

DOI: <https://doi.org/10.56712/latam.v4i2.877>

Percepción de la Calidad del Servicio Técnico en usuarios Residenciales de Sistemas de Distribución Eléctrica

Perception of the Quality of the Technical Service in Residential Customers of Electrical Distribution Systems

Gustavo Schweickardt

gaocerin@gmail.com

<https://orcid.org/0000-0002-0843-2946>

CONICET – Universidad Tecnológica Nacional, Concepción del Uruguay

Concepción del Uruguay – Argentina

Artículo recibido: 08 de julio de 2023. Aceptado para publicación: 25 de julio de 2023.

Conflictos de Interés: Ninguno que declarar.

Resumen

El presente trabajo propone un modelo de ecuaciones estructurales basado en la estructura de la varianza-covarianza (CB-SEM), para medir la calidad de servicio técnico percibida por los usuarios residenciales en un sistema de distribución eléctrica. El enfoque adoptado establece un correlato entre los indicadores objetivos, utilizados normativamente, y la percepción que los usuarios tienen de sus efectos. Se incorpora, además, un factor no controlado regulatoriamente: la atención recibida por los usuarios ante reclamos por interrupciones no programadas del suministro eléctrico. Son evaluados diferentes modelos que sirvan a las relaciones estructurales identificadas, para finalmente definir el de mayor validez y mejor ajuste, conforme los indicadores que se emplean para esta técnica. Los resultados permiten observar que cada constructo representa adecuadamente un índice objetivo, y que la atención ante reclamos tiene un impacto sustancial en la calidad medida. El sistema de distribución analizado pertenece a la ciudad de Bariloche, Argentina, y los datos utilizados corresponden a una encuesta realizada durante el año 2021.

Palabras clave: confiabilidad, calidad de servicio técnico, ecuaciones estructurales, sistema de distribución de energía eléctrica

Abstract

This paper proposes a structural equation model based on the variance-covariance structure (CB-SEM) to measure the quality of technical service perceived by residential customers in an electrical distribution system. The approach adopted establishes a correlation between the objective indicators used according to standards and customers' perceptions of their effects. In addition, a factor not controlled by regulation is considered: the attention received by the customers in the event of claims for unscheduled interruptions in the electricity supply. Are evaluated different models that serve the identified structural relationships, to finally define the one with the higher validity and best fit, according to the indicators used for this technique. The results allow it to observe that each construct adequately represents an objective index and that attention to claims has a high effect on the measured quality. The distribution system analyzed

belongs to the city of Bariloche, Argentina, and the data used corresponds to a survey carried out during the year 2021.

Keywords: reliability, quality of technical service, structural equations, electrical energy distribution system

Todo el contenido de LATAM Revista Latinoamericana de Ciencias Sociales y Humanidades, publicados en este sitio está disponibles bajo Licencia Creative Commons . 

Como citar: Schweickardt, G. (2023). Percepción de la Calidad del Servicio Técnico en usuarios Residenciales de Sistemas de Distribución Eléctrica. *LATAM Revista Latinoamericana de Ciencias Sociales y Humanidades* 4(2), 3885–3909. <https://doi.org/10.56712/latam.v4i2.877>

INTRODUCCIÓN

El término Confiabilidad, entendida como Calidad del Servicio Técnico, aplicada a los sistemas de abastecimiento eléctrico, refiere la capacidad de los mismos para prestar el servicio que ofertan de manera que no se produzcan interrupciones. Puede ser aplicado tanto en generación eléctrica, como en los sistemas de redes de transmisión y distribución, que abastecen diferentes categorías de usuarios. Por caso, y sin pérdida de generalidad, en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de Argentina, se tienen distintos agentes cuya demanda está diferenciada por sus niveles de consumo, y que realizan en él sus transacciones de compra de energía. Según la Ley Marco Regulatorio Eléctrico Nacional (Ley 24064, 1992) y (CMMESA, 2001) los principales agentes en esta categoría, son las propias empresas de distribución, el Gran Usuario Mayor (GUMA), el Gran Usuario Menor (GUME), el Gran Usuario Particular (GUPA) y el Gran Usuario de la Distribuidora (GUDI).

Esta clasificación, que tiene su correlato con diferentes denominaciones a nivel internacional, tomó vigencia luego de la denominada Reforma en la Industria de Abastecimiento Eléctrico (IAE): la Cadena de Abastecimiento Eléctrico, verticalmente integrada desde su concepción tradicional, es segmentada tanto funcional u operativamente, como desde los ámbitos de negocio en los cuales se pretenden introducir condiciones de competencia. Existe un profuso caudal de literatura especializada que brinda una descripción adecuada para este contexto, desde los inicios de esta reforma, hace 40 años, hasta nuestros días. Pueden consultarse, entre muchos autores que abordan diferentes aspectos sobre esta temática, a: Joskow y Schmalensee (1983), Beesley y Littlechild (1983), Gilbert y Khan (1996), Bertram (2013), Deller et al. (2017), Flores y Waddams Price (2018), Amelung (2019), Creti y Fontini, (2019), Esplin et al. (2020), Deller, et al. (2021), Le Coq y Schwenen (2021). Desde sus trabajos, resulta posible realizar comparaciones de experiencias internacionales sobre cómo los cambios que identifican la actual industria eléctrica han sido implementados, y su evolución hasta la actualidad. Se observa que la mayor parte de los países han adscrito a tal reestructuración en sus segmentos de mercados, introduciendo condiciones de disputabilidad inclusive a nivel minorista (con la discutida figura del agente Comercializador (Joskow, 2000), situación que en Latinoamérica se presenta en Colombia, pero no en Argentina.

Estos autores se focalizan en los aspectos prácticos de diferentes problemas que tal reestructuración generó, y que continúan sin solución satisfactoria, partiendo de la base de que los esquemas regulatorios aplicables sobre los diferentes segmentos, permiten introducir distintos grados de disputabilidad entre los agentes oferentes del servicio eléctrico. Pero no son discutidos, en sus aportaciones, los sustentos teórico-metodológicos de la disputabilidad, particularmente bajo formas restringidas de competencia (monopolio de redes de transmisión y distribución).

Los aportes realizados dentro del paradigma económico neoclásico, sentaron las bases de la denominada Teoría de los Mercados Disputables (o Mercados Contestables) desde las contribuciones de Baumol, Panzar y Willig (1982), Spence (1983), Perry (1984), Harrison y McKee (1985), Rashid (1985), y Holler (1985), entre otros.

Este marco teórico trata de demostrar que un Mercado Monopolista u Oligopolista, bajo determinadas condiciones, puede asemejarse a una estructura de Mercado Competitivo. La mayor parte de los trabajos que contribuyeron a la formación de este nuevo marco teórico, se sitúa en el período que media entre fines de 1970 y principios de 1980, cuando en EEUU existía un fuerte cuestionamiento hacia las modalidades tradicionales de regulación de los monopolios, verticalmente integrados, de servicios públicos.

Una breve síntesis, que contribuye a describir el contexto necesario para el presente trabajo, puede reducirse, desde las referencias citadas, a los siguientes puntos:

- Los segmentos que integran la estructura de la IAE post reforma, son: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de energía eléctrica.
- Los segmentos de Generación (particularmente) y Comercialización, permiten introducir condiciones de disputabilidad en sus mercados, mientras que los segmentos de Transmisión y Distribución son monopolios naturales de redes (no disputables) y requieren ser regulados.
- La Confiabilidad definida, es de carácter estrictamente físico y sus modelos de estudio se basan en el análisis de fenómenos de características diferentes e inherentes al funcionamiento de cada segmento individual. Por tanto, no se contempla el de Comercialización.
- Tanto el segmento de Generación como el de Transmisión, si bien tienen características físicas y modelos de análisis de funcionamiento completamente distintos, exhiben, por su importancia en volúmenes de potencia y energía producida /transportada, un elevado nivel de confiabilidad. Escapa al alcance del presente trabajo cualquier consideración sobre su tratamiento, además de ser innecesario, pues estos segmentos resultan 'confiablemente aislados' en cuanto a responsabilidades ante disturbios que produzcan que uno o varios componentes queden fuera de servicio. Vale decir que, por caso, si una planta de generación saliese súbitamente fuera de servicio debido a una falla, las protecciones en las líneas de transmisión conectadas a la misma actuarían por seguridad del sistema de redes interconectado, originando la salida de servicio también de tales líneas. En ambos casos se vulnera la confiabilidad, pero la responsabilidad corresponde a la planta de generación.
- En el Segmento de Distribución, de interés en este manuscrito, es donde los mayores problemas se presentan, en muy buena medida como consecuencia de los Esquemas de Control Regulatorio basados en Incentivos. En este punto se retoma el intento de introducción de condiciones de disputabilidad post reforma de la IAE. Paul Joscow (1983, 2000), sugirió que, al ser la electricidad esencialmente un bien homogéneo, bajo la reestructuración de la IAE, las empresas de distribución establecidas (incumbentes) deberían proveer lo que él llamó un Servicio Básico de Electricidad. El mismo supone que el costo de la energía simplemente pasa por el precio de Mercado Mayorista. Este resultaría ser un costo pass through mayorista, al cual se le adiciona el correspondiente a las pérdidas producidas en el discurrir de la energía por las redes, desde los puntos de compra hasta el usuario final. Los consumidores minoristas pueden recibir así los beneficios de los mercados de generación competitivos, sin que los proveedores naturales (distribuidores) incurrieron en grandes incrementos en los costos de publicidad, promoción y servicio al cliente.

Con estas ideas se constituyen las bases de la disputabilidad en el segmento de distribución: la empresa distribuidora monopólica presta el servicio de red. Los comercializadores prestan el Servicio de Energía. La empresa distribuidora puede, con la adecuada separación contable relativa a los modelos de ambos negocios, prestar también el Servicio de Energía, compitiendo con el resto de los comercializadores que operan en sus redes tomando como 'insumo' la red de distribución.

De manera que la confiabilidad resulta ser un problema estrictamente vinculado al Servicio de Red, cuya responsabilidad es del incumbente en su rol de operador natural.

Esta situación ideal tendría, en opinión de Joscow, resultados satisfactorios si todos los usuarios, hasta los minoristas, estuviesen comprendidos por el fundamental principio regulatorio post

reestructuración de la IAE: el libre acceso a las redes de distribución (y transmisión). De esta manera podrían pactar libremente su compra de energía con cualquier agente, incluyendo los generadores. En esta situación, todos los usuarios resultan 'elegibles', término que indica el cumplimiento de los requisitos necesarios para que un usuario minorista, resulte alcanzado por tal principio regulatorio. Pero, para los países de nuestra región (con la excepción de Colombia), la 'elegibilidad' no alcanza a los usuarios minoristas. En el caso de Argentina, el usuario final – nivel de Baja Tensión- 'elegible' lo constituye el Gran Usuario Menor (GUME). Según CAMMESA (2021), la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S. A., en los 'Requisitos para ingresar al MEM como GUME', establece: 'Tener en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 30 [kW], y menor a 2000 [kW]'.

Desde tal condición, se crea la coexistencia de dos mercados: uno, el de mayor volumen, para los usuarios 'no elegibles', referidos como 'regulados' o cautivos', y otro para los 'elegible', 'no regulados', o 'libres', términos que dependen del país pero que se emplean sin distinción. En Argentina, se habla de Mercado Regulado y No Regulado.

Los usuarios comprendidos en esta investigación, son regulados, y compran los dos servicios a la empresa distribuidora.

El último punto que termina de definir el contexto buscado, es el tipo de Esquema Regulatorio aplicado sobre las empresas distribuidoras, y su efecto sobre la confiabilidad en el segmento de los usuarios no regulados.

La regulación tradicional, pre reestructuración de la IEA, se denomina Regulación por Costos, y en particular su modalidad más aplicada es la Regulación por Tasa de Retorno (Crew, 1994). Sin proporcionar mayores detalles, los cuales pueden ser consultados en esta última referencia, se destacan tres puntos de este esquema:

1ero) Consiste en un método que determina las tarifas del servicio regulado, sobre la base de los costos de la empresa distribuidora, con especial atención sobre costo de capital. El regulador aprueba las tarifas de cada segmento identificado en la estructura tarifaria, de manera que permitan a la distribuidora la recuperación tanto del costo de capital como sus costos operativos, para cierto nivel de demanda. Las estructuras tarifarias aprobadas por la autoridad regulatoria, tienen una revisión anual, y tiene como centro de discusión la tasa de costo de capital (retorno) más conveniente.

2do) Como ventajas se tienen su simplicidad en el control regulatorio, y que la empresa distribuidora enfrenta un bajo riesgo de mercado.

3ro) Como desventajas se observan que este esquema no requiere de precios asignados de manera eficiente, sino que procura la recuperación de los costos y, consecuencia de esto, existe una tendencia al sobre equipamiento por parte de la distribuidora para incrementar su base de capital, referido como efecto Averch-Johnson (Averch y Johnson, 1962).

Paradójicamente, es esta desventaja en términos de la eficiencia asignativa en los precios, es la que garantiza mayores inversiones que redundan en un mayor nivel de confiabilidad en distribución.

Cabe destacar que algunos países, adscritos a la reforma de la IEA, continúan aplicando este esquema. En el caso de Argentina, habida cuenta de la autarquía que las autoridades regulatorias provinciales tienen, ciertas provincias lo aplican.

Por otro lado, el Esquema Regulatorio por excelencia post reestructuración de la IAE, es el llamado Regulación por Incentivos. Comprende diferentes variantes, pero dos de ellas son las más difundidas (Crew, 1994): a) Regulación por Precios Tope o por Limitación de Precios (Price

Cap Regulation) y b) Regulación por Ingresos Tope o por Limitación de Ingresos (Revenue Cap Regulation). Se discute el primer esquema, a), puesto que es el aplicado, predominantemente, en Argentina y no se pierde generalidad en términos de sus efectos sobre la confiabilidad para el segmento de distribución.

La Regulación por Precios por Limitación de Precios, fue introducido por primera vez por Stephen Littechild (1983), en su reporte para la Departamento de Industria de Secretaría de Estado de Reino Unido, quien, por entonces, tras la privatización de la operadora nacionalizada de telecomunicaciones BT (British Telecom), conformó la autoridad regulatoria de telecomunicaciones, OFTEL (Office of Telecommunications) en 1984 (Vogelsang, 1989). Los mismos principios fueron aplicados a los sistemas de distribución de energía eléctrica (Schweickardt y Pistonesi Castelli, 2008). Otros aportes teóricos de interés sobre este tipo de Esquema Regulatorios, pueden consultarse en las propuestas de Laffont y Tirole (1993) y Loubé (1995).

Sin abundar sobre detalles, que pueden ser consultados las últimas referencias citadas, se destacan también tres puntos para caracterizar este esquema:

1ro) En la Regulación por Incentivos (tanto para la Limitación de Precios como para la Limitación de Ingresos), se define un Periodo de Control regulatorio que varía ente 3 y 5 años (en Argentina resulta quinquenal). El comienzo del mismo define la oportunidad para las revisiones tarifarias, estableciéndose en ella precios fijos (para el tipo Limitación de Precios), aplicables durante todo el Periodo de Control Regulatorio siguiente.

2do) Este esquema es conocido también con la designación 'RPI-X' (Retail Price Index - X): esta expresión toma la tasa de inflación, medida a través del Índice de Precios al Consumidor (o Índice de Precios Minoristas en Reino Unido, 'RPI'), a la que sustrae un Factor 'X', que representa los ahorros esperados en eficiencia, constituyéndose en el instrumento de ajuste de los precios reconocidos por la autoridad regulatoria. Sobre la determinación de este factor, se tiene un aporte seminal de Bernstein y Sappington (2000). Para caracterizar operacionalmente esta estructura de ajuste, se observan dos elementos: a) Los precios (su promedio ponderado), una vez fijados, no pueden aumentar más que 'RPI-X' durante el próximo periodo de control. Se desacoplan, de tal forma, los costos y los beneficios que percibe la empresa regulada en ese periodo, y b) la señal de eficiencia que supone este esquema, es generada por inducción a que la empresa regulada disminuya sus costos, captando el un beneficio adicional desde la diferencia entre estos y los precios topes así ajustados.

3ro) Este punto, si bien es general para cualquier servicio, se focaliza en la distribución eléctrica: existen, regulatoriamente establecidos, indicadores de confiabilidad que deben ser satisfechos, y que el regulador debe controlar más allá de la definición del Factor 'X'. Sin embargo, aquí estriba un inconveniente importante, pues la confiabilidad del servicio regulado puede degradarse. Esto es así puesto que, establecidos los precios máximos, la empresa distribuidora buscará realizar ahorros de costos, con lo cual pueda superar, en términos de supuesta eficiencia, al factor de productividad 'X'. Con ello podría aumentar su tasa de ganancia afectando la calidad del servicio de redes ofertado, dado que, ante la asimetría de información regulador-regulado (Spulber, 1989), la autoridad regulatoria desconoce los costos reales y, mucho más, las inversiones que la distribuidora realizará de manera efectiva. Desde la experiencia, en nuestra región, y particularmente en Argentina, es lo que ocurre.

El problema de la Confiabilidad en los Sistemas de Distribución de Energía

Efectos de la Regulación Por Incentivos Post Reestructuración de la IAE

Dado el contexto descrito en el apartado anterior, puede afirmarse que los enfoques de la Confiabilidad en los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica Pre Reestructuración y Post Reestructuración de la IAE, difieren conceptualmente.

En el primer caso, se abordaba un problema estrictamente técnico, que buscaba mantener los límites operativos de las redes dentro de parámetros reconocidos en el estado del arte, propiciando la integridad de las mismas. Al producirse fallas, el servicio era restablecido sin que mediaran sanciones o penalizaciones regulatorias, puesto que no se controlaba este aspecto. Un elevado grado de confiabilidad resultaba de la 'buena práctica' y la experiencia de los planificadores del sistema, así como también de inversiones, muchas veces superfluas, por parte de la empresa distribuidora para incrementar su base de capital (efecto Averch-Johnson).

En el segundo caso, al aplicar Esquemas Regulatorios por Incentivos, la autoridad regulatoria define penalizaciones por la degradación de la confiabilidad. De forma que el problema no es sólo técnico sino económico. Comienzan a plantearse Modelos de Optimización que Maximicen la Confiabilidad, Minimizando el Costo de las Inversiones para tal fin más el Costo de las Penalizaciones. Sobre este aspecto, considerando precios fijos para el Periodo de Control Regulatorio, según se dijo, deben enfatizarse dos cuestiones que operan en secuencia: a) si estas penalizaciones tienen un costo inferior a la valoración de la calidad por parte de los usuarios, la conducta optimizada de la empresa distribuidora puede conducirla a enfrentar tales costos en lugar de invertir en equipamiento para evitarlos, y b) si, dado a), el nivel de confiabilidad no es adecuadamente establecido (esto es: inferior al nivel razonable) y controlado por la autoridad regulatoria, entonces la empresa distribuidora enfrentará penalizaciones no significativas en términos de los beneficios obtenidos. Si tal Nivel de Confiabilidad es interpretado como un nivel de oferta, existiría un claro poder monopólico por parte de la empresa distribuidora, que le permitiría obtener súper beneficios al apropiarse de parte del excedente del consumidor-usuario (Spulber, 1989).

Medición Física y Valoración de la Confiabilidad

La introducción de la normativa IEEE (2003) sobre Indicadores de Confiabilidad, es la más aplicada en la actualidad para su medición (física). Existe un vasto marco teórico en desarrollo constante sobre la Medición y Valoración de la Confiabilidad en Distribución Eléctrica, el cual, desde la literatura consultada, exhibe cuatro enfoques complementarios, cuyos detalles técnicos escapan a los límites del presente trabajo. De modo que tales enfoques sólo serán mencionados, apoyándose en contribuciones actualizadas de múltiples autores, para luego brindar una síntesis afín con los objetivos que pretende este manuscrito.

Enfoque general relativo a los Índices de Confiabilidad

Pueden consultarse los autores Hiluf y Goa Tella (2020), De Mendonça et al. (2023), Fogliatto et al. (2022), Jain y Jain (2021), Olajuyin et al. (2022), y Sekhar et al. (2016).

Enfoque relativo a la Confiabilidad desde la Planificación Óptima de los Sistemas de Distribución

Pueden consultarse los autores (Aschidamini, 2022) y (Braide y Kenneth, 2018).

Enfoque relativo a la Confiabilidad desde la Operación Óptima de los Sistemas de Distribución

Pueden consultarse los autores Anteneh et al. (2021), Deller et al. (2017), Azari et al. (2017), y Enjavimadar y Rastegar (2022).

Enfoque relativo a la Confiabilidad considerando Generación Distribuida y Redes Inteligentes

Pueden consultarse los autores Abreu y Martins (2021), Ahmad et al. (2021), Gomes et al. (2023), Hakimi et al. (2022), Hamidan y Borousan (2022), Idowu et al. (2022), Li et al. (2022), Meera y Hemamalini (2022), Parol et al. (2022), Wu et al. (2022), Yin et al. (2022), y Zeng et al. (2022).

Considerando, entonces, estos cuatro enfoques complementarios, la Medición (física) y la Valoración de la Confiabilidad en los Sistemas de Distribución es plausible de la siguiente síntesis:

- La normativa IEEE (2003), introduce Indicadores que pueden ser clasificados en dos tipos: Tipo (I), Indicadores basados en Clientes/Usuarios, y Tipo (II), Indicadores basados en Energía. De todos ellos, se describirán los dos Tipo (I) más utilizados en general, y en particular por la regulación de Argentina.
- Los Indicadores de Confiabilidad Tipo (I) de Interés: a) System Average Interruption Frequency Index (SAIFI): El Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del sistema, indica con qué frecuencia el cliente promedio experimenta una interrupción del servicio sostenida durante un período de tiempo predefinido. Este número de interrupciones al usuario promedio, es computado anualmente, de forma que su medida se expresa en [N° de Interrupciones/año]; b) System Average Interruption Duration Index (SAIDI): Este índice indica la duración total de la interrupción para el cliente promedio durante un período predefinido de tiempo. Comúnmente se mide en minutos de cliente o en horas de interrupción del cliente. También es computado anualmente, y su medida se expresa en [horas de interrupciones/año]. Se observa que, desde estas mediciones físicas, no se desprende un valor (monetario) que permita establecer penalizaciones regulatorias, en el sentido que se estableció en el apartado anterior. De modo que son fijados valores-meta de SAIDI y SAIFI que surgen, no muy claramente, desde estadísticas internacionales sobre empresas comparables en escala.
- Contribuciones desde los cuatro enfoques referidos: Cada enfoque citado, contribuye, a través de métodos cada vez más avanzados, al problema de optimizar la conducta de las empresas distribuidoras (Maximizando la Confiabilidad al Mínimo costo). Primero, desde la forma en que estos indicadores deben ser medidos y/o estimados; segundo, incorporándose en la Planificación de la Expansión del Sistema de Redes; tercero, Operando las mismas con Estrategias Óptimas en tiempo real, y cuarto, introduciendo el Paradigma actual de Generación y Micro-Generación Distribuida -que fomenta el empleo de fuentes de energía primaria renovable- y Redes Inteligentes. El problema que se enfrenta de cara a este nivel de complejidad, es el vacío regulatorio para el control. Particularmente bajo el cuarto enfoque, que contempla los tres primeros, pues el usuario puede ser un prosumidor. Esto es: puede ser un consumidor pasivo, activo (inyectar sus excedentes de energía generada a las redes a cambio de una contraprestación monetaria, o aislado, situación en la que se auto abastece.

Pero, sin duda, existe claramente un marco teórico bien establecido para medir físicamente la confiabilidad, a partir de los indicadores sugeridos, principalmente el SAIFI y el SAIDI, como fue señalado.

La Aplicación de Modelos Estructurales en la Medición de la Confiabilidad

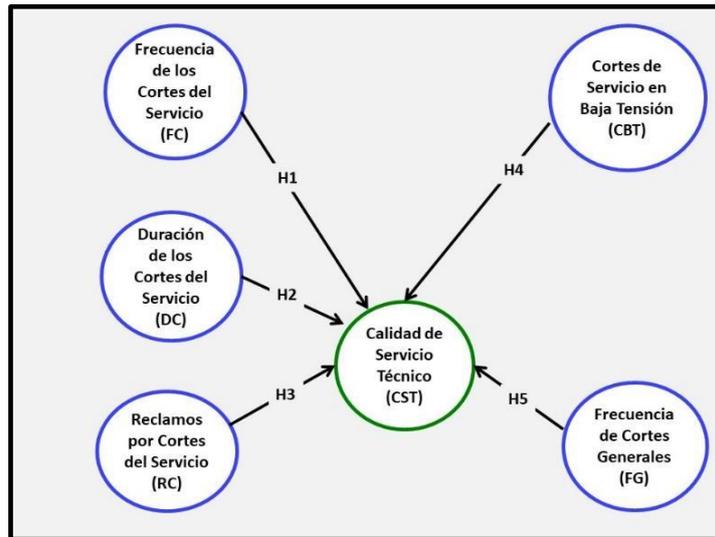
Relevada, con buena profundidad, la literatura existente, se observan muy pocas contribuciones que apliquen Modelos de Ecuaciones Estructurales en la Medición de la Confiabilidad o Calidad de Servicio Técnico (nombre con el que se la refiere en la regulación eléctrica de Argentina) en Distribución. Santos Neto, et al. (2022) aborda específicamente la medición de la calidad de servicio en distribución eléctrica percibida por clientes residenciales, en Brasil. En este trabajo, si bien son mencionados los indicadores IEEE (2003), finalmente se propone una adaptación del Instrumento SERVQUAL, introducido por Parasuraman et al. (1985, 1988, 1991 y 1994), sobre sus ítems y Constructos originales, pero sin tomar en consideración el marco teórico que proporciona la literatura sobre la Medición física de la Calidad del Servicio Técnico en Distribución Eléctrica, tal como se ha descrito. Otro tanto ocurre con la propuesta de Nigro et al (2014), que también propone medir el nivel de satisfacción de los usuarios residenciales, para Argentina, pero considerando la Gestión Integral de la empresa distribuidora, y adaptando, también, el Instrumento SERVQUAL, en base a los indicadores de medición propuestos por la Comisión de Integración Energética Regional. El instrumento SERVQUAL, está centrado la diferencia entre percepción y expectativa sobre cada ítem consultado, y ha recibido críticas por parte de Cronin y Taylor (1992, 1994), quienes propusieron el Instrumento SERVPERF eliminando las expectativas del SERVQUAL. Pero aun considerando empleo de SERVPERF adaptado a los objetivos pretendidos en este trabajo, se alejaría de las mediciones físicas objetivas, de las cuales se pretende conocer su percepción, y obligaría, en la adaptación del instrumento, prácticamente a plantear uno diferente. No se pretende, aquí, realizar una crítica hacia estos dos instrumentos, que se sustentan en una teoría general para la medición de la calidad y el nivel de satisfacción de los individuos. Se descarta su aplicación debido a que no es posible que proporcionen respuestas en términos de la línea de investigación que sigue el presente trabajo, dentro de su marco teórico suficientemente detallado.

METODOLOGÍA

Dado, entonces, que se dispone de una Teoría Física (objetiva) para la medición de la Calidad del Servicio Técnico en Sistemas de Distribución Eléctrica, se propone, la consideración de Modelos CB- SEM. Las Figuras 1 y 2, dan cuenta del Modelo Conceptual y de la metodología seguida en la investigación abordada. La Tabla 1, presenta los ítems considerados en cada Constructo.

Figura 1

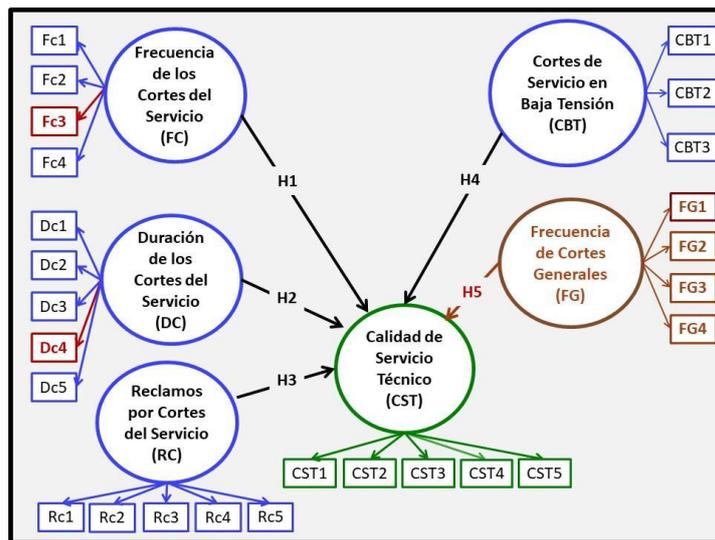
Modelo Conceptual



Fuente: Elaboración propia.

Figura 2

Modelo Conceptual-Híbrido con los Ítems para cada Constructo: Secuencia de Trabajo



Fuente: Elaboración propia.

Tabla 1

Medida de los Ítems: Escala Tipo Likert de 7 Puntos Invertida. Estadísticos Descriptivos y Resultados del Análisis Factorial Exploratorio (AFE): Medida de Adecuación (KMO) y α de Crombach

Descriptivos - AFE							Cuestionario
Ítem	Media	Std. Dev.	Min	Max	KMO	α	Pregunta - Puntaje
Fc1	2.724	1.387	1	6	0.765	0.862	Los Cortes del Servicio son: [Muy Poco Frecuentes→1; Muy Frecuentes→7]
Fc2	3.934	2.025	1	7	0.715	0.863	Los Cortes en días Muy Ventosos son: [Muy Poco Frecuentes→1; Muy Frecuentes→7]
Fc3	4.384	1.622	2	7	0.703	0.862	Los Cortes en días de Nevadas Copiosas son: [Muy Poco Frecuentes→1; Muy Frecuentes→7]
Fc4	4.080	1.249	2	6	0.829	0.861	Los Cortes en época de Turismo son: [Muy Poco Frecuentes→1; Muy Frecuentes→7]
Dc1	3.798	1.996	1	7	0.868	0.855	La Duración (horas) de los Cortes es: [Muy Baja→1; Muy Alta→7]
Dc2	4.054	2.029	1	7	0.879	0.855	La Duración (horas) de los Cortes que afectan sólo a su Barrio es: [Muy Baja→1; Muy Alta→7]
Dc3	4.368	1.987	1	7	0.956	0.855	La Duración (horas) de los Cortes en días Muy Ventosos es: [Muy Baja→1; Muy Alta→7]
Dc4	4.964	1.767	2	7	0.875	0.855	La Duración (horas) de los Cortes en días de Nevadas Copiosas es: [Muy Baja→1; Muy Alta→7]
Dc5	4.676	1.920	1	7	0.901	0.855	La duración (horas) de los Cortes en época de Turismo es: [Muy Baja→1; Muy Alta→7]
Rc1	4.740	1.979	1	7	0.912	0.854	¿Se considera bien atendido cuando Reclama ante un Corte? [Muy Bien→1; Muy Mal→7]
Rc2	4.804	1.953	1	7	0.928	0.855	Para reclamar ante un Corte debe esperar: [Muy Poco→1; Demasiado→7]
Rc3	4.744	2.033	1	7	0.927	0.855	Si vuelve reclamar ante un Corte el trato que recibe es: [Muy Bueno→1; Muy Malo→7]
Rc4	5.316	1.998	1	7	0.926	0.855	Al reclama, ¿le explican los motivos del Corte? [Siempre→1; Nunca→7]
Rc5	3.590	2.090	1	7	0.922	0.855	¿Ha firmado el Libro Rubricado de Quejas para llegar al Ente Regulador? [Nunca→1; Siempre→7]
CBT1	5.616	1.273	1	7	0.693	0.861	¿Cómo califica el Voltaje en su Domicilio? [Muy Bueno→1; Muy Malo→7]
CBT2	5.144	1.341	1	7	0.771	0.862	Las Variaciones Bruscas del Voltaje en su Domicilio son: [Muy Poco Frecuentes→1; Muy Frecuentes→7]
CBT3	5.156	1.352	1	7	0.804	0.862	Los problemas en el Voltaje tienen una Frecuencia: [Muy Baja→1; Muy Alta→7]
FG1	3.470	2.091	1	7	0.787	0.866	Considera que los Cortes Generales son: [Muy Poco Frecuentes→1; Muy Frecuentes→7]
FG2	4.236	1.889	1	7	0.839	0.864	Los Cortes Generales en época de Turismo son: [Muy Poco Frecuentes→1; Muy Frecuentes→7]
FG3	3.992	1.743	1	7	0.868	0.864	Los Cortes Generales ante Nevadas Copiosas son: [Muy Poco Frecuentes→1; Muy Frecuentes→7]
FG4	4.340	2.021	1	7	0.884	0.866	¿En Cortes Generales se activa la Generación de Reserva? [Nunca→1; Siempre→7]
CST1	4.560	1.163	2	7	0.958	0.850	¿Ha sufrido pérdida de equipos electrodomésticos? [Nunca→1; Muchas Veces→7]
CST2	3.222	1.091	1	6	0.966	0.851	El Servicio que presta la Empresa Distribuidora es: [Muy Bueno→1; Muy Malo→7]
CST3	4.270	1.050	2	7	0.974	0.852	¿Prefiere que la Empresa Provincial de Energía se haga cargo del Servicio? [Nunca→1; Siempre→7]
CST4	4.548	1.157	2	7	0.957	0.850	La relación Costo de la Energía - Calidad es: [Satisfactoria→1; Muy Poco Satisfactoria→7]
CST5	3.526	1.175	1	7	0.963	0.850	¿Se plantea Auto-Abastecerse? [Nunca→1; Siempre→7]
Overall					0.879	0.862	

Fuente: Elaboración propia.

Siguiendo a Martínez Ávila (2021), el enfoque CB-SEM, 'es considerado para confirmar o rechazar teorías', y cuando resulta necesario validar la fiabilidad y validez del Instrumento utilizado.

De igual forma, se pretende indagar las relaciones causales hipotéticas sobre la estructura, obteniendo buenos indicadores de ajuste. Esto es, precisamente, lo que en esta instancia de la línea de investigación en la cual se enmarca el presente manuscrito, se busca.

Se tomó el caso de una parte o Subsistema de Distribución en Baja Tensión de la ciudad de Bariloche, Argentina, año 2021, para su estudio, considerada suficientemente representativa por los especialistas, dada la variedad de típicos constructivos empleados en sus redes, que impactan en la confiabilidad físicamente medida.

En cuanto al Instrumento de Medición empleado en el trabajo de campo, se diseñó una encuesta en la cual se utiliza, para cada pregunta, una escala Tipo Likert de 7 puntos invertida (1 representa el nivel más bajo y 7 el más alto). Se tienen 26 preguntas a evaluar. La Tabla 1 presenta los detalles.

Si bien el planteamiento del problema sigue la metodología de dos pasos (Anderson y Gerbing, 1988), (Aldás y Uriel, 2017), previamente son analizados, mediante un Análisis Factorial Exploratorio (AFE), los ítems que componen el instrumento utilizado a efectos de relevar los datos de trabajo. Se obtuvo una medida de adecuación de la muestra, Medida Kaiser-Meyer-Olkin (KMO) (Kaiser, 1974), y el α de Cronbach (Cronbach, 1951). En las simulaciones relativas a los estadísticos descriptivos y las medidas resultantes del AFE, se utilizó el software STATA, consultando las referencias Peña (2002) y Mooi, et. Al. (2018). Para las simulaciones relativas a los modelos de ecuaciones estructurales, se ha utilizado el software R Studio, consultando a Aldas y Uriel (2017). En la Tabla 1 se presentan los resultados obtenidos, así como las preguntas que componen el cuestionario realizado sobre una muestra de 500 usuarios residenciales del Subsistema en Baja Tensión, considerado suficientemente representativo para la investigación abordada, como se dijo.

La Figura 1 presenta el Modelo Conceptual, que tiene, inicialmente, 5 Constructos o Factores independientes: 1) Frecuencia de los Cortes del Servicio (FC), 2) Duración de los Cortes del Servicio (DC), 3) Reclamos por Cortes del Servicio (RC), 4) Cortes de Servicio en Baja Tensión (CBT), 5) Frecuencia de Cortes Generales (FG); y un Constructo o Factor dependiente: 6) Calidad de Servicio Técnico (CST).

La Figura 2, presenta el Modelo Conceptual con sus ítems, indicando en color rojo y marrón sobre qué aspectos fueron realizadas re especificaciones del Modelo inicial. Son concebidos, conforme el análisis llevado a cabo secuencialmente, tres modelos, donde el último se constituye en el más adecuado.

El procedimiento parte del Modelo más general, con 6 Factores y 26 Variables, sobre el cual sólo se estima el Modelo de Medida. Este es referido como Modelo 1. Como se observa en el apartado Resultados y Discusión, la estimación no arroja un buen ajuste, de modo que se procede a una primera re especificación por Modificación de Índices (Aldás y Uriel, 2017), observando qué modificaciones 'razonables', de ser introducidas, harían disminuir el valor de la Chi-Cuadrado. Se opta, como se explica, por eliminar dos ítems (en color rojo en la Figura 2 y en las tablas correspondientes presentadas en los resultados).

Se obtiene así el Modelo 2, con 24 variables, de las 26 iniciales, y 6 Factores. La estimación del Modelo de Medida arroja un buen ajuste, pasándose al Modelo Estructural. Al estimarlo, la hipótesis de relación entre el Constructo FG y el CST, es aceptada casi en el límite recomendado ($p = 0,05$), y tiene un muy pequeño valor de su coeficiente estructural, β estandarizado. Si bien

podría ser aceptado, se retoma la idea de la Validez de Contenido (Sarabia Sánchez, 2013), en el Modelo de Medida 2, que realmente tiene la consideración del Constructo FG.

Los Sistemas de Distribución tienen puntos de interconexión con el Sistema de Transmisión que lo abastece. Al producirse un Corte General, no se sabe, o no se informa a los usuarios, de qué lado, en la frontera entre ambos sistemas está la causa de la falla. Y como se dijo en la introducción, los sistemas son confiablemente 'aislados', razón por la cual la responsabilidad de la falla no está clara.

De manera que se opta por un Modelo 3, sin el Constructo FG, con 22 Variables y 5 Factores, como última re especificación. Este es, finalmente, el que mejor ajuste arroja en ambos pasos.

También puede observarse que los indicadores SAIFI y SAIDI intentan ser captados por los Constructos FC y DC, respectivamente. CBT, tiene su medición física propia, y es introducido el Constructo RC, que no se controla regulatoriamente, y carece de medición física. Sin embargo, su coeficiente estructural, β estandarizado, resulta tan importante y significativo como el de FC y DC.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En las Tablas 2, 3 y 4, se presentan los resultados de la estimación del Modelo de Medida 1.

Tabla 2

Propiedades Psicométricas del Modelo de Medida 1. Cargas Factoriales, Fiabilidad y Validez Convergente

Cargas Factoriales, Fiabilidad y Validez Convergente						
Factores, Ítems y Cargas Factoriales			Error Estándar	Fiabilidad y Validez Convergente		
Factor	Ítem	λ (z-valor)		α -Crombach	RC	AVE
Frecuencia de los Cortes del Servicio (FC)	Fc1	0.938 (43.991)***	0.030	0.973	0.986	0.952
	Fc2	0.998 (50.952)***	0.040			
	Fc3	0.986 (44.327)***	0.036			
	Fc4	0.942 (36.727)***	0.032			
Duración de los Cortes del Servicio (DC)	Dc1	0.984 (53.943)***	0.037	0.994	0.994	0.973
	Dc2	0.989 (52.803)***	0.038			
	Dc3	0.986 (48.232)***	0.041			
	Dc4	0.985 (49.950)***	0.035			
	Dc5	0.987 (48.280)***	0.039			
Reclamos por Cortes del Servicio (RC)	Re1	0.914 (36.614)***	0.049	0.966	0.966	0.852
	Re2	0.925 (38.074)***	0.047			
	Re3	0.939 (39.633)***	0.048			
	Re4	0.913 (40.650)***	0.045			
	Re5	0.922 (42.908)***	0.045			
Cortes de Servicio en Baja Tensión (CBT)	CBT1	0.993 (30.543)***	0.041	0.968	0.968	0.909
	CBT2	0.935 (28.105)***	0.045			
	CBT3	0.936 (28.947)***	0.044			
Frecuencia de Cortes Generales (FG)	FG1	0.982 (48.859)***	0.042	0.969	0.971	0.896
	FG2	0.961 (47.779)***	0.031			
	FG3	0.938 (39.833)***	0.048			
	FG4	0.901 (38.548)***	0.047			
Calidad de Servicio Técnico (CST)	CST1	0.882 (28.133)***	0.036	0.935	0.938	0.751
	CST2	0.834 (25.927)***	0.032			
	CST3	0.822 (26.645)***	0.035			
	CST4	0.889 (28.063)***	0.037			
	CST5	0.892 (27.952)***	0.037			
Indicadores de Bondad de Ajuste (S-B → Robustos)						

S-B χ^2 (284 df)	S-B CFI	S-B TLI	S-B χ^2 /df	SRMR	S-B RMSEA (90% CI)
1078.984 (p-Chi2 = 0.000)	0.964	0.959	3.799	0.019	0.075 (0.070 0.079)

Notas: λ = Cargas Factoriales estandarizadas; α = Alfa de Crombach (Crombach, 1951) -Fiabilidad Simple-; **RC** = Fiabilidad Compuesta (Bagozzi y Yi, 1998); (Fornell y Larker, 1981); (Sarabia Sánchez, 2013); **AVE** = Average Variance Extracted (Fornell y Larker, 1981); **S-B χ^2** = χ^2 Satorra-Bentler (Satorra y Bentler, 1994); **df** = Grados de Libertad; **S-B CFI** = Comparative Fit Index (Bentler, 1990); **S-B TLI** = Tucker-Lewis Index (Tucker y Lewis, 1973) Robusto; (Bentler y Bonett, 1980); **S-B χ^2 /df** = S-B χ^2 ratio de (Wheaton et al., 1977) Robusto; **SRMR** = Standardized Root Mean Residual (Jöreskog y Sörbom, 1981), (Pavlov et al., 2021); **S-B RMSEA** = Root Mean Square of Approximation (Steiger, 1990); (Steiger y Lind, 1980); (Kenny y McCoach, 2003) Robusto; **CI** = Confidence Interval; *** $\rightarrow p < 0.001$.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 3

Propiedades Psicométricas del Modelo de Medida 1. Validez Discriminante. Criterio de Fornell y Larker (1981)

Validez Discriminante - Matriz de Correlaciones Cuadradas entre Variables Latentes (SCL)						
	FC	DC	RC	CBT	FG	CST
FC	0.952					
DC	0.015	0.973				
RC	0.030	0.060	0.852			
CBT	0.035	0.008	0.077	0.909		
FG	0.043	0.018	0.037	0.070	0.896	
CST	0.376	0.536	0.582	0.284	0.378	0.751

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4

Propiedades Psicométricas del Modelo de Medida 1. Validez Discriminante. Ratio HT/MT

Validez Discriminante: Ratio HT/MT (HTMT) (Henseler et al., 2015)						
	FC	DC	RC	CBT	FG	CST
FC	1.000					
DC	0.034	1.000				
RC	0.025	0.013	1.000			
CBT	0.079	0.035	0.066	1.000		
FG	0.111	0.090	0.040	0.017	1.000	
CST	0.424	0.611	0.585	0.277	0.046	1.000

Nota: La ratio HT/MT (sencillamente, HTMT) resulta < 1 entre cada par de Factores diferentes: < 0.900 (Gold et al., 2001).

Fuente: Elaboración propia.

Se observa, en la Tabla 2: a) respecto de la Validez Convergente, grado en el cual los indicadores de cada constructo comparten una elevada proporción de la varianza, que las Cargas Factoriales, λ , son significativas y cumplen los requisitos de valor exigidos por la literatura ($> 0,7$ según Bagozzi y Yi (1998) Hair et al. (1998) y además son, al menos, 10 veces su error estándar, según Sarabia Sánchez (2013)); b) respecto de la Fiabilidad, grado en el cual la aplicación repetida del instrumento de medida arroja resultados que son consistentes, la Simple, que expresa el

promedio de la varianza común del constructo reflejada en sus indicadores, es medida a través del coeficiente α -Crombach, con resultados también satisfactorios conforme a los sugeridos por la literatura ($> 0,7$ según Fornell y Larker (1981) y $> 0,8$ según Sarabia Sánchez (2013)), y la Compuesta, que expresa la varianza común debida a cada constructo y toma en cuenta el conjunto del instrumento de medida, se obtiene mediante el indicador RC, y cumple satisfactoriamente los requisitos impuestos ($> 0,6$ según Bagozzi y Yi (1998), $> 0,7$ según Fornell y Larker (1981) y $> 0,8$ según Sarabia Sánchez (2013)).

En las Tablas 3 y 4, separadas por comodidad, se presentan los resultados correspondientes a la Validez Discriminante, que refiere el grado en el cual cada constructo es realmente distinto del resto. Se evalúa conforme dos criterios: el de Fornell y Larker (1981) y el de la ratio HT/MT de Henseler et al. (2015). En Fornell y Larker, cuyos resultados R estudio no los proporciona en forma directa, se define la Matriz de Correlaciones Cuadradas entre variables latentes (SCL - Squared Correlations among Latent Variables). Cuando los valores de AVE \geq a los valores de SCL (entradas de la matriz) no hay inconvenientes con la Validez Discriminante. En ambos criterios se cumplen muy satisfactoriamente los requisitos impuestos por los autores citados.

Volviendo sobre la Tabla 2, se evalúa, finalmente, la Bondad del Ajuste de Modelo de Medida (GOF - Goodness of Fit), mediante los Indicadores 'Robustos', ante la clara ausencia de normalidad multivariada en las variables involucradas, según las correcciones de Satorra y Bentler (1994): a) Los indicadores: SRMR, único no robusto (< 0.05), S-B CFI (> 0.95), S-B TFI (> 0.90) resultan muy satisfactorios conforme los valores sugeridos por la literatura. Pero en el caso del indicador (en desuso, pero se reporta igualmente) S-B χ^2 ratio de (Wheaton et al., 1977), se tiene un valor superior a 3, recomendado, y, más importante aún, el indicador S-B RMSEA = 0,075, en su límite superior para el intervalo de confianza 90%, arroja un valor de 0,079, en el límite con 0,08, que denota un ajuste en el límite 'aceptable'-'pobre', según los autores referidos en la parte inferior de la Tabla 2.

Esta situación, lleva a la primera re especificación sobre Modelo de Medida 1.

La Modificación de Índices, sugiere la inclusión de 2 covarianzas entre errores de variables observadas en el Modelo de Medida 1: a) [Fc1 $\sim\sim$ Fc3] y b) [Dc1 $\sim\sim$ D4]. Sin embargo, estas covarianzas son 'elementos exógenos al modelo'. Consecuentemente, su inclusión en el mismo debe ser muy razonablemente sustentada (Aldás y Uriel, 2017). Como no es razonable por Validez de Contenido (experiencia en el campo específico para el cual se está construyendo el modelo, según Sarabia Sánchez (2013)), se prefiere estudiar los correspondientes ítems (Tabla 1). Ambos refieren fenómenos climáticos, efecto del viento y de la nieve, pero con predominancia de los 'vientos fuertes'. Se opta, así, por eliminar los ítems Fc3 y Dc4, quedando formulado el Modelo de Medida 2. Los resultados de su estimación se presentan en las Tablas 5 y 6 (no se reporta la Validez Discriminante de Fornell y Larker y el Error Estándar de las Cargas Factoriales, por similitud con el Modelo de Medida 1).

Tabla 5

Propiedades Psicométricas del Modelo de Medida 2. Cargas Factoriales, Fiabilidad y Validez Convergente

Cargas Factoriales, Fiabilidad y Validez					
Factores, Ítems y Cargas Factoriales			Fiabilidad y Validez Convergente		
Factor	Ítem	λ (z-valor)	α -Crombach	RC	AVE
Frecuencia de los Cortes del Servicio (FC)	Fc1	0.960 (43.006)***	0.953	0.977	0.938
	Fc2	0.976 (51.170)***			
	Fc4	0.961 (37.454)***			
Duración de los Cortes del Servicio (DC)	Dc1	0.988 (53.390)***	0.993	0.993	0.973
	Dc2	0.987 (51.856)***			
	Dc3	0.984 (48.225)***			
	Dc5	0.988 (48.779)***			
Reclamos por Cortes del Servicio (RC)	Re1	0.914 (36.539)***	0.966	0.966	0.852
	Re2	0.926 (38.129)***			
	Re3	0.939 (39.659)***			
	Re4	0.913 (40.643)***			
	Re5	0.922 (42.934)***			
Cortes de Servicio en Baja Tensión (CBT)	CBT1	0.993 (30.551)***	0.968	0.968	0.909
	CBT2	0.935 (28.097)***			
	CBT3	0.936 (28.941)***			
Frecuencia de Cortes Generales (FG)	FG1	0.982 (48.865)***	0.969	0.971	0.973
	FG2	0.961 (47.777)***			
	FG3	0.938 (39.828)***			
	FG4	0.901 (38.553)***			
Calidad de Servicio Técnico (CST)	CST1	0.882 (28.117)***	0.935	0.938	0.751
	CST2	0.834 (25.956)***			
	CST3	0.822 (26.658)***			
	CST4	0.889 (28.061)***			
	CST5	0.891 (27.942)***			
Indicadores de Bondad de Ajuste (S-B → Robustos)					
S-B χ^2 (237 df)	S-B CFI	S-B TLI	S-B χ^2 /df	SRMR	S-B RMSEA (90% CI)
548.068 (p-Chi2 = 0.000)	0.983	0.980	2.312	0.019	0.051 (0.046 0.057)

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6

Propiedades Psicométricas del Modelo de Medida 2. Validez Discriminante. Ratio HT/MT

Validez Discriminante: Ratio HT/MT (HTMT)						
	FC	DC	RC	CBT	FG	CST
FC	1.000					
DC	0.037	1.000				
RC	0.029	0.014	1.000			
CBT	0.081	0.038	0.066	1.000		
FG	0.106	0.087	0.040	0.017	1.000	
CST	0.423	0.609	0.585	0.277	0.046	1.000

Fuente: Elaboración propia.

La Fiabilidad y Validez, casi no se presentan variaciones respecto del Modelo de Medida 1, y se observa un mejor Ajuste de Modelo. El $S-B\chi^2$ ratio disminuye a 2.312 (< 3), y el $S-B$ RMSEA = 0.051, en su límite superior para el intervalo de confianza 90%, arroja un valor de 0,057 ($< 0,08$).

Logrado este buen ajuste del Modelo de Medida, se pasa a la estimación del Modelo Estructural 2.

Los resultados se presentan en la Tabla 7.

Tabla 7

Hipótesis del Modelo Estructural 2

Relaciones y Resultados					
Hipótesis (Relaciones Estructurales)		β estandarizado	z-valor	Contraste	
H1: La Frecuencia de los Cortes es Formativa de la Calidad de Servicio Técnico		0.448	21.814***	Aceptada	
H2: La Duración de los Cortes es Formativa de Calidad de Servicio Técnico		0.611	26.454***	Aceptada	
H3: El Reclamo (y su Atención) debido a Cortes es Formativo de lo Calidad de Servicio Técnico		0.571	24.093***	Aceptada	
H4: La Calidad en Baja Tensión es Formativa de la Calidad de Servicio Técnico		0.179	10.195***	Aceptada	
H5: Los Cortes Generales son Formativos de Calidad de Servicio Técnico		0.034	1.982*	Aceptada	
Indicadores de Bondad de Ajuste (S-B → Robustos)					
S-B χ^2 (237 df)	S-B CFI	S-B TLI	S-B χ^2 /df	SRMR	S-B RMSEA (90% CI)
548.068 (p-Chi2 = 0.000)	0.983	0.980	2.312	0.019	0.051 (0.046 0.057)

Nota: CI = Confidence Interval; *** → $p < 0,001$; * → $p < 0,05$.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8

Propiedades Psicométricas del Modelo de Medida 3. Cargas Factoriales, Fiabilidad y Validez Convergente

Cargas Factoriales, Fiabilidad y Validez					
Factores, Ítems y Cargas Factoriales			Fiabilidad y Validez Convergente		
Factor	Ítem	λ (z-valor)	α -Crombach	RC	AVE
Frecuencia de los Cortes del Servicio (FC)	Fc1	0.961 (43.027)***	0.953	0.978	0.939
	Fc2	0.976 (51.201)***			
	Fc4	0.961 (37.445)***			
Duración de los Cortes del Servicio (DC)	Dc1	0.988 (53.391)***	0.993	0.993	0.973
	Dc2	0.987 (51.850)***			
	Dc3	0.984 (48.224)***			
	Dc5	0.988 (48.784)***			
Reclamos por Cortes del Servicio (RC)	Re1	0.914 (36.545)***	0.966	0.966	0.852
	Re2	0.926 (38.125)***			
	Re3	0.939 (39.668)***			
	Re4	0.913 (40.656)***			
	Re5	0.922 (42.926)***			
Cortes de Servicio en Baja Tensión (CBT)	CBT1	0.993 (30.556)***	0.968	0.968	0.909
	CBT2	0.935 (28.094)***			

	CBT3	0.936 (28.937)***			
Calidad de Servicio Técnico (CST)	CST1	0.883 (28.149)***	0.935	0.938	0.751
	CST2	0.833 (25.892)***			
	CST3	0.823 (26.643)***			
	CST4	0.890 (28.076)***			
	CST5	0.891 (27.935)***			
Indicadores de Bondad de Ajuste (S-B o Robustos)					
S-Bχ^2 (160 df)	S-B CFI	S-B TLI	S-Bχ^2/df	SRMR	S-B RMSEA (90% CI)
376.633 (p-Chi2 = 0.000)	0.986	0.983	2.354	0.019	0.052 (0.045 0.059)

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 9

Propiedades Psicométricas del Modelo de Medida 3. Validez Discriminante. Ratio HTMT

Validez Discriminante: Ratio HT/MT (HTMT)					
	FC	DC	RC	CBT	CST
FC	1.000				
DC	0.037	1.000			
RC	0.029	0.014	1.000		
CBT	0.081	0.038	0.066	1.000	
CST	0.423	0.609	0.585	0.277	1.000

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 7, se observa que la hipótesis H5, relativa a la formación del Constructo CST por parte del Constructo FG, es aceptada casi en el valor límite de confianza $p = 0.05$, con un valor de β estandarizado = 0,034, muy pequeño. Esta situación conduce a replantear si los Cortes Generales tienen significatividad en la formación de la Calidad del Servicio Técnico.

Se plantea, eliminando el Constructo FG, el Modelo 3 final. Los resultados de la estimación del Modelo de Medida 3, se presentan en las Tablas 8 y 9, y los de la estimación del Modelo Estructural 3, se presentan en la Tabla 10. Se obtiene un buen ajuste en ambos casos.

Tabla 10

Hipótesis del Modelo Estructural 3

Relaciones y Resultados					
Hipótesis (Relaciones Estructurales)	β estandarizado	z-valor	Contraste		
H1: La Frecuencia de los Cortes es Formativa de la Calidad de Servicio Técnico	0.444	21.814***	Aceptada		
H2: La Duración de los Cortes es Formativa de Calidad de Servicio Técnico	0.608	26.454***	Aceptada		
H3: El Reclamo (y su Atención) debido a Cortes es Formativo de lo Calidad de Servicio Técnico	0.572	24.093***	Aceptada		
H4: La Calidad en Baja Tensión es Formativa de la Calidad de Servicio Técnico	0.180	10.195 ***	Aceptada		
Indicadores de Bondad de Ajuste (S-B \rightarrow Robustos)					
S-Bχ^2 (160 df)	S-B CFI	S-B TLI	S-Bχ^2/df	SRMR	S-B RMSEA (90% CI)
376.633 (p-Chi2 = 0.000)	0.986	0.983	2.354	0.019	0.052 (0.045 0.059)

Fuente: Elaboración propia.

CONCLUSIONES

Más allá de los comentarios y discusiones vertidas en los dos apartados anteriores, se sintetizan los siguientes puntos a modo de conclusiones finales del presente trabajo de investigación:

Se ha presentado un novedoso Modelo de Medida de la Confiabilidad o Calidad de Servicio Técnico, denominación empleada por la regulación eléctrica de Argentina (no excluyentemente), en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica para el nivel de Baja Tensión. Este nivel es el que abastece a usuarios regulados (cautivos de la empresa distribuidora) residenciales. Se pretende con tal Modelo, captar la percepción que estos usuarios tienen sobre los indicadores medidos físicamente, bien establecidos por normas, y mediante los cuales se reporta la confiabilidad, muchas veces sin que aquellos comprendan sus definiciones.

Ha sido descrito con el mayor detalle posible, considerando la complejidad de la temática y el alcance del presente trabajo, un Marco Teórico que comienza a constituirse luego de la reestructuración de la Industria Eléctrica, con múltiples dimensiones, hasta arribar a la medida física de la confiabilidad en distribución eléctrica. Dados los avances que se producen bajo los nuevos paradigmas de Generación y Micro-Generación Distribuida, y Redes Inteligentes, el usuario puede ser un consumidor pasivo, activo, o auto abastecido desde su propia planta micro generadora. Esto resultará, lógicamente, posible para aquellos usuarios que dispongan del capital necesario para instalar estas plantas micro generadoras. No es el caso, en general, de los usuarios regulados.

Los avances mencionados, no tienen actualmente un correlato regulatorio. De modo que, sumado a los inconvenientes iniciales vinculados a la ausencia de control por parte de la autoridad regulatoria, la incorporación de los usuarios prosumidores tiene un impacto aún más incierto sobre el tipo de control a aplicar. Esta situación perjudica, aún más, a la Calidad de Servicio que reciben los usuarios cautivos o regulados.

Por estas razones, es necesario investigar un Modelo de Medición específico, ya que la problemática, tanto en amplitud como en complejidad, lo requiere habida cuenta de la magra situación observada en Calidad de Servicio Técnico de la distribución eléctrica en la Argentina y en otros países de la región.

El Modelo propuesto, puede ser adaptado fácilmente a otras regiones, cuya geografía y clima tiene características diferentes a las de la ciudad de Bariloche, y constituye el primer paso en la línea de investigación aquí abordada. En futuros trabajos se está evaluando la determinación de un costo para las penalizaciones por Calidad del Servicio Técnico degradado, conjuntamente con los mecanismos de control por parte de la autoridad regulatoria.

REFERENCIAS

Abreu, P., Martins, A.G. (2021). Evaluation of service quality of distribution systems with critically located generators. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 31, e12852. <https://doi.org/10.1002/2050-7038.12852>

Ahmad, F., Ashraf, I., Iqbal, A., Marzband, M., Khan, I. (2022). A novel AI approach for optimal deployment of EV fast charging station and reliability analysis with solar based DGs in distribution network. *Energy Reports*, 8, pp. 11646-11660. <https://doi.org/10.3390/en15145311>

Aldás, J., Uriel, E. (2017). *Análisis Multivariante Aplicado con R*. 2da Edición. Paraninfo.

Anderson, J. C., Gerbing, D. W. (1988). Structural equation modeling in practice: A review and recommended two-step approach. *Psychological Bulletin*, 103(3), pp- 411–423. <https://doi.org/10.1037/0033-2909.103.3.411>

Amelung, T. (2019). *Competition in the German Electricity Retail Business: Innovation and Growth Strategies*, ZBW-Leibniz Information Centre for Economics, Kiel, Hamburg.

Anteneh, D., Khan, B., Mahela, O. P., Alhelou, H. H., & Guerrero, J. M. (2021). Distribution network reliability enhancement and power loss reduction by optimal network reconfiguration. *Computers & Electrical Engineering*, 96, 107518. <https://doi.org/10.1016/j.compeleceng.2021.107518>

Aschidamini, G. L., da Cruz, G. A., Resener, M., Leborgne, R. C., Pereira, L. A. (2022). A framework for reliability assessment in expansion planning of power distribution systems. *Energies*, 15(14), 5073. <https://doi.org/10.3390/en15145073>

Azari, R. N., Chitsazan, M. A., Niaazari, I. (2017). Optimal Recloser Setting for Considering Reliability and Power Quality in Distribution Network. *American Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 6, No. 1, pp. 1-6.

Baumol, W.J., Panzar, J.C., Willig, R.D. (1982). Contestable Markets and the Theory of Industry Structure. *The Canadian Journal of Economics/Revue canadienne d'Economie*, Vol. 15, No. 4, pp. 774-780.

Bagozzi, R.P., Yi, Y. (1998). On the Evaluation of Structural Equation Models. *JAMS* 16, pp. 74–94.

Beesley, M., Littlechild, S. (1983). Privatization: Principles, Problems and Priorities. *Lloyds Bank Review*, 149, July 1983, pp. 1-20, reprinted in John Kay, Colin Mayer and David Thompson (eds.), *Privatization and Regulation: The UK Experience*, Oxford: Clarendon Press, 1986.

Bentler, P. M. (1990). Comparative fit indexes in structural models. *Psychological Bulletin*, 107, pp. 238–246. <https://doi.org/10.1037/0033-2909.107.2.238>

Bentler, P.M., Bonett, D. G. (1980). Significance tests and goodness of fit in the analysis of covariance structures. *Psychological Bulletin*, 88, 588–606. <https://doi.org/10.1037/0033-2909.88.3.588>

Bernstein, J. I., Sappington, D. E. (2000). How to determine the X in RPI-X regulation: a user's guide. *Telecommunications Policy*, 24(1), 63-68. [https://doi.org/10.1016/S0308-5961\(99\)00067-1](https://doi.org/10.1016/S0308-5961(99)00067-1)

Bertram, G. (2013). Weak Regulation, Rising Margins, and Asset Revaluations: New Zealand's Failing Experiment in Electricity Reform', in Fereidoon P. Sioshansi (ed.), *Evolution of Global Electricity Markets. New Paradigms, New Challenges, New Approaches*, Elsevier: Academic Press, pp. 645-677.

Braide, S. L., Kenneth, OE. (2018). Improved reliability analysis of electricity power supply to Port Harcourt distribution network. *International Journal of Engineering Science Invention (IJESI)*, Volume 7, Issue 7, Ver I, pp. 23-36.

Browne, M. W., Cudeck, R. (1993). Alternative ways of assessing model fit. In K. A. Bollen and J. S. Long (Eds.), *Testing structural equation models* (pp. 136-162). Newbury Park, CA: Sage.

Byrne, B. M. (2012). *Structural Equation Modeling with Mplus: Basic Concepts, Applications, and Programming*. New York, NY: Routledge.

CAMMESA (2021). *Grandes Usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM): Condiciones de Ingresos al MEM*. Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A. Argentina.

https://cammesaweb.cammesa.com/mem/?doing_wp_cron=1688404435.3479120731353759765625

Creti A, Fontini, F. (2019). Economics of Electricity Retail Markets. In *Economics of Electricity: Markets, Competition and Rules* (pp. 235-258). Cambridge: Cambridge University Press.

Crew M.A. (1994). *Incentive Regulation for Public Utilities*. Michael A. Crew(eds.), Series: Topics in Regulatory Economics and Policy Series: 18. Publisher Springer US.

Cronbach, L. J. (1951). Coefficient alpha and the internal structure of tests. *Psychometrika*. 16 (3): pp. 297-334.

Cronin Jr, J. J., Taylor, S. A. (1992). Measuring Service Quality: A Reexamination and Extension. *Journal of Marketing*, 56 (3), pp. 55-68.

Cronin Jr, J. J., Taylor, S. A. (1994). SERVPERF versus SERVQUAL: reconciling performance-based and perceptions-minus-expectations measurement of service quality. *Journal of marketing*, 58 (1), pp. 125-131.

De Mendonça, M. J. C., Pereira, A. O., Bellido, M. M. H., Medrano, L. A., & Pessanha, J. F. M. (2023). Service quality performance indicators for electricity distribution in Brazil. *Utilities Policy*, 80, 101481. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2022.101481>

Deller, D., Bernal, P., Hviid, M., Waddams Price, C. (2017). *Collective Switching and Possible Uses of a Disengaged Customer Database. A Report Commissioned by Ofgem*. Centre for Competition Policy, University of East Anglia, 10 August.

Enjavimadar, M., Rastegar, M. (2022). Optimal reliability-centered maintenance strategy based on the failure modes and effect analysis in power distribution systems. *Electric Power Systems Research*, 203, 107647. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107647>

Esplin, R., Davis, B., Rai, A., Nelson, T. (2020). The Impacts of Price Regulation on Price Dispersion in Australia's Retail Electricity Markets. *Energy Policy*, 147, 111829, pp. 1-14.

Flores, M., Waddams Price, C. (2018). The Role of Attitudes and Marketing in Consumer Behaviours in the British Retail Electricity Market. *The Energy Journal*, 39 (4), pp. 153-179.

Fogliatto, M. S. S., Caetano, H. O., Massignan, J. A. D., Fanucchi, R. Z., London Jr, J. B. A., Pereira Jr, B. R., Maciel, C. D. (2022). Power distribution system interruption duration model using reliability analysis regression. *Electric Power Systems Research*, 211, 108193. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108193>

Fornell, C., Larcker, D. F. (1981). Evaluating Structural Equation Models with Unobservable Variables and Measurement Error. *Journal of Marketing Research*, 18(1), 39. <https://doi.org/10/cwp>

Gilbert, R., Kahn, E. (1996). Competition and Institutional Change in U.S. Electric Power Regulation. In R. Gilbert & E. Kahn (Eds.), *International Comparisons of Electricity Regulation*, pp. 179-230.

Gold, A. H., Malhotra, A., Segars. A. H. (2001). Knowledge management: An organizational capabilities perspective. *Journal of Management Information Systems*; Summer 2001; 18, 1; ABI/INFORM Global, pp. 185-214.

Gomes, T. E. de O., Borniatti, A. R., Garcia, V. J., Santos, L. L. C. dos, Knak Neto, N., & Garcia, R. A. F. (2023). Clustering Electrical Customers with Source Power and Aggregation Constraints: A Reliability-Based Approach in Power Distribution Systems. *Energies*, 16(5), 2485. <http://dx.doi.org/10.3390/en16052485>

Hakimi, S. M., Hasankhani, A., Shafie-khah, M., Lotfi, M., Catalao, J. P. (2022). Optimal sizing of renewable energy systems in a Microgrid considering electricity market interaction and reliability analysis. *Electric Power Systems Research*, 203, 107678. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107678>

Hamidan, M. A., & Borousan, F. (2022). Optimal planning of distributed generation and battery energy storage systems simultaneously in distribution networks for loss reduction and reliability improvement. *Journal of Energy Storage*, 46, 103844. <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103844>

Harrison, G.W., McKee, M. (1985). Monopoly Behavior, Decentralized Regulation, and Contestable Markets: An Experimental Evaluation. *The RAND Journal of Economics*, Vol. 16, No. 1, pp. 51-69.

Hair, J., Anderson, R., Tatham, R. and Black, W. (1998). *Multivariate data analysis*. 5th Edition, Prentice Hall, New Jersey.

Henseler, J., Ringle, C.M. and Sarstedt, M. (2015). A new criterion for assessing discriminant validity in variance-based structural equation modeling. *Journal of the Academy of Marketing Science*, Vol. 43 No. 1, pp. 115-135. <https://doi.org/10.1007/s11747-014-0403-8>

Hiluf, A., Goa Tella, T. (2020). Reliability Assessment of Electrical Distribution Network using Analytical Method: A Case Study of Maychew City Distribution System, *International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT)*, Volume 09, Issue 08, pp. 977-975. DOI:10.17577/IJERTV9IS080075

Holler, M.J. (1985). The Theory of Contestable Markets: Comments. *Bulletin of Economic Research*, 37:1, pp. 66-67.

Idowu, K., Uhumwangho, R., Okafor, E. C. N., Big-Alabo, A. (2021). Reliability Improvement Study of a Distribution Network with Distributed Generation. *Applications of Modelling and Simulation*, Vol 5, pp. 53-65.

IEEE (2003). *IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*. STD 1366TM.

Jain, T.K., Jain, N. (2021). Service Quality in the Energy Sector and Its Impact on Sustainability. In: Leal Filho, W., Marisa Azul, A., Brandli, L., Lange Salvia, A., Wall, T. (eds) *Affordable and Clean Energy*. *Encyclopedia of the UN Sustainable Development Goals*. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-319-95864-4_65

Jöreskog, K. G., y Sörbom, D. (1981). LISREL V: Analysis of linear structural relationships by maximum likelihood and least squares methods (Research Report 81-8). Uppsala, Sweden: University of Uppsala, Department of Statistics.

Joskow, P. L., (2000). ¿Why Do We Need Electricity Retailers? or ¿Can You Get it cheaper Wholesale? Department of Economics. MIT, 2000. Working paper.

<https://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/44965/2000-001.pdf?sequence=1>

Joskow, P.L., Schmalensee, R. (1983). Markets for Power: An Analysis of Electrical Utility Deregulation, Cambridge, MA: The MIT Press.

Jou, Y.-T., Saflor, C. S., Mariñas, K. A., Young, M. N., Prasetyo, Y. T., & Persada, S. F. (2022). Assessing Service Quality and Customer Satisfaction of Electric Utility Provider's Online Payment System during the COVID-19 Pandemic: A Structural Modeling Approach. *Electronics*, 11(22), 3646. <http://dx.doi.org/10.3390/electronics11223646>

Kaiser H. (1974). An index of factorial simplicity. *Psychometrika*, Vol. 39, pp 31-36.

Kenny, D. A., McCoach, D. B. (2003). Effect of the number of variables on measures of fit in structural equation modeling. *Structural Equation Modeling*, 10(3), pp. 333-351. https://doi.org/10.1207/S15328007SEM1003_1

Kyriazos, T. A. (2018). Applied Psychometrics: Sample Size and Sample Power Considerations in Factor Analysis (efa, CFA) and SEM in General. *Psychology*, 9, 2207-2230.

<https://doi.org/10.4236/psych.2018.98126>

Laffont, J.J., Tirole, J. (1993). A Theory of Incentives on Procurement and Regulation, Cambridge (MA): MIT Press.

Le Coq, Ch., Schwenen, S. (2021). Strengths and Weaknesses of the Nordic Market Model. In *Handbook on Electricity Markets*, Edited by Jean-Michel Glachant, Paul L. Joskow and Michael G. Pollitt. Chapter 10.

Ley 24065 - InfoLeg - Información Legislativa (1992): sitio WEB.

<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/0-4999/464/texact.htm>

Li, S., Ye, C., Ding, Y., Song, Y. (2022). Reliability assessment of renewable power systems considering thermally-induced incidents of large-scale battery energy storage. *IEEE Transactions on Power Systems*, Volume 38, Issue: 4, pp. 3924 - 3938. DOI: 10.1109/TPWRS.2022.3200952

Littlechild, S. (1983). British Telecommunications' Profitability. Report to The Secretary of State, Department of Industry, London, UK.

Loube, R. (1995). Price Cap Regulation: Problems and Solutions. *Land Economics* 71(3): pp. 286-298.

Martínez Ávila, M. (2021). Análisis factorial confirmatorio: un modelo de gestión del conocimiento en la universidad pública. *RIDE. Revista Iberoamericana para la Investigación y el Desarrollo Educativo*, Vol. 12, No. 23, e059. <https://doi.org/10.23913/ride.v12i23.1103>

Meera, P. S., & Hemamalini, S. (2022). Reliability assessment and enhancement of distribution networks integrated with renewable distributed generators: A review. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 54, 102812. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2022.102812>

Mooi, E., Sarstedt, M., Mooi-Reci, I. (2018): *Market Research: The Process, Data, and Methods Using Stata*. Springer.

Nigro H., González Císaro, S., Tripodi, G. (2014). *Investigación Operativa*, Año XXVIII, No. 36, pp. 81-99.

Olajuyin. E. A., Olulope, P. K., Fasina, E. T. (2022). An overview on reliability assessment in power systems using CI approaches. *Archives of Electrical Engineering*, Vol. 71(No 2), pp. 425-443. DOI:10.24425/aee.2022.140720

Parasuraman, A., Zeithaml, V., Berry, L. (1985). A Conceptual Model of Service Quality and Its Implications for Future Research. *Journal of Marketing*, Vol. 49, No. 4, pp. 41-50.

Parasuraman, A., Zeithaml, V., Berry, L. (1988). SERVQUAL: A multi-item scale for measuring consumer perceptions of the service quality. *Journal of Retailing*. Vol. 64, No. 1, pp. 12-40.

Parasuraman, A., Zeithaml, V., Berry, L. (1991). Refinement and Reassessment of the SERVQUAL Scale. *Journal of Retailing*, Vol. 67, No. 4, pp. 420-450.

Parasuraman, A., Zeithaml, V., Berry, L. (1994). Reassessment of Expectations as a Comparison Standard in Measuring Service Quality: Implications for Further Research. *The Journal of Marketing*, Vol. 58, issue 1, pp. 111-124.

Perry, M. (1984). Sustainable Positive Profit Multiple-price Strategies in Contestable Markets. *Journal of Economic Theory*, Volume 32, Issue 2, pp. 246-265.

Parol, M., Wasilewski, J., Wojtowicz, T., Arendarski, B., Komarnicki, P. (2022). Reliability Analysis of MV Electric Distribution Networks Including Distributed Generation and ICT Infrastructure. *Energies*, 15(14), 5311. <http://dx.doi.org/10.3390/en15145311>

Pavlov, G., Maydeu-Olivares, A., Shi, D. (2021). Using the Standardized Root Mean Squared Residual (SRMR) to Assess Exact Fit in Structural Equation Models. *Educational and Psychological Measurement*, 81(1), 110–130. <https://doi.org/10.1177/0013164420926231>

Peña, D. (2002): *Análisis de Datos Multivariantes*. Mcgraw Hill Interamericana de España SL.

Rashid, S. (1985). Quality in Contestable Markets: ¿A Historical Problem? *The Quarterly Journal of Economics*, Vol. 103, No. 1, pp. 245-249.

Santos Neto, A. S., Reis, M. R., Coimbra, A. P., Soares, J. C., Calixto, W. P. (2022). Measure of customer satisfaction in the residential electricity distribution service using structural equation modeling. *Energies*, 15(3), 746. <https://doi.org/10.3390/en15030746>

Sarabia Sánchez, F. J. (2013). *Métodos de Investigación Social y de la Empresa*. Ediciones Pirámide.

Satorra, A., Bentler, P. M. (1994). Corrections to test statistics and standard errors in covariance structure analysis. In A. von Eye & C. C. Clogg (Eds.), *Latent variables analysis: Applications for developmental research* (pp. 399–419). Thousand Oaks, CA: Sage.

Schweickardt, G., Pistonesi Castelli, H. (2008). Disputabilidad en los sistemas de redes de distribución eléctrica. un análisis desde los modelos de telecomunicaciones en el marco del paradigma económico neo-clásico. *Revista Energética*, Nro. 39, pp. 11-23. Universidad Nacional de Colombia.

Sekhar, P. C., Deshpande, R. A., Sankar V. (2016). Evaluation and improvement of reliability indices of electrical power distribution system. 2016 National Power Systems Conference (NPSC), Bhubaneswar, India, 2016, pp. 1-6. DOI: 10.1109/NPSC.2016.7858838.

Spence, M. (1983). Contestable Markets and the Theory of Industry Structure: A Review Article [Review of Contestable Markets and the Theory of Industry Structure., by W. J. Baumol, J. C. Panzar, & R. D. Willig]. *Journal of Economic Literature*, 21(3), 981–990.

Spulber, D. (1989). *Regulation and Markets*. MIT Press.

Steiger, J. H. (1990). Structural model evaluation and modification: An interval estimation approach. *Multivariate Behavioral Research*, 25, pp. 173–180.

Steiger, J. H., Lind, J. C. (1980). Statistically based tests for the number of common factors. Paper presented at the Annual Meeting of the Psychometric Society, Iowa City, IA.

Tucker, L. R., Lewis, C. (1973). A reliability coefficient for maximum likelihood factor analysis. *Psychometrika*, 38, pp. 1–10.

Vogelsang, I. (1989). Price Cap Regulation of Telecommunications Services: A Long-Run Approach. In: Crew, M.A. (eds) *Deregulation and Diversification of Utilities*. Topics in Regulatory Economics and Policy, vol 3. Springer, Boston, MA.

Wheaton, B., Muthen, B., Alwin, D. F., Summers, G. (1977). Assessing Reliability and Stability in Panel Models. *Sociological Methodology*, 8 (1), pp. 84-136.

Wu, J., Zheng, J., Mei, F., Li, K., Qi, X. (2022). Reliability evaluation method of distribution network considering the integration impact of distributed integrated energy system. *Energy Reports*, 8, 422-432. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.08.124>

Yin, H., Wang, Z., Liu, Y., Qudaih, Y., Tang, D., Liu, T. (2022). Operational reliability assessment of distribution network with energy storage systems. *IEEE Systems Journal*, 17(1), 629-639.

Zeng, G., Yu, T., Wang, Z., & Lin, D. (2022). Analytical reliability assessment of cyber-physical distribution system with distributed feeder automation. *Electric Power Systems Research*, 208, 107864. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.107864>