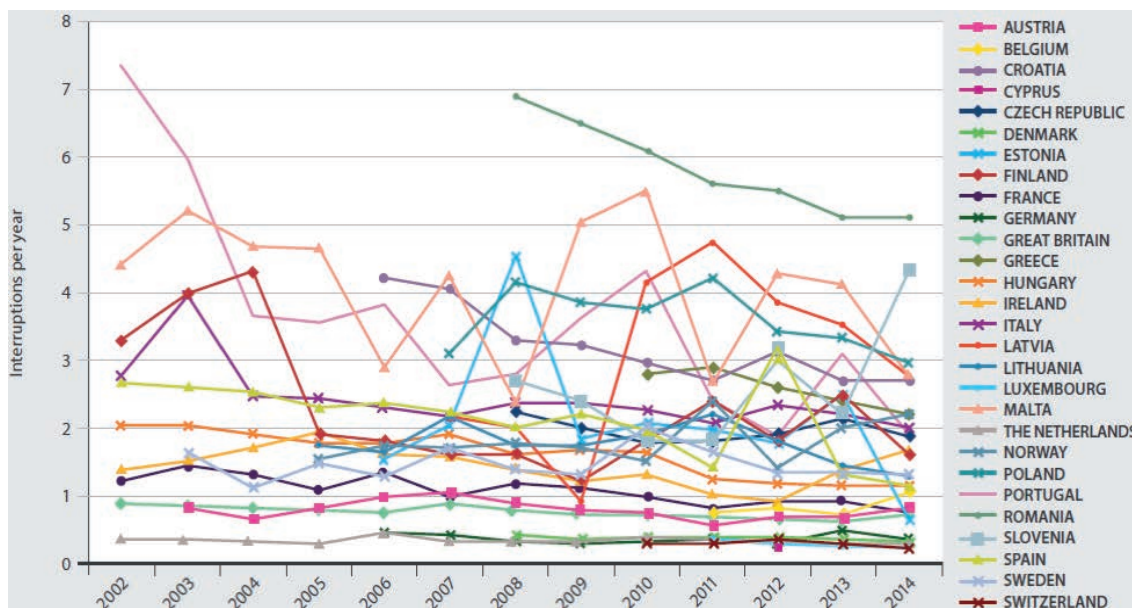
Indicador global de Número de interrupciones por año

1.- Número de interrupciones programadas y no programadas por año, considerando las interrupciones dentro de los Eventos Extraordinarios



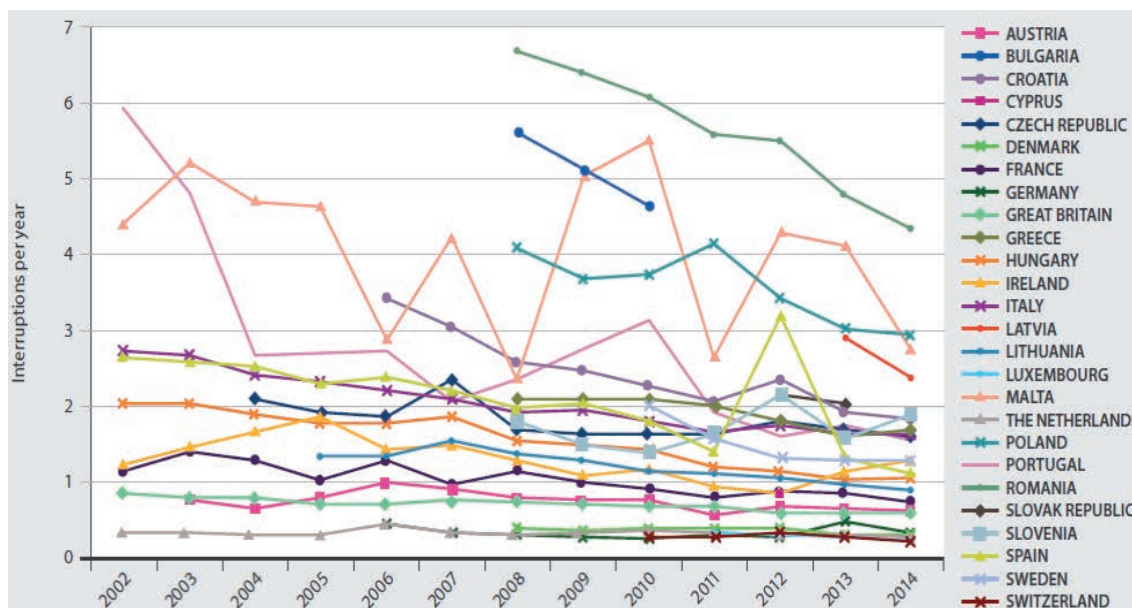
De los 26 países que aportaron esta información 15 (58%) registraron siempre menos de 3 interrupciones por año en el período, y en cada año de los últimos cinco registrados hubo al menos 22 (85%) que estuvieron por debajo de 5 interrupciones al año.

2.- Número de interrupciones no programadas por año, considerando las interrupciones dentro de los Eventos Extraordinarios



De los 28 países que aportaron esta información se verificó que en cada año de los últimos cinco registrados hubo al menos 24 (86%) que estuvieron por debajo de 4 interrupciones al año.

3.- Número de interrupciones no programadas por año, sin considerar las interrupciones dentro de los Eventos Extraordinarios



Según el CEER los niveles de este indicador en los últimos años se mantienen constantes o con una tendencia general hacia un ligero aumento de la calidad en casi todos los países. De los 26 países que aportaron información se verificó que al menos 21 (81%) registraron menos de 3 interrupciones al año en los últimos 5 años.



ANEXO 7. CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN ESTADOS UNIDOS

A efecto de complementar el estudio se recopilieron antecedentes de EUA Información extractada de:

Tracking the Reliability of the U.S. Electric Power System: An Assessment of Publicly Available Information, estudio confeccionado a pedido del State Public Utility Commissions USA – 2008

Evaluation of Data Submitted in APPA's Distribution System Reliability & Operations Survey de los años 2011 y 2015

Assessing Changes in the Reliability of the U.S. Electric Power System: Reporte confeccionado a pedido de la Office of Electricity Delivery and Energy Reliability - National Electricity Delivery Division - U.S. Department of Energy -realizado por el Lawrence Berkeley National Laboratory- 2015

En los trabajos realizados se detectó la problemática de compatibilidad de la información ya expuesta en el informe, lo que no impidió el análisis integrado de la misma y la elaboración de conclusiones.

Un aspecto importante que siempre está en discusión son los eventos de fuerza mayor. Si bien desde la doctrina del derecho queda claro que son aquellos que no pueden ser previstos, y si los son, no pueden ser evitados en la realidad dan lugar a muchas discusiones entre reguladores y regulados.

La norma IEEE1366 ha tratado de sistematizar dicho tratamiento definiendo “Major Events”.

En 2008, en trabajo requerido por el State Public Utility Commissions de Estados Unidos, se recolectó la información sobre calidad de los servicios de 123 empresas de distribución de energía eléctrica y de 37 organismos reguladores (Public Utility Commissions -PUCs). Las empresas relevadas representaban aproximadamente el 60 % de las ventas totales de electricidad del país.

El informe se centró en la evaluación y comparación de los indicadores relacionados con la duración y frecuencia de los cortes de energía (SAIDI y SAIFI),

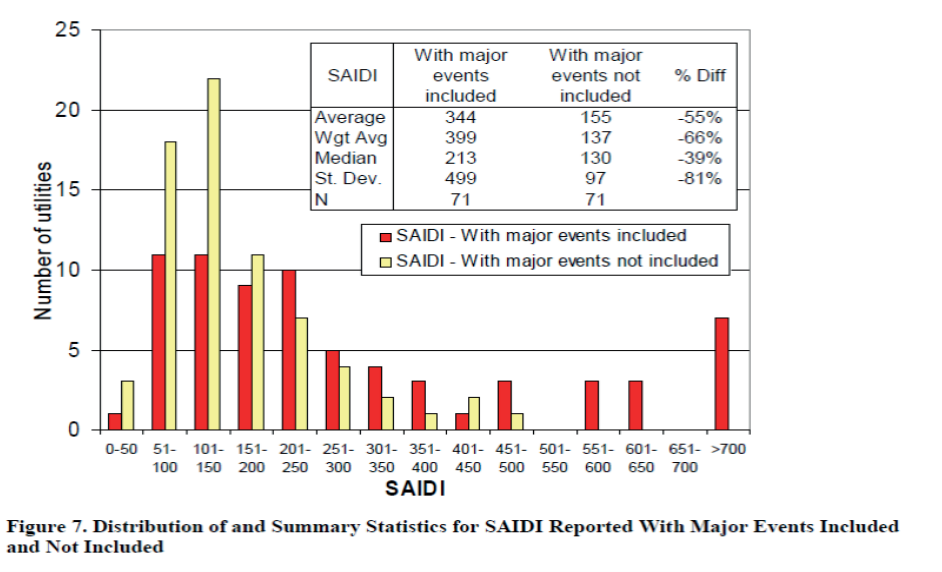
En el impacto de estos fenómenos en el SAIFI y el SAIDI son diferentes.

Los mismos tienen un alto impacto sobre todo en el SAIDI por la propia construcción del indicador y de los aspectos que los conforman. En particular debemos prestar atención a la variable tiempo. Durante estos fenómenos en general se produce un desborde de los recursos de operación, reparación y reconstrucción de infraestructuras los cuales son difíciles de reducir

A título de ejemplo incluyéndose los “Major Events”³⁹, el valor promedio del indicador SAIDI fue de 344 minutos para las 71 empresas que aportaron esta información, registrando la mitad de estas un valor de SAIDI inferior a 213 minutos.

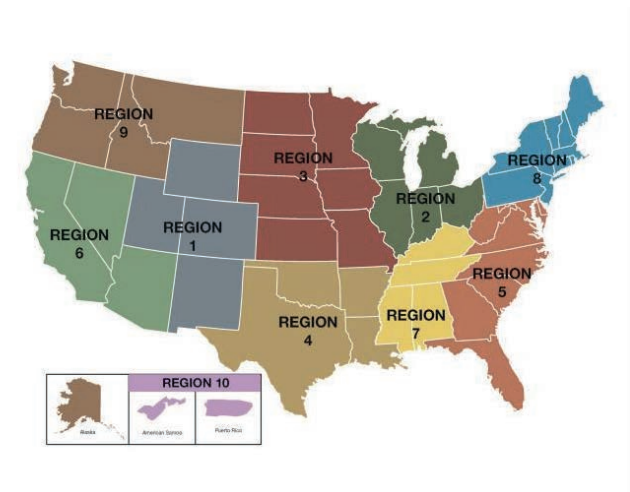
39. Definición de la IEEE 1366

Distribución de los valores del indicador SAIDI reportados por 71 empresas



Con el objeto de tener información que permita evaluar tendencias a lo largo del tiempo de la calidad de los servicios eléctricos en Estados Unidos, se analizaron los reportes de los años 2011 y 2015 de la American Public Power Association (APPA) donde se evaluaron 112 empresas distribuidas en 9 zonas geográficas.

Regiones definidas por APPA



Del reporte del año 2011 se extrae:

Valores de SAIDI

50 % de las empresas registraron valores inferiores a 36.55 minutos
75 % de las empresas registraron valores inferiores a 65.91 minutos
Con un valor medio de 46.36 minutos

Valores de SAIFI

50 % de las empresas registraron valores inferiores a 0.69 cortes de suministro
75 % de las empresas registraron valores inferiores a 1.08 cortes de suministro
Con un valor medio de 0.81 cortes de suministro

Measure	SAIFI	SAIDI
First Quartile	0.29	16.43
Second Quartile (Median)	0.69	36.35
Third Quartile	1.08	65.91
Fourth Quartile	4.13	176.13
Average	0.81	46.36

Se agregan también los valores promedio por región de los indicadores SAIDI y SAIFI relevados en el año 2011

Valores promedios por región del indicador SAIDI para las empresas relevadas por APPA 2011

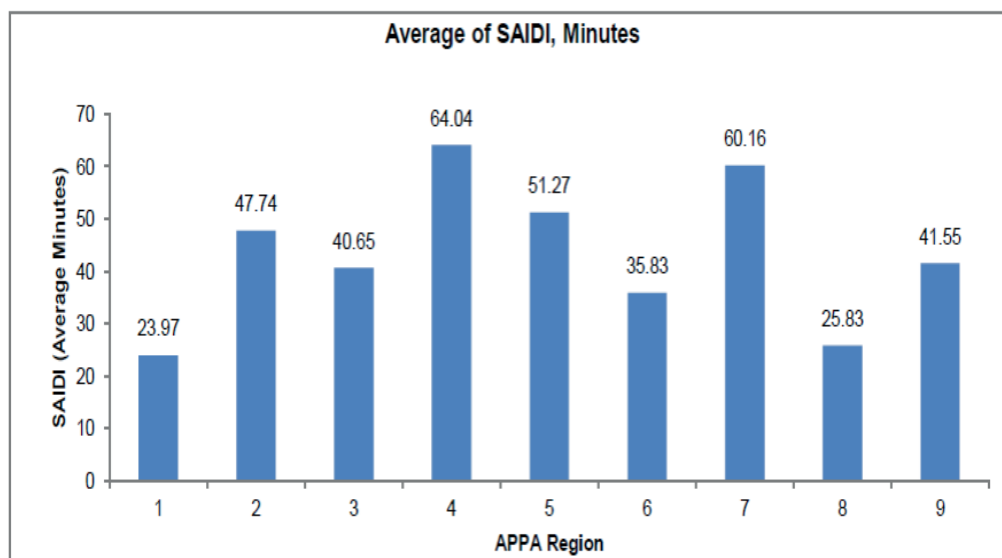


Figure 10: Average SAIDI by APPA region

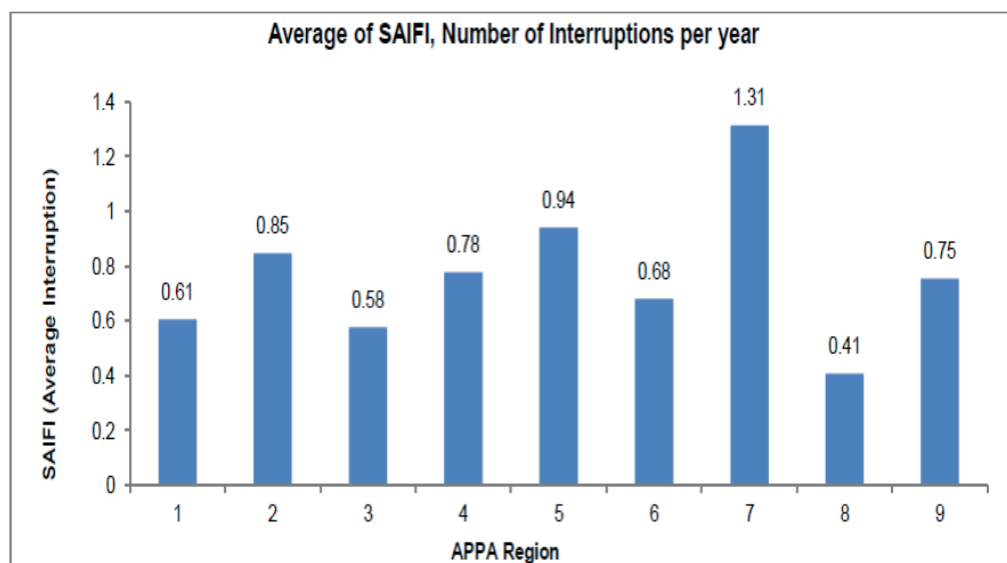


Figure 9: Average SAIFI by APPA region

Del reporte⁴⁰ del año 2015 se extrae:

Valores de SAIDI

50 % de las empresas registraron valores inferiores a 40.80 minutos
 75 % de las empresas registraron valores inferiores a 63.39 minutos
 Con un valor medio de 62.53 minutos

Valores de SAIFI

50 % de las empresas registraron valores inferiores a 0.67 cortes de suministro
 75 % de las empresas registraron valores inferiores a 1.20 cortes de suministro
 Con un valor medio de 0.91 cortes de suministro

	SAIFI	SAIDI
Minimum	0.02	0.31
First Quartile	0.34	17.93
Median Quartile	0.67	40.80
Third Quartile	1.20	63.39
Maximum	3.75	613.49
Average	0.91	62.53

Se agregan también los valores promedio por región de los indicadores SAIDI y SAIFI relevados en el año 2015

40. Se observa que se incluyen datos de empresas que incluyen y otras que no incluyen los Eventos Extraordinarios en los cálculos en un orden de 40 y 60 %

Figure 10: Average SAIDI by APPA region

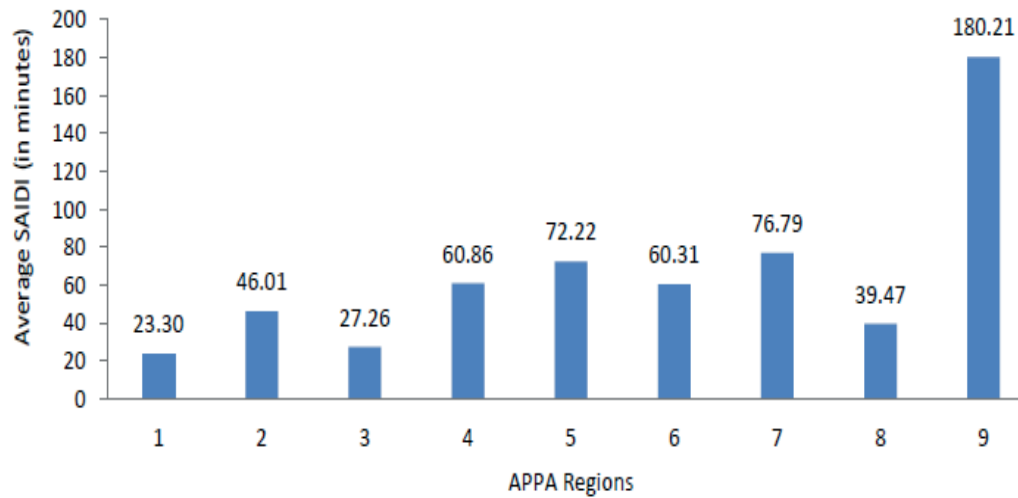
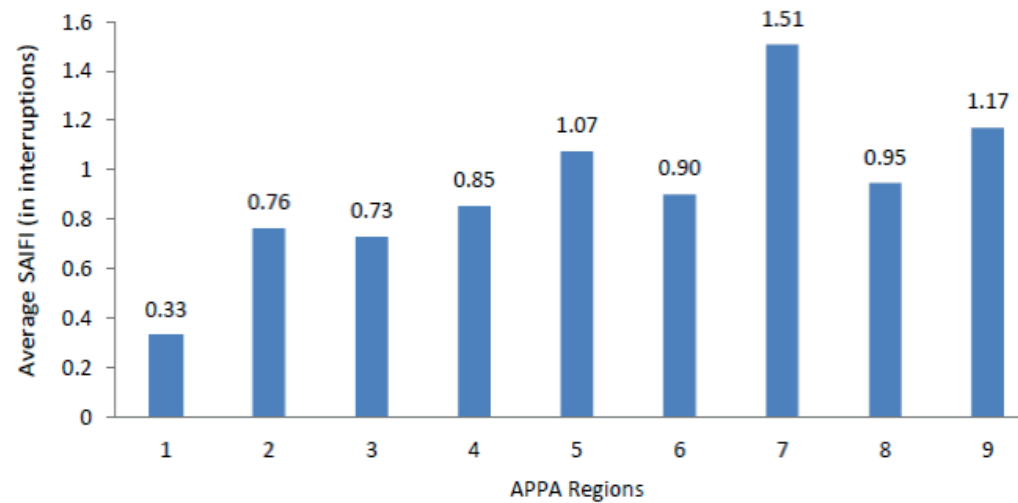
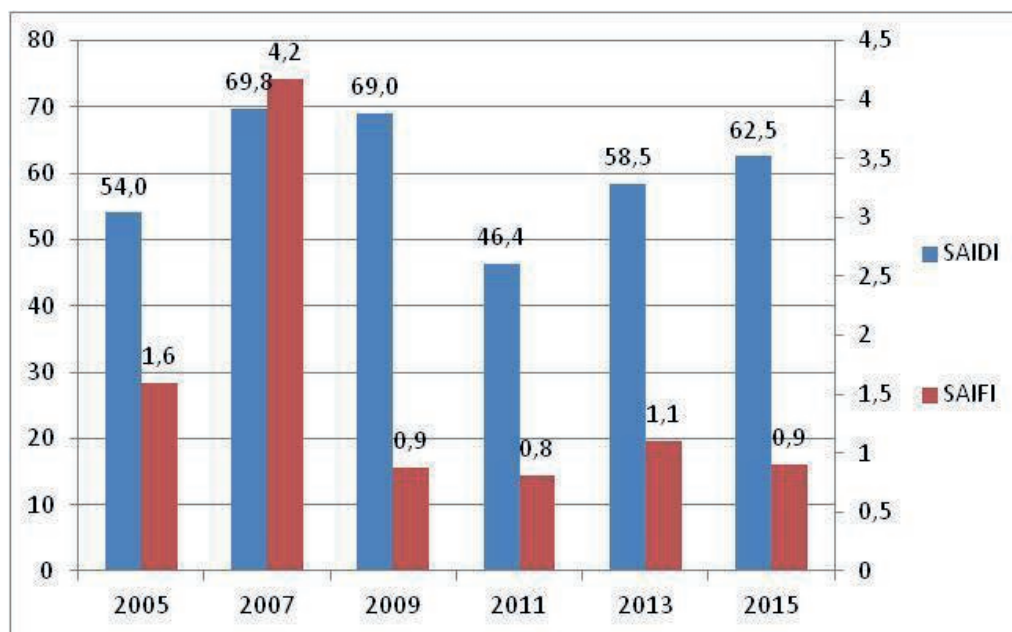


Figure 9: Average SAIFI by APPA region



Completando el análisis se agrega el cuadro y el gráfico de la evolución cada dos años de los valores medios de los indicadores SAIFI y SAIDI desde el año 2005 al 2015.

Survey Year	SAIFI	SAIDI
2005	1.60	54.03
2007	4.18	69.8
2009	0.88	68.98
2011	0.81	46.36
2013	1.11	58.49
2015	0.91	62.53



Del análisis del conjunto de datos relevados se observan importantes diferencias en los niveles de calidad registrados en las distintas zonas clasificadas por APPA.

De lo analizado no se puede concluir que exista un patrón o una clara tendencia en la variación de la calidad del suministro eléctrico de las empresas asociadas a APPA.

En otro estudio⁴¹ realizado en 2015 a pedido de la División Nacional de Distribución de Electricidad del Departamento de Energía de los Estados Unidos, sobre la evaluación de los cambios de la confiabilidad del suministro eléctrico de los servicios eléctricos en Estados Unidos, se recolectó una serie de datos que abarcó los años 2000 a 2012, de los indicadores SAIDI y SAIFI de 152 empresas.

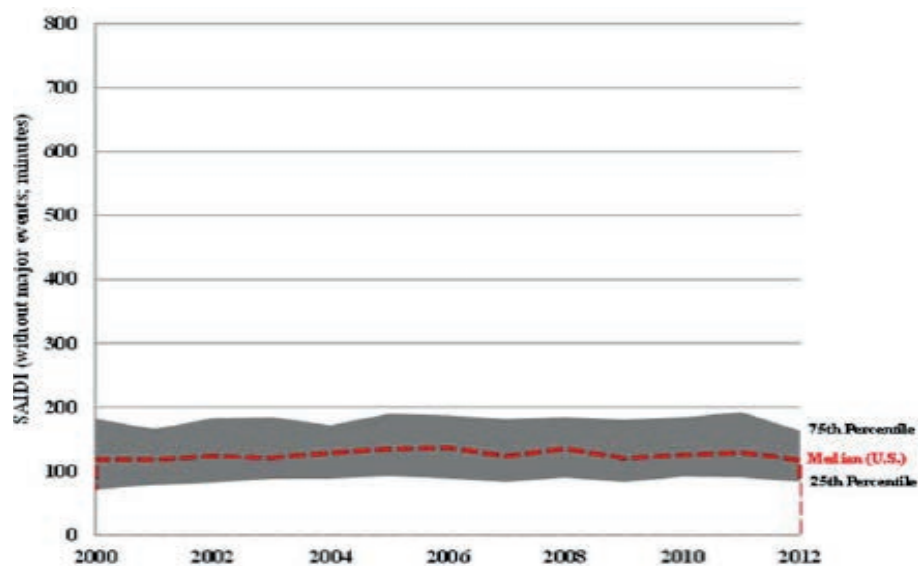
Dentro de la información documentada se graficó la evolución de los valores de los percentiles 25, 50 y 75 de estos indicadores para las empresas analizadas, considerando y sin considerar en el cálculo las interrupciones clasificadas dentro de Eventos Extraordinarios⁴² (Major Events)

40. Assessing Changes in the Reliability of the U.S. Electric Power System

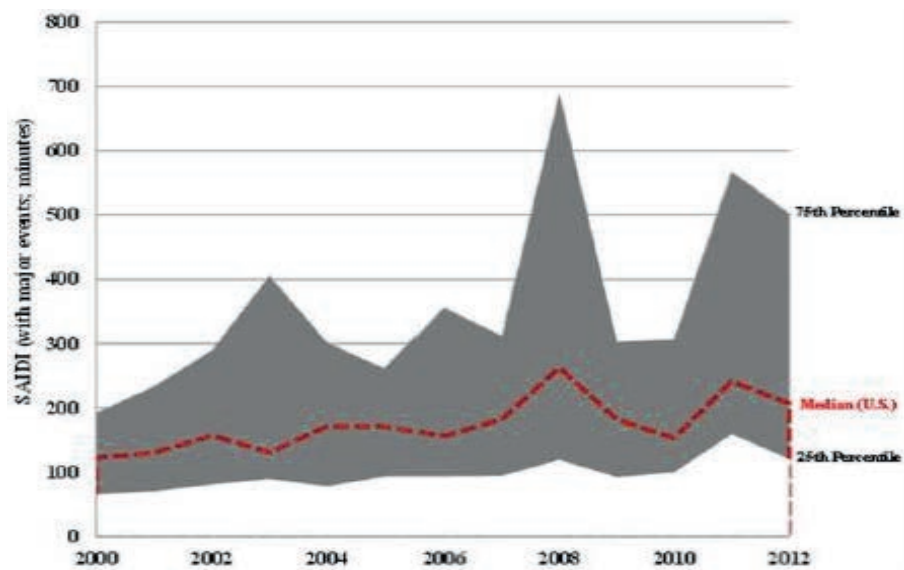
Prepared for the Office of Electricity Delivery and Energy Reliability - National Electricity Delivery Division - U.S. Department of Energy

41. Major Events según definición de la IEEE 1366

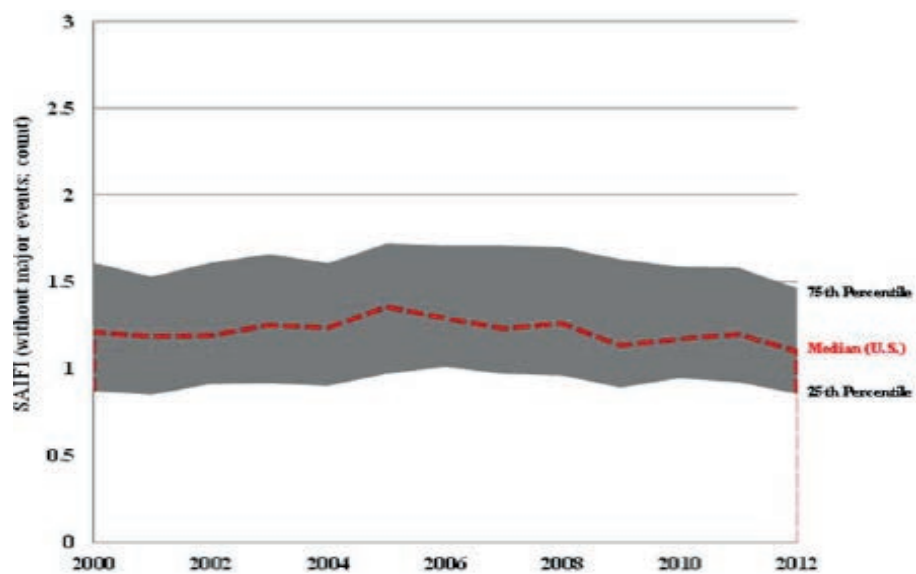
Indicador SAIDI sin considerar Eventos Extraordinarios



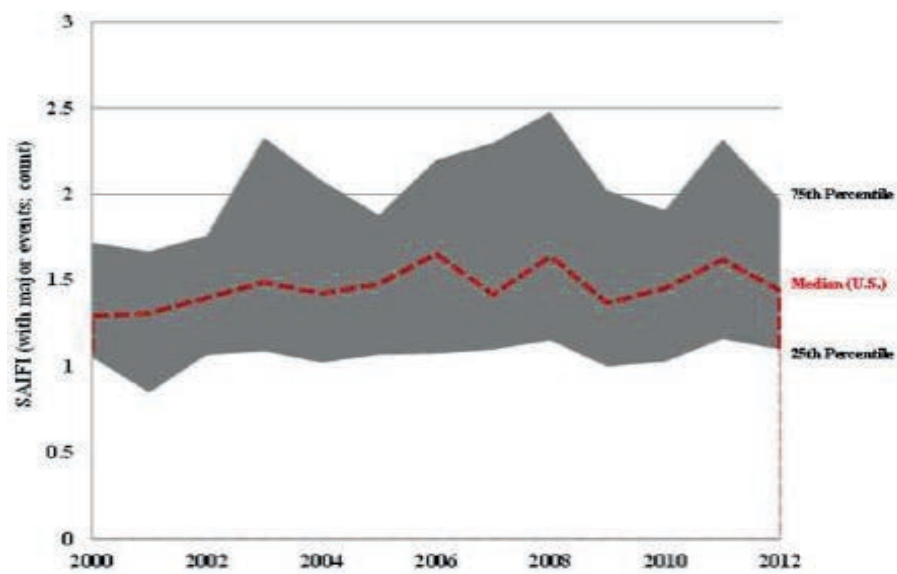
Indicador SAIDI considerando Eventos Extraordinarios



Indicador SAIFI sin considerar Eventos Extraordinarios



Indicador SAIFI considerando Eventos Extraordinarios



De los gráficos del informe se extraen algunas conclusiones primarias para utilizarse como referencia de comparación con los valores de los indicadores de los países incluidos en el estudio de Benchmarking del presente informe:

Los indicadores en general presentan valores inferiores a los indicadores de LATAM

El SAIDI presenta un importante incremento si consideramos los eventos extraordinarios o no.

El incremento es de 2.5 veces

En cuanto al CAIDI el cociente en SAIDI y SAIFI el valor sin eventos extraordinarios es 100 minutos si bien presenta un valor menor no es tan distante a valores que se encuentran en LATAM. Este indicador refleja la velocidad de reposición media a los clientes afectados.

Indicador SAIDI sin considerar las interrupciones incluidas en los Eventos Extraordinarios

El 75 % de las empresas no registran valores superiores a 200 minutos en cada año del período

Aproximadamente un 50 % de las empresas registran valores inferiores a los 100 minutos en cada uno de los años del período.

Indicador SAIDI considerando las interrupciones incluidas en los Eventos Extraordinarios

En 11 de los 13 años relevados un 75 % de las empresas no registran valores superiores a los 500 minutos

Un 50 % de las empresas registran valores inferiores a 300 minutos en cada uno de los años del período.

Indicador SAIFI sin considerar las interrupciones incluidas en los Eventos Extraordinarios

Un 75 % de las empresas registran valores claramente inferiores a las 2 interrupciones al año, para cada año del período.

Un 50 % de las empresas en cada año, registraron valores inferiores 1.5 interrupciones al año.

Indicador SAIFI considerando las interrupciones incluidas en los Eventos Extraordinarios

En todos los años del período el 75 % de las empresas no registraron valores superiores a las 2.5 interrupciones por año.

Un 50 % de las empresas en cada año registraron valores a las 2 interrupciones, siendo solo en 3 de los 13 años este valor superior a 1.5.

Normativa por país

Argentina

El marco legal eléctrico en el ámbito federal argentino lo conforman las siguientes leyes:

La Ley 15.336 del Régimen de la Energía Eléctrica, de fecha 22 de setiembre de 1960

La Ley 24.065 de la Energía Eléctrica, modificatoria de la anterior, de fecha 16 de enero de 1992.

El Decreto 1398/92 y el 186/95, modificatorio del primero, Reglamentario de la Ley 24.065

El Decreto 1186/92 que organiza la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Sociedad Anónima (CAMMESA)

En términos de revisión de la calidad ENRE dictó la Resolución ENRE 55/2016 por la cual se aprobó el Programa para la Revisión Tarifaria de Distribución en el año 2016 de EDE-NOR SA y EDESUR S.A. y se definieron los criterios de Calidad del Servicio Técnico y el Costo de la Energía No Suministrada mediante la Resolución ENRE 463/2016. Posteriormente, mediante la Resolución ENRE 492/2016 el ente regulador aprobó los criterios de calidad de producto técnico y calidad de servicio comercial entre otros.

Brasil

El marco legal eléctrico brasileño lo conforman las siguientes leyes y decretos:

Decreto nº 41.019/1957 – Regula los servicios de electricidad

Ley nº 8.987/1995 – Régimen de concesión y permisión de servicios públicos

Ley nº 9.427/1996 – Crea la ANEEL y disciplina el régimen de concesiones de energía eléctrica

Portaría MME nº 349/1997 – Aprueba el reglamento interno de ANEEL

Resolución Normativa (REN) nº 63/2004 – Imposición de penalidades

REN nº 273/2007–Funcionamiento y proceso administrativo de ANEEL

REN nº 435/2011 – Procedimientos de Regulación Tarifaria (PRORET)

En términos de calidad la Resolución 414/2010 “Derechos y obligaciones de consumidores de energía eléctrica” se ocupa de la calidad comercial y los Procedimientos de Distribución (PRODIST) en su Módulo 8 regula la calidad del servicio y de producto.

Colombia

El marco legal eléctrico colombiano lo conforman las siguientes leyes:

Ley N° 142 de 1994: que establece el marco regulatorio de los servicios públicos residenciales (electricidad y gas).

Ley N° 143 de 1994: Ley de Electricidad que consolidó la participación privada y creó el Mercado Mayorista y dividió el negocio en 4 actividades separadas: generación, transmisión, distribución y comercialización.

Normas Regulatorias de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Costa Rica

El marco legal eléctrico en el ámbito federal costarricense lo conforman las siguientes leyes:

Ley 449 de creación del Instituto Costarricense de Energía del 8 de abril de 1949

Ley N.º 7593 crea la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP)

La Ley N.º 8345 del 26 de febrero de 2003 autoriza a los consorcios cooperativos y las empresas de servicios públicos municipales para que generen, distribuyan y comercialicen energía a los usuarios ubicados en el área geográfica de cobertura definida en su concesión.

Panamá

Los reglamentos vinculados con la calidad del servicio del sector eléctrico son:

por el cual se reglamenta la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad.

Decreto Ejecutivo 279 de 14 de noviembre del 2006, por el cual se reglamenta la Ley 26 de 29 de enero de 1996, reformada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero del 2006, que reorganiza la estructura y atribuciones del Ente Regulador de los Servicios Públicos.

Resolución de Gabinete 101 de 23 de agosto del 2009, por la que se instruye a entidades, autoridades y organismos con atribuciones y funciones relacionadas con la prestación del servicio público de electricidad, para que adopten medidas dirigidas a verificar el estricto cumplimiento de los criterios sociales y económicos que obligatoriamente deben cumplir los prestadores del servicio público de electricidad.

Perú

Las principales leyes y normativas relacionadas con la calidad del servicio eléctrico son:

Ley de concesiones eléctricas, Decreto Ley N° 23435, actualizada con el Decreto Legislativo N° 1221 (artículo 72°)

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, actualizado con el Decreto Supremo N° 018-2016-EM, artículo 152-A y otros.

Ley N° 28749 «Ley de Electrificación Rural» y sus actualizaciones

Decreto Supremo N° 025-2007-EM «Reglamento de la Ley de Electrificación Rural» y sus actualizaciones.

En términos de calidad, los principales procedimientos establecidos por el ente regulador son:

Base metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, Resolución N° 616-2008-OS/CD y sus actualizaciones.

Base metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales, Resolución N° 046-2009-OS/CD

Procedimiento para la supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica, Resolución N° 686-2008-OS/CD.

Uruguay

El marco legal está compuesto por:

Ley N° 14.694 - Ley Nacional de Electricidad

Ley N° 15.031 - Ley Orgánica de UTE

Ley N° 16.832 - Ley Reguladora del Marco Energético

Ley N° 17.598 - Ley de Competencias de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua



ANEXO 8. ANÁLISIS TRANSVERSAL DE LOS CRITERIOS Y NORMATIVA UTILIZADA PARA EVALUAR LA CALIDAD DE LOS SERVICIOS

Evaluación de la continuidad del suministro

Todos los países que aportaron información para el presente trabajo realizan a través de sus organismos reguladores y desde hace varios años, evaluaciones sobre la continuidad del suministro eléctrico, considerando en forma especial a México, en donde hasta hace poco era la Comisión Federal de Electricidad, quien, de manera interna se autorregulaba, fijando niveles de cumplimiento en lo que refiere a la calidad del suministro, controlándose a sí misma el Tiempo de interrupción por usuario. Recientemente a la CRE de México se le han atribuido nuevas facultades y como regulador del sector eléctrico ha publicado las disposiciones por las que se establecen parámetros para realizar la evaluación de indicadores de disponibilidad, continuidad y calidad, tales como SAIDI, SAIFI y CAIDI entre otros. En forma similar, en Paraguay ANDE tiene una autorregulación en materia de calidad del servicio.

Registro de las interrupciones

La evaluación de la continuidad del suministro está basada principalmente en el registro de las interrupciones prolongadas, las que se documentan con diferente nivel de precisión en los distintos países y en algunos casos no se llevan registros de las que se presentan en las redes de baja tensión.

Definición de interrupción

En general se considera interrupción prolongada del servicio eléctrico a aquellos eventos que provocan la falta de tensión o la disminución de esta a un valor menor al 10 % de la tensión nominal en una fase o varias, con una duración mayor a 1, 3 o 5 minutos. En su gran mayoría los países de Sudamérica optan por duraciones mayores a 3 minutos. Estas duraciones están relacionadas con los criterios y prácticas de los ciclos de reconexión de los equipos de corte y con la aislación de las faltas temporarias de las permanentes, en la búsqueda de aislar las fallas con la menor afectación de clientes o de kVA instalados.

Dichos tiempos se contabilizan normalmente a partir del registro del primer aviso de los clientes o a partir de una comunicación de una interrupción por el SCADA.

Los procesos de registro han mejorado a partir del uso de tecnologías de información para la realización del reclamo o alta de la incidencia, registro, procesamiento de grandes volúmenes de información y análisis por las empresas y por lo reguladores. En general existen auditorías del regulador en cuanto a la calidad y transparencia de dicho proceso.

Indicadores y tolerancias utilizadas para evaluar la continuidad del suministro

Existe una similitud en los indicadores utilizados para evaluar la continuidad del suministro definidos en las regulaciones de los distintos países, no siendo una práctica común la utilización precisa de indicadores definidos por normativas técnicas internacionales. En general son similares o al menos basados en la IEEE 1366.

En general cada regulación define con detalle en su Marco Normativo los indicadores que se utilizarán para evaluar la calidad de la prestación del servicio por las distribuidoras.

Debido a esta diversidad de definiciones y criterios utilizados en el cálculo de los indicadores de continuidad del suministro, es que se debe tener especial cuidado en la comparación de los valores calculados por los diferentes reguladores de los países de la región.

Indicadores Globales o Colectivos (por agrupamiento) e indicadores individuales

Los indicadores globales o colectivos (sobre la base de conjuntos definidos con diferentes criterios a nivel empresa: grupos de clientes que representan clúster de densidad, niveles de Tensión, etc.) permiten evaluar en forma ponderada la calidad del servicio para una zona o grupo de clientes.

En la mayoría de los países los indicadores colectivos buscan reflejar la afectación del servicio que perciben los clientes por las interrupciones, ponderándose los clientes afectados en cada corte del servicio eléctrico, en relación con los clientes totales abastecidos por las empresas. En algunos países (Costa Rica, Ecuador y Argentina en la Etapa 1), se pondera la potencia instalada interrumpida, en relación con la potencia total instalada en las redes.

Asimismo, en general se utilizan indicadores y tolerancias a nivel individual de cada usuario, lo que permite transparentar situaciones extremas o permanentes, que los valores medios muchas veces encubren por su propia definición.

Por lo tanto, con los primeros se busca controlar la calidad media y con los individuales controlar la dispersión en la calidad de los servicios, acotando las colas en los histogramas de calidad.

Agrupamientos- indicadores propios y aportados

El cálculo y los límites de los indicadores se establecen por grupos de clientes asociados a zonas geográficas, Áreas Tipo de acuerdo con criterios de densidad, Niveles de Tensión o Instalaciones (circuitos de MT).

En Brasil las tolerancias son definidas en forma diferenciada para cada Conjunto Eléctrico y son ajustadas en forma periódica. También en Colombia se han propuesto recientemente tolerancias diferenciadas para la duración y número de las interrupciones para cada Operador de Red (OR). En general existen tolerancias de los indicadores que son aplicadas por igual a todas las empresas con una apertura en zonas de mayor y menor densidad, pudiendo diferenciarse también en rurales y urbanas (Ej.: Panamá, Perú y Uruguay).

Periodos de control

Los períodos de evaluación varían entre uno, tres, seis y doce meses según el país. En general los periodos son de 6 meses o un año. En particular Brasil tiene definidas tolerancias individualizadas por Conjunto Eléctrico en forma mensual, trimestral y anual, las que se publican en el sitio web de ANEEL. Argentina, Perú y Uruguay han informado tolerancias semestrales, mientras que Costa Rica, Ecuador y Panamá han informado valores anuales de tolerancia de los indicadores. También Colombia en su nueva propuesta de ajuste reglamentario plantea valores de tolerancias anuales.

Origen de las interrupciones propias y externas

En líneas generales se consideran redes de Distribución aquellas redes de tensiones menores o iguales a Clase 72,5 según IEC. Sin embargo, algunas distribuidoras poseen algunas instalaciones de tensiones superiores.

Se consideran interrupciones externas aquellas que se originan fuera del ámbito del Distribuidor y en general no se contabilizan dentro de los límites fijados para el Distribuidor. Sin embargo, existen países que entienden que el cliente al final de la cadena ve todas las incidencias, y, por lo tanto, las mismas deben ser consideradas en el entendido que el Distribuidor puede generar acciones sobre la cadena hacia atrás. Esto genera discusiones sobre responsabilidades, ingresos, así como traspaso de bonificaciones, debido a que la regulación del Distribuidor y el Transmisor son diferentes. Por otra parte, y de acuerdo con la definición de los indicadores, los mismos pueden no incluir las interrupciones de baja tensión, en particular aquellos indicadores colectivos que ponderan por kVA instalado.

Consideraciones sobre interrupciones programadas y no programadas

En general se valoran las interrupciones programadas y las no programadas, considerándose en forma diferenciada la incidencia de cada uno de estos tipos de interrupciones en el cálculo de los indicadores con los que se evalúa la continuidad del servicio eléctrico (ejemplos: Ecuador, Perú, Uruguay).

Interrupciones encuadradas bajo “Causal de Fuerza Mayor”

Es común que en las regulaciones se consideren en forma especial las interrupciones atribuibles a Causales de Fuerza Mayor, mientras que es menos común la existencia de una definición de “Eventos Extraordinarios” tal como se define en la norma IEEE 1366. En el primer caso, la calificación lleva un proceso de convalidación caso a caso, haciéndose análisis en los cuales los factores intervinientes son la imprevisibilidad e irresistibilidad del evento. Algunos organismos reguladores han aportado información del cálculo de los indicadores incluyendo las interrupciones clasificadas dentro de eventos de Fuerza Mayor además del cálculo de estos sin este tipo de incidencias (por ejemplo: ENRE).

La comparación de la evolución de los valores de los indicadores de continuidad del suministro a nivel país se detalla en el punto 6.5.4 de este informe.

Evaluación de la calidad del voltaje

El control de la calidad del voltaje o calidad del producto se concreta a través de campañas de colocación de registradores de tensión en diferentes puntos de las redes de suministro. La cantidad de puntos de muestreo y la forma en la que se realiza la selección de estos varía según el país, pero se constata que en general los períodos en los cuales se realizan los controles son de una semana, con una integración de medidas cada 10 o 15 minutos. También se verifica que la evaluación de la calidad del voltaje suministrado se realiza aceptando un porcentaje de mediciones fuera de los valores de tolerancia admitidos, el que en la mayoría de los países es un 5 % (Uruguay 3 %). En particular en Brasil se considera un Rango de Tensión Precario y un Rango de Tensión Crítico y se miden los tiempos fuera de cada uno de estos rangos a los efectos de controlar el cumplimiento de la normativa.

Los rangos de voltaje considerados admisibles varían según el país y los mismos se han resumido en la tabla del punto 7.2 de este informe.

La mayoría de los países establecen rangos de voltaje diferenciados para las redes que se encuentran en zonas rurales o de baja densidad de población, en relación con redes en zonas urbanas o de alta densidad de población, principalmente en las redes de baja tensión (Ej.: Argentina, Chile, Ecuador, Panamá, Perú, Uruguay).

Evaluación de la calidad del servicio comercial (plazos de conexión)

Como se mencionara en el capítulo 8, en el presente estudio se consideró adecuado hacer foco en la normativa comercial relacionada con los plazos de conexión, desconexión, corte y reconexión de los servicios.

En lo que refiere a los plazos de conexión de nuevos servicios, se establece una diferenciación de estos cuando se debe realizar modificación de las redes frente a los casos en los que no es necesario realizar obras. En general se definen también distintos plazos para conexiones según los niveles de tensión de los suministros y considerando si los mismos son en zonas urbanas o de alta densidad de población, o si se realizan en zonas rurales o de baja densidad de población. En algunos casos se ha informado sobre la exigencia de plazos diferenciados según la potencia a instalarse (Argentina y Uruguay) y en particular en Uruguay se identifican en forma separada los plazos de la tramitación de las solicitudes de nuevos suministros.

Además del control del cumplimiento de los plazos en forma individual para cada cliente, en el caso particular de Ecuador se informa que se evalúa el indicador global de Porcentaje de cumplimiento de los plazos del índice individual de conexión sin modificación de red, el que debe ser superior al 98 % para considerarse aceptable.

De los datos recopilados se observa que los plazos de conexión sin modificación de red para nuevos clientes en baja tensión se encuentran en el entorno de los 5 días para los países que intervinieron en el presente trabajo.

ANEXO 9. DEFINICIONES



El estudio centró su análisis en la continuidad de los suministros, a partir de indicadores relacionados con la duración y la frecuencia de interrupciones reportados en el sistema eléctrico. Sin embargo, durante su elaboración se recolectó suficiente información cuantitativa y legal que no podríamos dejar de compartir. Es por ello por lo que el objetivo del apéndice es documentar las características y diferencias del servicio eléctrico por país, así como, detallar la metodología sugerida por los autores con el apoyo de la Comisión de Integración Energética Regional para la recolección de los datos.

Compatibilidad y precisión de la información.

El seguimiento y el cálculo de indicadores en los distintos países de la región no se realiza de forma similar. La diferencia radica en el monitoreo de las interrupciones, los criterios utilizados para contabilizar las mismas, el tiempo a partir del cual se contabilizan y se considera la duración del corte del suministro, sus definiciones, la forma en que se realiza el cálculo, tanto como el nivel de detalle y apertura con la que se obtiene dicha información.

La evaluación de la confiabilidad del suministro eléctrico durante la investigación se realizó mediante indicadores de continuidad; no obstante, es de suma importancia que estos índices se normalicen. Por ello, una de las etapas de la investigación fue la recolección de los principales indicadores por país y la normalización de ellos en los siguientes:

Definición de los índices

Índice promedio de tiempo de interrupción del Sistema - SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

(Punto de vista del cliente)

Da la cantidad promedio de tiempo al año que se interrumpe el suministro a un cliente. Se expresa en minutos por cliente por año y se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$SAIDI = \frac{\sum_i N_i \times r_i}{N_T}$$

Donde la sumatoria se toma sobre todas las interrupciones consideradas, ya sea en todos los niveles de tensión o sólo en los niveles de tensión seleccionados; r_i es el tiempo de restauración en minutos para cada incidente; N_i da el número de clientes interrumpidos por cada incidente; N_T da el número total de clientes en el sistema para el que se calcula el índice

Índice promedio de frecuencia de interrupción del Sistema - SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)

(Punto de vista del cliente)

Da el número promedio de veces por año que el suministro a un cliente se interrumpe. Se expresa en cantidad de interrupciones por cliente en un año y se calcula mediante la siguiente expresión

$$SAIFI = \frac{\sum_i N_i}{N_T}$$

Índice de frecuencia de interrupción media momentánea - MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index)

Este índice es similar al SAIFI, pero hace un seguimiento de la frecuencia media de interrupciones momentáneas

$$MAIFI = \frac{\text{Número total de clientes afectados por interrupciones momentáneas}}{\text{Total de clientes abastecidos}}$$

Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema - ASIFI (Average System Interruption Frequency Index)

Este índice fue diseñado específicamente para el cálculo de la fiabilidad de los sistemas basándose en la carga conectada en lugar del número de clientes.

$$ASIFI = \frac{\text{Total de kVA conectados interrumpidos}}{\text{Total de kVA conectados en el sistema}}$$

$$ASIFI = \frac{\sum L_i}{L_T}$$

Índice de tiempo de interrupción promedio del sistema - ASIDI (Average System Interruption Duration Index)

Este índice fue diseñado con la misma filosofía que ASIFI, proporcionando información sobre la duración media de las interrupciones del sistema

$$ASIDI = \frac{\sum r_i L_i}{L_T}$$

Calidad del Voltaje

La utilidad de la electricidad para los usuarios finales cuando estos no experimentan interrupciones está asociada a la calidad del voltaje que estos reciben. Si la calidad del voltaje es muy pobre pueden surgir muchos problemas en el uso de aparatos y procesos eléctricos. Ejemplo de ello podría ser el mal funcionamiento de utensilios eléctricos, averías, daños e incluso explosión y fuego.

La calidad ideal del voltaje es la que se proporciona por una tensión de alimentación con una onda sinusoidal perfecta con una magnitud nominal, ángulo entre los voltajes de línea fijo y frecuencia estable. Cualquier desviación de estas cualidades sería causa de una reducción en la calidad del voltaje.

La evaluación de la calidad del voltaje de los servicios prestados por las empresas distribuidora es una tarea compleja ya que requiere la realización constante de campañas de registro de tensión en distintos puntos de la red, debiendo instalarse para ello equipos que registran las variaciones de tensión. No obstante, la forma en que se realizan de estas campañas, los indicadores utilizados, los rangos de tensión que se consideran admisibles y la manera en que se penalizan a las empresas varía entre los distintos países de la región. Por ejemplo, en Argentina desde el comienzo de la etapa de privatización de las empresas de distribución eléctrica las exigencias respecto a los límites de la variación de voltaje fueron aumentando. Para la etapa 1 y en los controles del nivel de tensión en suministros, los límites admisibles eran los siguientes:

RED AT	7%
RED ÁREA MT O BT	10%
RED SUBTERRÁNEA MT O BT	7%
RED RURAL	13%

Las penalizaciones para esta etapa varían según el grado de apartamiento con respecto a los límites establecidos entre 0,005 US/kWh y 1USD/kWh. Durante la etapa 2 la tolerancia se redujo como se puede observar en la siguiente tabla:

RED AT	5%
RED ÁREA MT O BT	8%
RED SUBTERRÁNEA MT O BT	5%
RED RURAL	10%

En Argentina la evaluación de la calidad del voltaje se realiza en barras de media tensión de subestaciones AT/MT, en centros de transformación MT/NT, en puntos seleccionados por el ENRE y en usuarios que reclaman por problemas en la calidad de la tensión. Por su parte, en Brasil ANEEL evalúa y publica los indicadores colectivos de conformidad del nivel de tensión precaria equivalente y tensión crítica equivalente a partir del año 2008. También se publican las compensaciones pagadas por la violación de los indicadores individuales de duración relativa de transgresión de la tensión precaria y duración relativa de la transgresión de la tensión crítica a partir de 2010. Los tiempos considerados para el cálculo de estos indicadores es la suma de los tiempos (tc y tp) durante los cuales la tensión en el suministro supera el rango crítico o el rango precario definidos para los distintos niveles de tensión.

En Chile la evaluación de la calidad del voltaje se realiza en baja, media y alta tensión con períodos de medición de siete días consecutivos con una integración de medidas cada 10 minutos. El nivel aceptado de calidad del voltaje se obtiene cuando se verifica un 95% de

los valores de voltaje registrados dentro de los límites de variación definidos en la normativa regulatoria. No obstante, los límites varían de acuerdo con la zona—rural o urbana—y para los casos en los que se establezca condición de racionamiento eléctrico.

Se debe profundizar en las regulaciones sobre la calidad del voltaje, las formas de medición, su evaluación y la sanción que aplican los reguladores. Por ejemplo, en Colombia se aplica la norma IEEE 11559. Según esta norma para tensiones mayores que 500 kV el rango de voltajes admitidos es de -10% y +5%, mientras que para tensiones menores que 500 kV el rango de voltajes admitidos es de -10% y +10%. Por parte de Costa Rica para cada período de 7 días consecutivos el 95% de los valores eficaces de la tensión de servicio (Vs) promediados en 10 minutos deben registrarse en el intervalo definido como normal. Se permite que durante el 5% del tiempo restante los valores promedio de la tensión de servicio Vs se encuentren fuera del rango tolerable, con la condición de que no se presenten valores fuera del mismo en registros consecutivos y los valores de amplitud de la tensión de servicio no sean inferiores al 87% o superiores al 113% de la tensión nominal. Aquellos usuarios con condiciones de tensión de suministro fuera de los rangos permisibles deberán ser compensados económicamente por la energía suministrada en condiciones deficientes según la siguiente fórmula:

$$\text{MCEU} = 2 * \text{ENS} * \text{FC} * \text{CENS}$$

Donde:

MCEU= El monto a compensar al abonado o usuario en colones

ENS = Energía mensual suministrada en condiciones deficientes de tensión (artículo 8685)

CENS = Costo de la energía no suministrada determinado por la Autoridad Reguladora (artículo 74)

En Ecuador la calidad del voltaje se evalúa mediante campañas de medición en 20% de las barras de salida de S/E de distribución AV/MV, 15% de transformadores de distribución y 0,01% de consumidores de BV. Estas evaluaciones se realizan de manera mensual con un periodo de medición de 7 días y con intervalos de medición de 10 minutos. En Ecuador se considera que hay incumplimientos cuando el 5% o más de las mediciones se encuentran fuera de las tolerancias permitidas. En México—previo a la reforma energética—la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) y su reglamento establecían la obligación de ofrecer y mantener el servicio en forma de corriente alterna en una, dos o tres fases en las tensiones alta, media o baja con una variación máxima de +/- 10% del valor nominal y con tendencia a reducirse progresivamente. Al ser el único suministrado la Comisión Federal de Electricidad estaba obligada a cumplir con esta disposición. No obstante, estos mandatos no facultaban a ninguna autoridad para llevar a cabo la verificación del cumplimiento de éstas y demás disposiciones administrativas. Con la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y su reglamento se abrogó la LSPEE como su reglamento, además de que se establecieron nuevas facultades a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para expedir y aplicar la regulación necesaria en materia de eficiencia, calidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Mientras que en Perú en las zonas urbanas las tolerancias sobre las tensiones nominales admitidas en los puntos de entrega de energía, en todas las etapas y en todos los niveles de tensión, es de hasta +/- 5% de las tensiones nominales. En Perú la energía eléctrica es considera de mala calidad si la tensión se encuentra fuera del rango de tolerancias por un tiempo superior al 5% del periodo de medición. Por su parte, en zonas rurales las tolerancias admitidas son de +/- 6% para Media Tensión y +/- 7,5% para baja tensión, para este tipo de

zonas la energía eléctrica es considerada de mala calidad si la cantidad de intervalos de medición que resultan fuera del rango de tolerancias establecidas es superior al 5% del total de los intervalos de medición. La evaluación de la calidad del voltaje se realiza mediante mediciones y registros monofásicos o trifásicos donde la muestra mensual de los lugares medidos debe garantizar por lo menos el siguiente número de lecturas válidas por semestre.

En sectores urbanos:

1 por cada 12 de los puntos de entrega a clientes con suministros en muy alta, alta y media tensión.

1 por cada 3000 de los puntos de entrega a clientes en baja tensión, con un mínimo de 12. En este caso la autoridad puede requerir hasta un 10% de mediciones adicionales con lecturas válidas sobre esta cantidad.

En sectores rurales:

Clientes en media tensión: se debe evaluar como mínimo el 25% de los clientes en sus respectivos puntos de entrega.

Clientes en baja tensión: Al menos el 10% de las subestaciones de distribución MT/BT que atienden a clientes de BT. Con un mínimo de 6 por semestre.

Por último, en Uruguay se controla la variación de la tensión suministrada con las siguientes características:

$$\Delta V_k = \frac{V_k - V_n}{V_n} * 100$$

Donde:

V_k: Es el valor eficaz promedio durante un intervalo de 15 minutos el cual se define por la norma internacional IEC 600.

El valor V_k deberá ser obtenido con medidas tomadas como máximo cada 30 segundos (un mínimo de 30 valores en los 15 minutos). El error máximo del equipo de medida deberá ser de 1 % en condiciones de red (distorsión armónica total menor o igual a 10%).

Cuando la variación de voltaje se encuentra fuera de rango por un tiempo mayor al 3% del tiempo de medición se pasa a compensar a los clientes afectados con un periodo mínimo de medición de cada punto de 7 días consecutivos. Para controlar la calidad del voltaje URSEA organiza campañas de medición en las cuales se controla el 0,5% de las subestaciones Mt/BT urbanas, así como el 0,1% de las subestaciones MT/BT rurales, 1 de cada 15000 usuarios en forma individual y hasta 50 puntos mensuales seleccionados por URSEA.

En la tabla siguiente se muestran los valores a partir de los cuales el voltaje suministrado se encuentra fuera de las tolerancias. Debemos recalcar que a partir de estos valores cada país tiene distintos criterios de penalización según el grado de apartamiento a las tensiones nominales de la red.

Tabla 2. Tolerancias de los registros de tensión.
Elaboración propia con datos de CIER.

País	Baja Tensión		Media Tensión		Alta Tensión
	Urbano	No urbano	Urbano	No Urbano	
Argentina	8% y 5% para red aérea y subterránea	10%	8% y 5% para red aérea y subterránea		5%
Brasil	V precaria (220/127 V) 191 < TL < 202 231 < TL < 233 110 < TL < 117 133 < TL < 135 V precaria (380/220V) 331 < TL < 360 ó 399 < TL < 403 191 < TL < 202 ó 231 < TL < 233				
Chile	(+/- 7,5%) +/- 10% en condición de racionamiento	(+/- 10%)	(+/- 6%)	(+/- 8%)	(+/- 6% para tensiones < 154 kV) +/- 5% para tensiones > 154 kV
Colombia	(- 10% + 5% para tensiones < 500 kV)				(+/- 10% para tensiones > 500 kV)
Costa Rica	(+/- 5%)				
Ecuador	(+/- 8%)	(+/- 10%)	(+/- 8%)		(+/- 5%)
Panamá	(+/- 5%)	(+/- 5%)	(+/- 5%)	(+/- 5%)	(+/- 5%)
Perú	(+/- 5%)	(+/- 7,5%)	(+/- 5%)	(+/- 6%)	
Uruguay	(-10% + 6%)	(-12% + 6%)	(-5% + 5%)	(-7% + 7%)	(+/- 5% 31,5 kV) +/- 7% 63 kV

Calidad del servicio comercial

La calidad del servicio comercial abarca tanto el suministro y la venta de electricidad como las diversas relaciones establecidas entre las empresas eléctricas y los clientes como son aspectos con la tramitación de conexiones, desconexiones, lectura y verificación de medidores, además del procesamiento de reclamaciones y facturación. De todos ellos, los elementos que se encuentran regulados son los plazos para la conexión y desconexión de los servicios, la evaluación de la facturación a base de medidas y sin errores, como el adecuado tratamiento de las reclamaciones.

Por lo que nos enfocaremos en la normativa relacionada con los plazos de conexión, desconexión, corte y reconexión de los servicios en los distintos países de nuestra muestra. En Argentina el plazo para reconexión del servicio luego del pago es de 24 horas y para la recolocación de medidor es de 1 día hábil. Otros plazos máximos para conexión a las redes eléctricas de nuevos suministros sin modificación o con modificación existente son:

Sin modificación a la red existente

Hasta 50 kW

5 días hábiles

Con modificación a la red existente

Hasta 50 kW (conexión aérea)

15 días hábiles

Hasta 50 kW (conexión subterránea)

30 días hábiles

Mayores a 50 kW

A convenir con el cliente

En Argentina se permite estimar hasta el 8% de la totalidad de las facturas en cada categoría tarifaria. En la facturación individual se permite estimar 2 bimestres sucesivos o 3 alternados por año de usuario o 3 meses sucesivos o 4 alternados por año para cada usuario

en el caso que la facturación sea mensual. Si no se cumple con la penalización prevista de estas exigencias la penalización será del 30% del monto de la facturación estimada.

Para realizar un diagnóstico previo a la emisión de las facturas de todos los usuarios se realiza un control diario sobre la facturación. De esta forma el control permite anticipar inconvenientes, en cuyo caso se ordena a la distribuidora abstenerse de facturar y de esta forma se realiza un monitoreo continuo en el proceso de facturación.

Sobre los reclamos por errores de facturación se exige la resolución del reclamo en la próxima facturación y en caso de incumplimiento la penalización será del 50% de la facturación objeto de reclamo. En la inspección de locales comerciales se verifica la atención que se brinda a los usuarios, la presencia de carteles informativos que contengan el reglamento de suministro y la información pertinente del contrato de concesión.

En Argentina se controlan los tiempos de espera en la atención al público, la existencia de la credencial de identificación de los empleados de la empresa, la existencia y puesta a disposición de los clientes del correspondiente libro de quejas, la comodidad de las instalaciones y el cumplimiento de los horarios de atención al público.

Los plazos de conexión en Brasil a partir de la fecha de aprobación de las instalaciones y el cumplimiento de otros requisitos reglamentarios son:

2 días hábiles - baja tensión/urbano

5 días hábiles - baja tensión/rural

7 días hábiles - alta tensión

En cuanto a la reconexión del servicio, el consumidor cuenta con el derecho de tener su electricidad reconectada después de comunicar el pago de la deuda o de la baja en el sistema de la distribuidora a más tardar en 24 horas para las zonas urbanas y 48 horas para las zonas rurales.⁴³

En Ecuador las empresas de distribución eléctrica proveen un conjunto de servicios comerciales necesarios para mantener un nivel adecuado de satisfacción a los consumidores. Estas cumplen con indicadores individuales para garantizar las prestaciones a cada consumidor, y con indicadores globales aquellas que tienen metas de calidad que se aplican a la gestión del distribuidor. En el país existe una clasificación de zonas de acuerdo con su densidad demográfica y que responde a los siguientes valores:

Densidad Demográfica	Cons/km2
Alta	$DD \leq 15$
Media	$5 \leq DD < 15$
Baja	$DD < 5$

43. Los plazos se encuentran definidos en el Anexo III de la Resolución Normativa REN 414/2010 (<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>)

Según estas zonas los plazos de conexión a nuevos servicios son los siguientes:

Índice Individual

Densidad Demográfica	BV Sin modificación de red	Con modificación de red	MV Instalación a cargo del consumidor	Instalación a cargo de la distribuidora
Alta	4d	10 d	5 d	15 d
Media	5d	12d		
Baja	7d	15 d		

Índice Global

El porcentaje mínimo de cumplimiento de los plazos del índice individual sin modificación de red es de 98%.

Índice Individual- tiempo máximo de restablecimiento del servicio suspendido por falta de pago:

Densidad	Tiempo Máximo
Alta	10 h
Media	15 h
Baja	24 h

Índice Global- Porcentaje de cumplimiento de plazo individual de rehabilitación del servicio por falta de pago.

Densidad	Porcentaje Mínimo
Alta	97%
Media	97%
Baja	95%

ANEEL además fija otros plazos dentro de la normativa comercial como se detalla a continuación:

Artículo	Descripción	Plazo Regulado
Art.30	Inspección, área urbana	3 días
Art. 197	Solución de reclamo	5 días
Art. 197	Solución de reclamo con visita técnica	15 días
Art. 206	Verificación de equipo, resarcimiento por daños eléctricos	10 días
Art.207	Análisis final – resarcimiento de daños eléctricos	15 días
Art. 208	Pagamento – resarcimiento de daños eléctricos	20 días

En México los indicadores operativos son publicados en el portal de internet de la Comisión Federal de Electricidad⁴⁴; por ejemplo, el plazo de conexión a nuevos usuarios en días ha variado en los últimos 10 años.

Indicador	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Plazo de conexión a nuevos usuarios (días)	1.33	1.02	0.96	1.76	0.97	0.83	0.79	0.91	0.74	1.21

La evaluación mensual de las inconformidades de los usuarios en México es la siguiente:

Indicador	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Plazo de conexión a nuevos usuarios (días)	1.33	1.02	0.96	1.76	0.97	0.83	0.79	0.91	0.74	1.21

44. Consulte para más información: http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Estadisticas/Paginas/indicadores-operativos.aspx

En Panamá los plazos máximos de conexión del servicio eléctrico y del medidor se resumen a continuación:

Clasificación del área	Tiempo de respuesta de la empresa
Área Urbana	3- Días Hábiles
Área Suburbana	4- Días Hábiles
Área Rural concentrada	5 - Días Hábiles
Área Rural Dispersa	10- Días Hábiles

Los plazos máximos para restablecimiento del servicio cuando haya sido suspendido por falta de pago varían de acuerdo con la clasificación del área.

Clasificación del área	Tiempo de respuesta de la empresa
Área Urbana	24 - Horas
Área Suburbana	24 - Horas
Área Rural concentrada	36 - Horas
Área Rural Dispersa	48 - Horas

Continuando con esta clasificación Panamá tiene las siguientes estimaciones para facturación:

Clasificación del área	Cantidad de facturas estimadas en 12 meses
Área Urbana	2 facturas
Área Suburbana	2 facturas
Área Rural concentrada	3 facturas
Área Rural Dispersa	3 facturas

Las reclamaciones por inconvenientes en la facturación:

Clasificación del área	Tiempo de respuesta de la empresa
Área Urbana	Solución del reclamo dentro de 15 días calendario, el cual debe reflejarse en la próxima facturación.
Área Suburbana	
Área Rural concentrada	Respuesta por escrito al cliente dentro de 15 días calendario que repose en la Agencia más cercana al cliente
Área Rural Dispersa	

Reclamaciones por funcionamiento del medidor:

Clasificación del área	Tiempo de respuesta de la empresa
Área Urbana	Visita al sitio dentro de 5 días hábiles; y solución y respuesta por escrito dentro de 15 días calendario
Área Suburbana	Visita al sitio dentro de 6 días hábiles; y solución y respuesta por escrito dentro de 15 días calendario
Área Rural concentrada	Visita al sitio dentro de 7 días hábiles; y solución y respuesta por escrito dentro de 15 días calendario
Área Rural Dispersa	Visita al sitio dentro de 8 días hábiles; y solución y respuesta por escrito dentro de 15 días calendario.

En cuanto a los plazos máximos de cortes se debe comunicar con 10 hábiles de antelación, indicando fecha prevista de corte y fecha última de pago para evitarlo. La compensación por incumplimiento es del 30% de la primera factura impaga. Para las reconexiones el pago en pago en oficina del distribuidor es al día siguiente de que se ha efectuado el pago, el pago en dependencia externa es al día siguiente de los dos días hábiles posteriores de efectuado el pago y la compensación por incumplimiento es 5 veces la facturación diaria promedio por cada día de atraso en la reconexión.

En Uruguay también se reglamenta la información mínima que debe contener la factura y el plazo de entrega de estas. Con respecto a las reclamaciones de los clientes se establece un plazo mínimo de 15 días hábiles para las respuestas. La compensación por incumplimiento es del 30% de la facturación diaria promedio por cada día de atraso en la respuesta.

Valoración de la Energía no Suministrada

Al realizar un análisis sobre la calidad del suministro del servicio eléctrico no podemos dejar fuera cómo se evalúa el costo de la energía no suministrada (ENS) en los distintos países. Este parámetro se utiliza para el cálculo de las compensaciones en varias de las normativas regulatorias expuestas a lo largo del trabajo.

La valoración de la energía no servida en Argentina en la etapa 1 fue de 1 USD/kWh, mientras que en la etapa 2 la ENS se valorizó según el tipo de tarifa del usuario. Para los usuarios de tarifa 1R fue de 1,40US/kWh, para las tarifas 1G y 1AP el valor fue de 1,40 US/kWh, mientras que para las tarifas 2 y 3BT el valor de la ENS fue de 2,27 US/kWh. Por último, los usuarios con tarifas 3MT y 3AT registraron el máximo valor de ENS con 2,71 US/kWh. En cuanto a la calidad del producto se refiere el valor de la ENS se valora según el porcentaje de apartamiento de la tensión registrada con respecto a la tensión nominal de los suministros.

Hasta el año 2014 en Panamá el valor de la energía no suministrada se valoraba en 1 USD/kWh; sin embargo, a partir del 2015 este valor pasó a ser de 1,85 USD/kWh. En Perú el costo de ENS es de 0,35 USD/kWh y se está evaluando aumentar este valor hasta 1 USD/kWh para promover en mayor medida las inversiones necesarias para lograr mejorar la calidad del servicio por parte de las empresas. En el cálculo de las compensaciones de continuidad del suministro se aplica la siguiente fórmula:

$$\text{Compensación} = (e)(E)(ENS)$$

Donde:

e= 0,35 USD/kWh en la etapa III

E= factor según rango de transgresión de los indicadores N y D

ENS= Energía teórica no suministrada al cliente

En Uruguay se aplica un factor de amplificación en el cálculo de las sanciones a la estimación de la energía no suministrada. Este factor busca tener en cuenta la relación entre el valor de la energía no suministrada y el precio de la energía que normalmente paga el cliente en su factura. Actualmente el valor de este factor de amplificación es de 15.

