

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:

Dr. Enrique A. López P.

Informe de Memoria de Título
para optar al título de:

Ingeniero Civil Electrónico

Límites de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución: Un enfoque Técnico-Económico

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante:
Dr. Enrique A. López P.

Límites de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución: Un enfoque Técnico-Económico

Cecilia Soledad Morales Bustos

Informe de Memoria de Título
para optar al Título de

Ingeniero Civil Electrónico

Abril 2011

Resumen

Uno de los principales problemas que enfrentan los reguladores, es que las regulaciones incitativas, orientadas a la eficiencia, aplicadas al monopolio natural de la distribución de energía eléctrica, pueden conducir a un deterioro de la calidad suministrada a los consumidores. Para mitigar dicha degradación, es imperativo, entonces, integrar la calidad al regular el sector de la distribución. Lo previo implica niveles de calidad y precios adecuados.

Esta Memoria de Título define un marco conceptual de la teoría de la calidad aplicada a un Sistema Eléctrico de Distribución. Se integran las teorías económica y de confiabilidad. Se realiza un análisis de la literatura existente sobre esquemas regulatorios y de la normativa nacional e internacional de la calidad de suministro.

Este trabajo propone un método para establecer estándares de calidad, basándose en la minimización del costo social (SOTEX). La optimización se realiza vía algoritmos genéticos, haciendo llamado a la función de daño al cliente y los costos estimados de fallas. Se establecen con ello el nivel técnico-económico óptimo de la confiabilidad.

La explotación práctica de la propuesta implica que los indicadores deben tener un límite superior e inferior, definido entorno al óptimo (en este trabajo se abordan algunas consideraciones heurísticas con éste propósito). Con este fin, para establecer estándares de calidad, se reconoce la estructura de costos de las empresas distribuidoras y se propone una segmentación ligada a las áreas típicas de distribución (ATDs), actualmente definidas por la CNE.

Finalmente, se detallan dos aplicaciones del método propuesto. Un sistema de prueba y un alimentador real. Se evidencia a través de estos resultados la robustez de la propuesta.

Palabras claves: Índices de Confiabilidad, Mercado Eléctrico, Regulación, Calidad de Servicio, Continuidad de Suministro Eléctrico, Normativa Eléctrica Chilena.



*A mi familia, mis amigos, compañeros, profesores, y todos aquellos que en algún momento estuvieron involucrados directa o indirectamente en la elaboración de esta M. de T.
A todos los que me han brindado su apoyo, no sólo en la elaboración de este Trabajo, sino siempre.*

Agradecimientos

Quiero agradecer a todos aquellos que con su opinión y conocimiento apoyaron la elaboración de la presente Memoria de Título, y me han permitido llegar a este escalón de mi vida universitaria y profesional.

De forma muy especial, quiero agradecer el constante apoyo, disposición, motivación y guía, al Sr. Enrique López, mi supervisor, Profesor del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Concepción; y a Rodrigo López, Investigador del Laboratorio de Economía de Redes de Paris. Aprecio profundamente el tiempo dedicado, la paciencia y aportes conceptuales efectuados durante el desarrollo de este trabajo. Gracias por permitir involucrarme en un tema tan controversial y atingente en nuestro país.

Expreso mi gratitud al Sr. Luís Morán, Profesor del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Concepción, por aceptar ser miembro de la comisión examinadora de este trabajo y por sus aportes y participación como jurado en la evaluación de esta Memoria de Título.

Quiero manifestar mi agradecimiento y afecto a mi familia, por su incondicional soporte y paciencia con que me acompañaron a lo largo de este camino. A mi madre, que siempre ha creído en mí. A mis hermanos, que de alguna manera estuvieron cuando los necesitaba y facilitaron mi desarrollo profesional. En especial, a mi hermana Jacqueline, sin su apoyo, motivación y cariño, esta tarea no se hubiera concluido exitosamente. Gracias por estar siempre ahí, mis logros, también son sus logros.

Finalmente agradezco a mis sobrinas mayores, Josefa y Natalia, por su presente preocupación. Espero este trabajo sirva de inspiración en sus futuros logros universitarios, así como ellas me inspiraron a culminarlo. También extendo mis cariños a mis amigos, por el constante aliento, acertados impulsos, críticas, y presencia durante todo el proceso que conllevó la confección de este documento. A todos ellos, “Gracias”.

Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS	VIII
LISTA DE FIGURAS	X
NOMENCLATURA.....	XI
ABREVIACIONES.....	XII
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. INTRODUCCIÓN GENERAL.....	1
1.2. TRABAJOS PREVIOS	2
1.2.1 <i>Discusión y Conclusiones</i>	12
1.3. HIPÓTESIS DE TRABAJO	13
1.3.1 <i>Hipótesis General</i>	13
1.3.2 <i>Hipótesis Puntuales</i>	14
1.4. OBJETIVOS.....	14
1.4.1 <i>Objetivo General</i>	14
1.4.2 <i>Objetivos Específicos</i>	14
1.5. ALCANCES Y LIMITACIONES	15
1.6. TEMARIO Y MÉTODO	15
CAPÍTULO 2. MARCO CONCEPTUAL DE LA CALIDAD DE SERVICIO	16
2.1. INTRODUCCIÓN	16
2.2. CONFIABILIDAD EN SED.....	16
2.2.1 <i>Índices de Confiabilidad Individuales</i>	17
2.2.2 <i>Índices de Confiabilidad de Sistema</i>	18
2.3. TEORÍA DE LA CALIDAD DE SERVICIO.....	23
2.3.1 <i>Función de daño al cliente y costo estimado de interrupción</i>	26
2.3.2 <i>Algoritmos Genéticos</i>	28
2.4. TEORÍA MERCADO-REGULACIÓN.....	30
2.4.1 <i>Teoría del Monopolio y Mercados Competitivos</i>	30
2.4.2 <i>Regulación por Beneficio</i>	31
2.4.3 <i>Regulación “Cap”</i>	33
2.4.4 <i>Empresa Modelo y “Yardstick Competition”</i>	36
2.5. INSTRUMENTOS DE REGULACIÓN.....	37
2.5.1 <i>Publicación de datos</i>	37
2.5.2 <i>Estándares Mínimos de Calidad</i>	37
2.5.3 <i>Performance Based Rates</i>	38
2.5.4 <i>Contrato de Calidad Premium</i>	40
2.6. CONCLUSIONES.....	40
CAPÍTULO 3. NORMATIVA DE CHILE E INTERNACIONAL.....	42
3.1. INTRODUCCIÓN	42
3.2. REGULACIÓN Y NORMATIVA EN CHILE.....	42
3.2.1 <i>Introducción</i>	42
3.2.2 <i>Mercado Eléctrico Chileno</i>	43
3.2.3 <i>Ley General de Servicios Eléctricos y Calidad de Servicio</i>	49
3.2.4 <i>Índices de Continuidad de Suministro en Chile</i>	52
3.2.5 <i>Entidades Reguladoras en Chile</i>	54
3.2.6 <i>Penalizaciones</i>	56
3.3. REGULACIÓN EN ARGENTINA	57
3.4. REGULACIÓN EN VENEZUELA	58
3.5. NORMATIVA EUROPEA.....	59
3.5.1 <i>Francia</i>	60
3.5.2 <i>Realidad Española</i>	61

3.5.3	<i>Norma EN50160 “Voltage Characteristics in Public Distribution Systems”</i>	62
3.5.4	<i>CEER: 4th Benchmarking Reports on Quality of Electricity Supply</i>	63
3.6.	NORMATIVA NORTEAMERICANA	64
3.6.1	<i>Regulación en Nueva York</i>	65
3.6.2	<i>IEEE 1366 : “Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices”</i>	66
3.7.	CONCLUSIONES.....	67
CAPÍTULO 4. MÉTODO Y SOLUCIÓN PROPUESTA		74
4.1.	INTRODUCCIÓN	74
4.2.	TEORÍA DE LA CALIDAD.....	74
4.3.	DETERMINACIÓN DE LOS LÍMITES DE CONFIABILIDAD.....	76
4.4.	PRECIO Y CALIDAD. SEGMENTACIÓN.....	78
4.5.	ESTÁNDAR PROPUESTO.....	80
CAPÍTULO 5. APLICACIONES Y RESULTADOS		83
5.1.	SISTEMA DE PRUEBA.....	83
5.2.	SISTEMA REAL.....	94
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES		99
BIBLIOGRAFÍA.....		101
ANEXO A. NORMATIVA CHILENA		106
A.1.	DECRETO SUPREMO N°327	106
A.2.	NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO.....	109
A.3.	DFL N°4	111
ANEXO B. DATOS.....		112
B.1	SISTEMA DE PRUEBA.....	112
B.2	ALIMENTADOR CHILECTRA.....	114



Lista de Tablas

TABLA 2.1 Tamaño de zonas muertas en algunos países bajo regulación PBR.....	40
TABLA 3.1 Clasificación de empresas para cada ATD [48].....	46
TABLA 3.2 Empresas de referencia para cada ATD [48]	46
TABLA 3.3 Límites para los indicadores de confiabilidad individuales en Chile [37].....	53
TABLA 3.4 Límites para los indicadores de confiabilidad de sistema en Chile [37]	53
TABLA 3.5 Indicadores individuales exigidos en Argentina	57
TABLA 3.6 Índices Globales de las calidades de Referencia en Argentina.....	58
TABLA 3.7 Límites establecidos para FIU y TTIU en Venezuela [27]	59
TABLA 3.8 Número máximo estipulado de interrupciones en Francia	60
TABLA 3.9 Límites para el TIEPI, Percentil 80 del TIEPI y NIEPI en España	61
TABLA 3.10 Consideración de interrupciones en distintos países europeos [32].....	64
TABLA 3.11 Propuesta de NY para valores de frecuencia y duración de interrupciones.....	65
TABLA 3.12 Valores medios de Frec. de Int. e Indisp. Años 1996-2002 [10]	69
TABLA 3.13 Índices SAIDI, SAIFI y CAIDI en 1987 [32].....	69
TABLA 3.14 Análisis comparativo aspectos relevantes normativa internacional. Parte a.....	71
TABLA 3.15 Análisis comparativo aspectos relevantes normativa internacional. Parte b	72
TABLA 3.16 Análisis comparativo aspectos relevantes normativa internacional. Parte c.....	73
TABLA 4.1 Cromosoma de cada individuo [5].....	76
TABLA 4.2 Primera segmentación propuesta	79
TABLA 4.3 Segmentación final propuesta	79
TABLA 4.4 Estándar propuesto para niveles de calidad. Parte a	81
TABLA 4.5 Estándar propuesto para niveles de calidad. Parte b	81
TABLA 5.1 Número de clientes y cargas	84
TABLA 5.2 Índices de confiabilidad para cada tramo.....	84
TABLA 5.3 Posibles estados del sistema.....	85
TABLA 5.4 Indicadores y costos para estado inicial.....	87
TABLA 5.5 Indicadores y costos para estado (1, 0, 0)	89
TABLA 5.6 Indicadores y costos para estado (1, 1, 0)	90
TABLA 5.7 Indicadores y costos para estado (1, 1, 1)	92

TABLA 5.8 Indicadores de calidad y costos asociados a cada estado.....	92
TABLA 5.9 Media y S.D. de SAIFI y SAIDI entre los años 1998-2003	94
TABLA 5.10 Niveles de calidad propuestos para el alimentador.....	94
TABLA 5.11 Indicadores de calidad y costos para nivel óptimo	96
TABLA 5.12 Media y S.D. de SAIFI y SAIDI para CHILECTRA entre los años 2005-2007	97
TABLA 5.13 Niveles de calidad propuestos para el alimentador.....	97
TABLA 5.14 Límites indicadores de calidad impuestos por la normativa.....	97
TABLA B.1 Función de daño al cliente por sector.....	112
TABLA B.2 Indicadores y costos para estado (0, 0, 1)	112
TABLA B.3 Indicadores y costos para estado (0, 1, 0)	113
TABLA B.4 Índices y Costos para estado (0, 1, 1).....	113
TABLA B.5 Índices y Costos para estado (1, 0, 1).....	113
TABLA B.6 Base de datos para el alimentador CHILECTRA. Parte a.....	114
TABLA B.7 Base de datos para el alimentador CHILECTRA. Parte b	115
TABLA B.8 Base de datos para el alimentador CHILECTRA. Parte c.....	116
TABLA B.9 Base de datos para el alimentador CHILECTRA. Parte d	117



Lista de Figuras

Figura 2.1 Concepto de calidad óptima.....	24
Figura 2.2 Pasos básicos de un Algoritmo Genético [21]	29
Figura 2.3 Representación de los incentivos proveídos por el sistema price-cap	34
Figura 2.4 Esquema PBR. Costos v/s SAIDI.....	39
Figura 3.1 Gráfica regresión lineal.....	45
Figura 3.2 Medición FMIK Urbano, año 2008-2009 [40]	54
Figura 3.3 Medición TTIK Urbano, año 2008-2009 [40]	54
Figura 4.1 Propuesta método de regulación SED	82
Figura 5.1 Topología alimentador sistema de prueba	83
Figura 5.2 Topología alimentador con fusibles de protección	88
Figura 5.3 Topología alimentador con elementos de protección y maniobra	89
Figura 5.4 Topología alimentador para el estado (1, 1, 1)	91
Figura 5.5 Curva costos estimados para el sistema de prueba	93
Figura 5.6 Topología alimentador CHILECTRA	95
Figura 5.7 Convergencia de AG aplicado al alimentador CHILECTRA.....	96
Figura 5.8 Niveles de calidad propuestos en contraste con la normativa actual	98
Figura 5.9 Medición TTIK urbano, Chilectra 2007-2008.....	98
Figura B.1 Curvas de costos para datos Tabla B.1	112

Nomenclatura

λ_i	: Tasa de falla del componente i
λ_{pc}	: Tasa de falla punto de carga
ECOST	: Costo Estimado de falla
FMIK_{min}	: FMIK mínimo
FMIT_{min}	: FMIT mínimo
FMIK_{max}	: FMIK máximo
FMIT_{max}	: FMIT máximo
FMIK_{opt}	: FMIK óptimo
FMIT_{opt}	: FMIT óptimo
I_{opt}	: Índice óptimo
I_{min}	: Índice mínimo
I_{max}	: Índice máximo
L_i	: Carga conectada interrumpida
L_{pc}	: Potencia media demandada en el punto de carga
L_T	: Total carga servida
N_i	: Número Clientes Interrumpidos
N_T	: Número Total de Clientes
P₀	: Precio Inicial
r_i	: Tiempo de reparación del elemento i
r_{pc}	: Tiempo de reparación punto de carga
SOTEX	: Costo social
TTIK_{min}	: TTIK mínimo
TTIT_{min}	: TTIT mínimo
TTIK_{max}	: TTIK máximo
TTIT_{max}	: TTIT máximo
TTIK_{opt}	: TTIK óptimo
TTIT_{opt}	: TTIT óptimo
TOTEX	: Costos en que incurre la empresa para mejorar calidad
U_i	: Indisponibilidad del elemento i
U_{pc}	: Indisponibilidad punto de carga



Abreviaciones

ACCI	: Average Customer Curtailment Index
AEEG	: Autoridad Reguladora de la Electricidad y del Gas
AG	: Algoritmo Genético
Art.	: Artículo
ASAI	: Average Service Availability Index
ASCI	: Average System Curtailment Index
ASIDI	: Average System Interruption duration Index
ASIFI	: Average System Interruption Frequency Index
AT	: Alta Tensión
ATD	: Área Típica de Distribución
BT	: Baja Tensión
CAIDI	: Customer Average Interruption Duration Index
CAIFI	: Customer Average Interruption Frequency Index
CCDF	: Composite Customer Damage Function
CDEC	: Centros de Despacho Económico de Carga
CDF	: Customer Damage Function
CEARE	: Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética
CEER	: Consejo Europeo de Reguladores de Energía
CENS	: Costo de la Energía No Suministrada
CGE	: Compañía General de Electricidad
CI	: Costos de Inversión
CIRIEC	: Centre International de Recherches et d'Information sur l'Economie Publique
CNE	: Comisión Nacional de Energía
CONAMA	: Comisión Nacional del Medio Ambiente
CTAIDI	: Customer Total Average Interruption Duration Index
CV	: Coeficiente de Variación
DFL	: Decreto con Fuerza de Ley
DO	: Dirección de Operación del CDEC
DP	: Dirección de Peajes del CDEC
DS	: Decreto Supremo
ECOST	: Costo Estimado del daño al cliente
ECSE	: Encuesta de Calidad de Servicio Eléctrico
EDF	: Electricité de France
ENRE	: Ente Nacional Regulador de la Electricidad
ENS	: Energía no suministrada
FERC	: Federal Energy Regulatory Comisión
FIU	: Frecuencia de Interrupción para el Usuario
FMIK	: Frecuencia media de interrupciones por kVA.
FMIT	: Frecuencia media de interrupción por transformador
GS	: Guaranteed Standard
IEEE	: Institute of Electrical and Electronics Engineers
IPC	: Índice de Precios al Consumidor
LOSE	: Ley Orgánica de Servicio Eléctrico
M. de T.	: Memoria de Título

MED	: Major Event Day
MQS	: Minimum Quality Standard
MTTR	: Mean Time To Repair
NARUC	: National Association of Regulatory Utility Commissioners
NERC	: National Electricity Regulatory Commission
NIEPI	: Número de Interrupciones Equivalente de la Potencia Instalada en MT,
NST	: Network Simulation Tool
NT	: Norma Técnica
NTdeSyCS	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio
NYSEG	: New York State Electric & Gas
OFGEM	: Office of Gas and Electricity Markets
PBR	: Performance Based Rate.
PCC	: Punto de Acoplamiento Común
RD	: Real Decreto
ROR	: Rate of Return
RPI	: Retail Price Index
SAIDI	: System Average Interruption Duration Index
SAIFI	: System Average Interruption Frequency Index
S.D.	: Standard Deviation
SEC	: Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SED	: Sistema Eléctrico de Distribución
SIC	: Sistema Interconectado Central
SING	: Sistema Interconectado del Norte Grande
SOTEX	: Costos Social
SVS	: Superintendencia de Valores y Seguros
SyCS	: Seguridad y Calidad de Servicio
TIEPED	: Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Demandada
TIEPI	: Tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión.
TTIK	: Tiempo Total de Interrupción por kVA
TTIT	: Tiempo total de interrupción por transformador
TTIU	: Tiempo Total de Interrupción para el Usuario
TOTEX	: Costos de inversión
UIT	: Unidad Impositiva Tributaria
UNIPEDE	: Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique
USD	: United State Dollar
VAD	: Valor Agregado de Distribución
VNR	: Valor Nuevo de Reemplazo
WTA	: Willingness to Accept
WTP	: Willingness to Pay

Capítulo 1. Introducción

1.1. Introducción General

En el mundo, el tema de la calidad eléctrica no es nuevo, desde finales del siglo XVIII, cuando Thomas Edison montó el primer sistema de alumbrado público de los Estados Unidos, existía la preocupación por la continuidad del suministro por motivos económicos. Sin embargo, la diferencia actualmente es la importancia que se le ha dado a la calidad.

Actividades tan normales como utilizar el ascensor, cocinar, calentar agua, etc., dependen del suministro de electricidad. Cada día las personas dependen más de un suministro de energía continuo y de calidad, tanto para sus labores domésticas, personales o laborales. El suministro eléctrico ha alcanzado una importancia estratégica dentro de nuestra sociedad [22].

La regulación del sector distribución del mercado eléctrico, presenta diversos aspectos técnicos, económicos y legales, como la calidad de servicio, confiabilidad y las estrictas normas que lo rigen [19]. Se necesita un análisis de todos estos aspectos en conjunto, para proponer un método eficiente y adecuado para regular la calidad de un servicio eléctrico de distribución.

Actualmente, se ve a la electricidad como un producto, el cual tiene asociado costos y beneficios [12]. Estos aspectos se relacionan de forma compleja entre lo netamente técnico y la economía de mercado, lo que se ve acentuado por el marco regulativo [1]. Es aquí donde se plantea la inquietud de como abordar la regulación de la distribución de electricidad. A pesar de los numerosos procesos de liberación en los mercados eléctricos, la distribución sigue considerándose un monopolio natural. Y como tal monopolio, es necesario regularlo para mitigar el comportamiento abusivo del monopolista [22]. A esto se suman situaciones anómalas que en conjunto han derivado en que los entes reguladores estudien formas y procedimientos para regular a los actores del mercado, y así mantener ciertos niveles de calidad [21].

A modo más local, un gran desafío se vive actualmente en la reestructuración del mercado eléctrico en Chile. Hace veinte años que se aplica regulación de precios y el concepto de “empresa modelo” a las empresas distribuidoras de electricidad, y el esquema actual presenta fortalezas y debilidades [24]. Citando a Claudio Lara Cortés, Economista y Académico ELAP de la Universidad ARCIS, *“no será hora de pensar en un modelo de servicio público que considere a la energía como un derecho, capaz de asegurar la universalidad del acceso de las personas a la energía, la estabilidad de tarifas justas y la continuidad del servicio; y que su suministro sea entregado de*

manera sustentable sin violentar el medio ambiente” [46]. Este tipo de comentario pone en manifiesto la necesidad de reconsiderar como se maneja el mercado de la distribución actual, en lo referente a los estándares de calidad que tiene directa relación con el consumidor final.

Por otro lado, existe la inquietud de cómo abordar la confiabilidad en la red eléctrica. Para efectos de esta Memoria de Título, se considera como un término que refleja robustez del sistema, en lo que se refiere a la respuesta de éste frente a contingencias y continuidad del suministro. La calidad del servicio que percibe e impacta más fuertemente al consumidor final, es la continuidad del suministro. Los cortes de suministro de electricidad, que afectan a todos los usuarios, producen graves distorsiones tanto en el desarrollo habitual de cualquier actividad, como en el confort de las personas. Estos cortes se cuantifican midiendo su frecuencia de aparición y duración. Otra forma de evaluar la confiabilidad del servicio es a través de la disponibilidad [16].

La calidad de servicio, y en especial la continuidad de suministro de electricidad, además de los aspectos técnicos, tiene un trasfondo económico. Se presenta la problemática de establecer niveles adecuados de calidad considerando ambos aspectos. Teóricamente, se podría lograr una continuidad de suministro perfecta, con cero interrupciones, pero los costos serían infinitos. Por otro lado, una minimización extrema de costos, decaería en pobres niveles de calidad de servicio [1][21][22].

Este trabajo busca responder a interrogantes como ¿Cuáles son los niveles adecuados de calidad? ¿Qué enfoques existen para regular el precio y calidad? ¿Éstos son eficientes, adecuados y aplicables a la realidad chilena? ¿Qué medidas pueden ser diseñadas o desarrolladas para mejorar los enfoques regulatorios actualmente aplicados a un SED?

Con el fin de dar un poco de luz a estas interrogantes, esta Memoria de Título propone un método para definir los niveles adecuados para los indicadores de calidad de suministro. Basándose en la estimación de valores óptimos, con un compromiso entre calidad y costo. Y proponiendo una nueva segmentación de las empresas distribuidoras con el objeto de reconocer una estructura de costos a la hora de establecer los estándares de calidad. Se hace un análisis de la situación actual chilena y de otros países. Se emplean conceptos de teoría de la calidad y teoría de mercados bajo monopolio, todos ellos bajo un marco regulativo.

1.2. Trabajos Previos

- ♣ Elena Fumagalli, Luca Lo Schiavo, Florence Delestre. “Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail”. Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2007 [1].

Este libro pone en contexto la regulación de la calidad de servicio y la importancia de este tema en la distribución de electricidad. Los clientes son altamente sensibles a todos los aspectos de calidad y valorizan la rapidez y exactitud con que se manejan sus peticiones. Aquí se presenta activamente el punto de vista del consumidor y la problemática de regular la calidad de servicio, pues un nivel ideal de calidad depende de las preferencias del consumidor. Estas preferencias pueden variar ampliamente, además, la medición de la calidad se ve afectada por el comportamiento del consumidor, se revisan conceptos como “willingness to pay” y “willingness to accept”.

Se introducen términos como “price-cap” o “revenue cap” y se llega a la conclusión que cuando un regulador elige regular los precios utilizando dichos conceptos, tiende a decaer el incentivo de la compañía para entregar niveles eficientes de calidad de servicio, por lo que la regulación basada en “price cap” debe estar complementada por una regulación enfocada a la calidad del servicio. Se debe llegar a un compromiso entre precio y calidad.

Referente a la continuidad del suministro, aunque la regulación es relativamente materia nueva, autoridades independientes en los estados miembros de la Unión Europea, han acumulado cinco a diez años de práctica en esta área y han elaborado una guía para la regulación de servicio de calidad concerniente a la continuidad de suministro. En cuanto al esquema propuesto de “recompensa y penalidad” presentado en este libro, éste fuerza a las compañías reguladas a incluir los costos de los clientes en sus propios costos de operación, también se plantea la temática para definir las tasas de incentivo para las compañías.

- ♣ Catherine Waddams Price, Bitten Brigham, Lin Fitzgerald. “Service Quality in Regulated Monopolies”. Journal compilation CIRIEC 2008 [2].

Este documento evidencia el comportamiento de los entes reguladores y los regulados en lo concerniente a la elección de estándares en el Reino Unido. Un balance entre calidad de servicio y costo es un tema concerniente para el sector público y privado. Se debe tener en cuenta que para mayor calidad, es más caro proveerla, y genera un mayor precio para el consumidor.

En esta publicación se presenta la opinión de variadas entidades vinculadas a la regulación de calidad. En 2001 OFGEM planteó que es importante introducir estándares garantizados para proveer protección a los consumidores finales con respecto a obtener un servicio de calidad. Por lo menos hasta que se estableciera una política de incentivos financieros y un control de precios.

Este documento utiliza como principal fuente, la entrevista a tres expertos sobre el logro alcanzado por los reguladores en el tema de medición de calidad. Todos concordaron en que existe

un conflicto de objetivos entre el gobierno y reguladores, y a veces entre diferentes reguladores, dependiendo si éstos tienen un punto de vista económico, ambiental, de seguridad, de salud u otro. Además, todos expresaron su preocupación por la forma en que se han escogido los estándares y fijado niveles, como también de la competencia de los reguladores. En lo referente a la política de incentivos, los tres entrevistados concordaron en que son una herramienta poderosa, pero existen factores propios de las empresas que afectan en el momento de responder a dichos incentivos, por ejemplo, una penalidad financiera, puede ser menos importante que algún efecto en su reputación.

Mientras la regulación de la calidad de servicio en Reino Unido se constituye sobre la fortaleza de un modelo económico, esta publicación muestra con bases sólidas, que el proceso es más complejo, para ambos lados, reguladores y las compañías; debido al contexto de una política de mercado mundial más amplio.

- ♣ Lester C. Hunt, Colin Robinson, “Energy in a competitive market: essays in honor of Colin Robinson”. University of Pennsylvania Press, 2003 [3].

Este libro contiene una compilación de reportes y ensayos, referentes al tratamiento de la energía en mercados competitivos. En el capítulo dos se presenta un paper de Catherine Waddams Price, “Yardstick Competition and Comparative Performance Measures in Practice”. En dicho paper se plantea la comparación del comportamiento de distintas compañías como una herramienta para controlar a las empresas privadas en el mercado de la distribución. El potencial para usar esta herramienta comprende dos aspectos. El primero es establecer estándares mínimos de calidad que si no se cumplen, la empresa regulada incurre en costos. El segundo aspecto se relaciona al concepto de “price-cap”, se hace un análisis a la fijación de este Price Cap y proyectos de incentivos, planteando la separación de la idea de distribución y la de suministro. En conclusión, se vislumbra un potencial en esta forma de comparación de comportamientos denominada “criterio de competición en regulación”.

- ♣ John R. LOWEN. “Quality Aspects”. Union of the Electricity Industry. EURELECTRIC, 2000 [4].

En este documento se plantea la necesidad de que los aspectos relacionados a calidad sean cuantificados e “ingenierilmente” consistentes con los requisitos actuales del mercado eléctrico. Se aborda el tema de como la industria necesita relacionar los conceptos de costos y calidad. Se da una perspectiva hacia los aspectos de calidad desde el punto de vista de la utilidad eléctrica en un mercado liberado y se hace una revisión de los estándares presentes en Europa.

Este documento propone que la disponibilidad de servicio debe estar directamente relacionada con penalidades y precios. Aborda aspectos estratégicos relacionados con los criterios de desempeño de calidad vinculados a las redes y funcionamiento de la red. Se presenta la idea de ampliar la visión de los reguladores de Servicios Públicos, para establecer medidas de desempeño y evaluación comparativa; se plantea que las normas actuales relativas a la electricidad deben ser revisadas para tener en cuenta su pertinencia y repercusiones comerciales.

- ♣ Cristian J. Gutiérrez Herrera, “Confiabilidad Económica de Sistemas de Distribución Primaria Vía Algoritmo Genético, Un Motor para el Incentivo a la Calidad”. Informe de Memoria de Título para Optar al Título de Ingeniero Civil Eléctrico. Universidad de Concepción. Enero 2010 [5].

Esta Memoria propone un proceso lógico, con la finalidad de encontrar una configuración, que permita una mayor calidad del servicio eléctrico. Esto se lleva a cabo a través de una optimización económica que se presenta al considerar la calidad del suministro en un sistema de distribución primaria. La optimización se logra vía Algoritmos Genéticos, que es una técnica adaptativa de optimización y búsqueda basada en la teoría de la evolución de las especies propuesta por Darwin y desarrollada por el matemático estadounidense John Henry Holland. En este Informe queda explícitamente manifiesto que es posible, técnicamente, incluir una consigna óptima de la calidad de servicio de la distribución eléctrica en el proceso económico de pricing, para lo cual se aplican conceptos de función de daño al cliente con optimización vía Algoritmos Genéticos.

- ♣ Brown, R.E., Marshall, M. W. “Microeconomic Examination of Distribution Reliability Targets”. Power Engineering Society Winter Meeting, *IEEE Transactions*, Volumen 1, págs. 58 - 65. Febrero 2001 [6].

Este artículo examina la confiabilidad del suministro eléctrico y las características de la demanda. Compara la demanda con objetivos de confiabilidad, analizando el comportamiento de empresas, confiabilidad mínima garantizada y confiabilidad diferenciada.

Se presenta el estudio del costo asociado a un índice mayor de confiabilidad, colocando como límite de este índice, el punto de la curva de costo oferente en que se aprecia que seguir aumentando la confiabilidad ya no es rentable para la compañía. Se considera en este análisis la voluntad del cliente a pagar para evitar interrupciones de suministro. Esta cantidad de dinero tendrá relación directa con el costo que dicha falla introdujo al sistema.

- ♣ Goel, L. Billinton, R. “Determination of Reliability Worth for Distribution System Planning”. Power Delivery, *IEEE Transactions*, Volumen 9, N° 3, págs. 1577 - 1583. Julio 1994 [7].

En este documento se presenta un índice especial para valorar la confiabilidad, y se plantea su utilización para tomar decisiones sobre diseño y planeación de un sistema de distribución. Este índice se obtiene relacionando índices de confiabilidad tradicionales y datos sobre el costo de interrupciones por parte de los consumidores. Este índice puede utilizarse para determinar implicaciones monetarias derivadas de interrupciones de suministro. Se presentan y comparan tres enfoques diferentes para evaluar la confiabilidad de un sistema de distribución basada en el valor de este índice, para lo cual se utiliza un pequeño, pero completo sistema de prueba. Aplicando la utilización de este índice se logra la incorporación del factor económico a la evaluación del costo-beneficio de la confiabilidad.

- ♣ A. A. Chowdhury, *Senior Member*, “Distribution System Risk Assessment Based on Historical Reliability Performance”. *IEEE Electro Information Technology*. 2005 [8].

En esta publicación se presenta el concepto Performance Based Ratemaking (PBR), consistente en un marco regulativo relacionado al esquema de recompensa y penalización evolucionado. Este trabajo presenta la historia actual sobre el comportamiento de la confiabilidad en Canadá y utilidades para desarrollar marcos de PBR a ser aplicados en un entorno regulado. Se analizan los riesgos financieros asociados a un plan PBR, y los factores que pueden influenciar su desarrollo. En este paper se evidencia que las entidades públicas cada vez avanzan más hacia marco de regulación PBR, con el fin de garantizar un nivel aceptable de calidad a los clientes. Se destaca la importancia de tener datos históricos, pues la información recopilada de la confiabilidad histórica provee una medida del pasado de la empresa de distribución, y es extremadamente útil para predecir riesgos futuros y las acciones a tomar para alcanzar niveles de calidad específicos. Este documento ilustra la aplicación de datos históricos del comportamiento de la confiabilidad de un sistema, para establecer una apropiada estructura de penalidad y recompensa en la emergente regulación basada en el comportamiento de una compañía de distribución.

- ♣ Virendra Ajodhia. “Integrated Price and Reliability Regulation: The European Experience”. IEEE 2002 [9].

En esta publicación se hace énfasis en como ha cambiado el marco de la regulación en los últimos años, resultado de la liberación, privatización y el surgimiento de mercados competitivos.

Analiza la necesidad de adoptar nuevos marcos regulativos que incluyen penalidad y sanciones, “revenue cap” o “price-cap”. Estos nuevos esquemas, presentan su fortaleza en el concepto de incentivos. Se presenta la problemática sobre la limitada información acerca de las relaciones entre los costos, la calidad y sobre las preferencias de los clientes. Toda esta falta de datos, reducen drásticamente la eficacia de los instrumentos regulativos actuales en Europa. En este documento se plantea, como trabajo futuro, diseñar un método que compare adecuadamente el comportamiento de distintas compañías y se traduzca esto a un sistema de regulación, donde el precio y la calidad estén integrados.

- ♣ Raineri, R., Rudnick, H., "Análisis de normativas de calidad de servicio para empresas distribuidoras". Documento de Trabajo No 1/97, Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería. Departamento Ingeniería de Sistemas. Santiago, 1997 [10].

Este documento entrega una revisión de los estándares de calidad en Chile. Entrega una comparación internacional en el tema de interrupciones para países como Argentina, Bolivia, Francia, Perú, España y Estados Unidos.

A través del análisis de este documento se puede concluir que se presenta una marcada dispersión al comparar los estándares mínimos de calidad en los mencionados países, sin embargo, existen rangos comunes que pueden servir como guía para nuevas propuestas. Es importante para la toma de decisiones, conocer donde se deben ubicar los recursos de inversión, con el objetivo de satisfacer una calidad de servicio definida a un mínimo costo. También se hace mención a los argumentos económicos en base a los cuales se establecen los estándares mínimos de calidad de servicio de distribución eléctrica. Como base de información se presenta una encuesta realizada por la empresa de Investigación de Mercado ADIMARK, sobre la “Percepción de Calidad del Producto Electricidad”. Esta encuesta estuvo dirigida a hogares del territorio nacional y con ella se perseguía conocer las molestias de los consumidores frente a cortes de suministro y su voluntad a pagar por una mejor calidad.

- ♣ Rudnick, H., Mocárquer, S., Cerda, S., "Propuestas sobre sanciones y multas en el mercado eléctrico chileno", Revista de Derecho Administrativo Económico. 2005 [11].

En este documento se plantea el uso de sanciones referentes al corte de suministro eléctrico, se hace una comparación del actuar en este tema de los entes reguladores en Chile, Colombia, España, Inglaterra, Nueva Zelanda y Estados Unidos. Todos estos países cuentan con la existencia

de mercados competitivos de electricidad y tienen segmentadas las etapas de generación, transmisión y distribución.

En la regulación chilena no hay reglamentación detallada sobre criterios de aplicación de multas ante infracciones, más allá de una especificación de montos vinculados a la importancia y gravedad de la multa, por lo que se propone también en este documento una mejora al esquema de sanciones y multas impuesto en Chile. Actualmente, las multas se clasifican en gravísimas, graves y leves, y en el caso de las compensaciones de distribuidoras, la energía no suministrada durante interrupciones no autorizadas es valorizada al doble del costo de racionamiento. En Chile no existe un procedimiento claro de como asignar el monto de la multa para cada caso en particular.

- ♣ A. Sumper, A. Sudriá, R. Ramirez, R. Villafáfila, Mircea Chindris. “Índices de Continuidad en Redes de Distribución y su Mejora”, *9º Congreso HISPANO LUSO Ingeniería Eléctrica (9CHLIE)* [12].

Esta publicación, trata a la electricidad como a un producto más que un servicio. Como cualquier otro producto, tiene que superar unos mínimos criterios de calidad en pro de garantizar la satisfacción al cliente. La calidad, según el punto de vista de la compañía, se divide en calidad comercial, continuidad del suministro y calidad de onda eléctrica. Desde el punto de vista del consumidor, la calidad se divide en fiabilidad de la instalación eléctrica y nivel de compatibilidad de sus aparatos y máquinas (tolerancia a perturbaciones).

En este documento se presentan los índices de continuidad según la UNIPEDA y se expone una comparativa de índices de continuidad a nivel europeo. Se concluye que cada país aplica sus propios criterios y existen diferencias en el cálculo según la metodología aplicada (basado en cliente, potencia o número de transformadores), además influye el nivel de tensión utilizado en cada país, clasificación de interrupciones, según el origen o zona. La mayoría de los países europeos concuerdan en distinguir entre interrupciones imprevistas y programadas, pero difieren en la elección de índices, o en el criterio para determinar si una interrupción es de larga o corta duración.

Se presenta la necesidad de considerar factores que influyen en la calidad del suministro. Estos factores pueden ser intrínsecos, propios de la zona de distribución; o heredados, que se refiere a factores históricos, decisiones tomadas en el momento de diseñar la red distribuidora. También se proponen medidas de mejora para la confiabilidad, éstas pueden estar enfocadas a reducir la tasa de fallos, reducir el tiempo de afectación y reducir el número de clientes afectados.

- ♣ Fernando A. Letelier Bravo. “Un Modelo para Incentivar la Calidad en Sistemas de

Distribución Eléctrica”. Informe de Memoria de Título para optar al Título de Ingeniero Civil Eléctrico. Universidad de Concepción. Mayo 2009 [13].

En esta Memoria se presenta un modelo para evaluar la confiabilidad de un Sistema Eléctrico de Distribución vía simulación MonteCarlo. Se considera la calidad de los datos que presenta un alimentador tipo, y se reconoce el problema de evaluación de la confiabilidad en sistemas de distribución, como un proceso estocástico. Se hace un análisis al modelo llamado “Performance Based Rate”, el cual estimula a que la calidad cada vez sea mayor, actuando como un esquema de negociación bilateral entre la empresa distribuidora y el cliente. Se deja planteada la factibilidad de incluir la calidad del servicio mediante “Contratos Premiums”, como un modelo de negocio.

- ♣ London Economics en asociación con el Profesor Jarmo Partanen. “Incentive Proposals for Quality of Service Measures in Finnish Electricity Distribution”. November 2006 [14].

Aquí se presenta una revisión de la situación vivida en Finlandia, hasta el año 2006, en lo referente a la regulación y como es necesario un marco regulativo eficiente. Se plantea que la regulación de la calidad de servicio, debe ser clara, fácil de medir, seguir y verificar. Esto se puede hacer de variadas formas, que puede incluir tener contacto con clientes a través de encuestas, llamados, información durante los cortes planeados y no planeados, etc.

Este documento apoya un método de regulación que incluya alguna forma de incentivos, que se traduzca en un esquema de premio/sanción si no se cumplen ciertos niveles de medición. Sin embargo, el regulador debe tener cuidado de no maximizar la calidad de servicio a niveles que no sean óptimos, entendiéndose como regulación óptima, aquella en que los incentivos para que las compañías provean ciertos niveles de calidad sea igual al costo marginal. Se propone un rango de estándares y penalidades que serán monitoreados por reguladores y clientes en períodos anuales.

- ♣ R. Lopez, J. M. Glachant and Y. Perez, “A theoretical framework for Quality Regulation in Electricity Distribution”. *5th Conference on the European Electricity Market*. Lisbon, Portugal, 2008[15].

En este paper se plantea una discusión sobre la relación entre precio y calidad en esquemas de regulación basados en el incentivo, y se enfatiza en la dificultad que existe para valorizar la calidad, tanto para el consumidor, como para la distribuidora. Se indica que el precio y calidad deben ser complementarios, y juntos definir el valor que el cliente le otorga al suministro de energía. Se visualiza la compleja tarea por parte de los entes reguladores de cómo establecer estándares de

calidad con esquemas de recompensas y penalidades, que sean eficientes, con el mayor beneficio para ambas partes, clientes y distribuidora.

Se establece un marco teórico para lograr efectuar un análisis técnico-económico a la regulación de calidad en el sector de distribución eléctrica. Se analizan las desventajas que presenta los esquemas de regulación, por ejemplo, los esquemas de incentivos pueden provocar un aumento en la indisponibilidad de servicio, si no se acompaña con un estándar de calidad. Además, se debe considerar lo heterogéneo del mercado. Todo lo anterior hace necesario buscar un método de incentivo a las distribuidoras, que integre la calidad y el precio, y no sólo a minimizar costos.

- ♣ Germán Lillo Mierzejewski. “Calidad Incentiva en Sistemas de Distribución”. Informe de Memoria de Título para optar al Título de Ingeniero Civil Eléctrico. Universidad de Concepción. Octubre 2009 [18].

En esta Tesis, se plantea mediante ejemplos que una empresa de distribución tiene incentivos para elevar la calidad de servicio, a pesar de su condición de monopolio natural. Para apoyar esta idea se propone un modelo que hace llamado a la teoría de modos de fallas, ruta principal, rutas secundarias, la función de daño al cliente y optimización vía Algoritmos Genéticos. La idea es minimizar el “costo social” vinculado a la calidad de suministro.

- ♣ Ricardo Baeza G., José Rodríguez P., Juan L. Hernández S. “Evaluación de Confiabilidad de Sistemas de Distribución Eléctrica en Desregulación”. *Revista Facultad de Ingeniería, U.T.A. (Chile)*, Vol. 11 N°1, págs. 33-39. 2003 [19].

Este documento plantea la necesidad de un método para evaluar la confiabilidad de una red de distribución eléctrica en base a la historia de eventos y lo establecido en la actual normativa eléctrica. El método propuesto consiste en obtener los parámetros de confiabilidad de cada componente de la red, en base a datos históricos o ecuaciones, luego determinar la matriz de estados para la topología de operación, evaluar los parámetros “ l ”, “ r ” y el tiempo anual de desconexión esperado, $U = \times r$, para cada usuario; definir un ΔU , determinar los costos unitarios con cambios en l y r ; y finalmente reevaluar los índices de confiabilidad, considerando las modificaciones dadas por la solución.

- ♣ Hugh Rudnick, Alberto Orlandini, Sergio Hudson. “Empresas Modelo para la Regulación y Fijación de Precios en Sectores Eléctrico, Sanitario y Telecomunicaciones”. Pontificia Universidad Católica de Chile. Mayo 2008 [20].

Aquí se hace una revisión del concepto de “Empresa Modelo”, que consiste en una empresa ficticia ideal; este concepto es utilizado para enfrentar monopolios naturales y mitigar el comportamiento abusivo del monopolista. La idea de una “Empresa Modelo” se utiliza para fijar tarifas de precios en el mercado eléctrico. Este esquema es de especial interés en el ámbito de la distribución de energía, pues es el utilizado actualmente en nuestro país.

Para el caso de Chile, la Comisión Nacional de Energía (CNE) ocupa una empresa de referencia para construir una empresa modelo como pauta para regular empresas de distribución. La misión de CNE es lograr crear un mercado eficiente simulando un mercado competitivo. En Chile, actualmente existen alrededor de 35 empresas distribuidoras, las cuales se agrupan en 6 Áreas Típicas de Distribución (ATDs). En este trabajo se hace una exhaustiva revisión sobre las ventajas y desventajas de esta opción para la regularización y se plantean nuevos desafíos.

- ♣ V.S. Ajodhia. “Regulating Beyond Price: Integrated Price-Quality Regulation for Electricity Distribution Networks”. 2005 [21].

Esta publicación hace una investigación completa sobre el desarrollo de un enfoque integrado para la regulación óptima de precio y calidad para redes eléctricas de distribución, bajo un sistema “price-cap”. En sus primeros cuatro capítulos presenta un resumen analítico-teórico, incluyendo una revisión de literatura, sobre la regulación de precio y calidad en monopolios naturales. Considera el esquema “rate of return” y regulación “price-cap” y estudia como estos enfoques afectan al precio, reflejado en la productividad, y a la calidad, como reflejo de la confiabilidad. Se concluye que aunque la literatura sugiere seguir un enfoque regulativo determinado por un control de precios más estricto, como es el sistema price-cap, si se sigue este enfoque se puede caer en una degradación de la calidad de la red.

Tradicionalmente los reguladores han tendido a enfocar el tema de la calidad bajo regulación price-cap, desde un solo punto de vista, esto se refleja en la determinación de la eficiencia implementando el factor potencial, “el factor X”, el cual se enfoca solo en los costos; y la calidad es usualmente regulada a través de otros controles de calidad. Contrastando lo anterior, la publicación analizada se enfoca en como determinar el price-cap como representación de una verdadera integración del factor X, una que incorpore potenciales mejoras en el precio, reflejado en eficiencia, como en la calidad. En los capítulos finales se analiza el comportamiento de los enfoques estudiados sobre datos reales, presentando resultados apoyados por una herramienta de software llamada Network Simulation Tool, NST.

- ♣ Juan Rivier Abbad. “Calidad del Servicio. Regulación y Optimización de Inversiones”. Tesis Doctoral. Universidad Pontificia Comillas De Madrid, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Departamento de Electrotecnia y Sistemas. Madrid 1999 [22].

Esta Tesis doctoral trata en detalle la problemática de la calidad de servicio en los Sistemas Eléctricos de Distribución. Se definen conceptos, características y propiedades de la calidad del servicio. Se muestra una revisión internacional sobre el tratamiento a la regulación de la calidad; dentro de los países estudiados se encuentra Argentina, Chile, Inglaterra y Gales, Francia y Noruega. Se propone modificaciones a la regulación del mercado eléctrico actual en España, buscando optimizar las inversiones de las empresas distribuidoras bajo este nuevo marco regulativo propuesto. Con este fin, se plantea la teoría asociada al nivel óptimo de calidad de un sistema de distribución de energía eléctrica, de forma que se minimice el costo social neto y proponen métodos para conseguir determinar estos costos, y una nueva zonificación para lograr este objetivo.

1.2.1 **Discusión y Conclusiones**

La revisión realizada muestra que la elección actual de estándares por parte de los reguladores, no sólo depende de niveles deseados de calidad, sino de factores económicos. La mayor parte de la literatura analizada plantea la búsqueda de un compromiso entre la confiabilidad y costos, y plantea que los niveles óptimos de suministro difieren para cada país, según zona, tipo de cliente, entre otros. Existen numerosos instrumentos, métodos y esquemas de regulación, que pueden utilizarse por separado o en combinación. Analizando la literatura, nos encontramos con conceptos como “price-cap”, PBR, esquemas de penalización-recompensa, etc.

El sector de distribución es un monopolio natural, y se deben integrar instrumentos regulativos que incluyan factores económicos y de calidad para mitigar un comportamiento abusivo de parte del monopolista [21].

Otro punto que se desprende de la literatura analizada es que el sistema PBR es una simplificación potente de la relación beneficio o daño al cliente que se puede cuantificar al pasar por distintos niveles de calidad. Esto conforma una potente herramienta de incentivo a la calidad que puede ser aplicada indistintamente en cualquier sistema o cliente [6] [8].

En cuanto a Chile, al tratar de regular mercados de distribución, al revisar la literatura nos encontramos con problemas que no sólo involucran conocimientos técnicos en el área, sino que también nos obligan a establecer un balance entre lo que es justo para el privado y justo para el consumidor. En Chile se han tomado diferentes caminos para transformar los monopolios en

mercados competitivos, uno de éstos es el concepto de empresa modelo [19]. Referente a la reglamentación chilena, en el sector distribución se presenta un gran problema de regulación de la calidad de servicio, ya que los modelos actuales no consideran, o por lo menos no de forma correcta y/o adecuada, la calidad de la electricidad, por lo que este sistema de regulación puede ser ampliamente mejorado, y una de las vías posibles es la del “incentivo” [13].

Analizando y comparando los enfoques regulatorios de los distintos países, esquemas que comprenden conceptos de “price cap”, recompensa/sanciones, PBR; se necesita tener una discusión sobre la relación entre tarifas, comportamiento de la compañía y calidad de servicio y como llevar toda esta teoría a ser aplicable a un mercado eléctrico como el chileno.

En conclusión, después de realizar este estado del arte, queda manifiesta la dificultad existente para establecer el valor de la confiabilidad para el cliente, y lo necesario que es incluir al esquema regulativo, el punto de vista del consumidor, sus requerimientos de calidad y su voluntad a pagar por ella. Un control de precios, como “price cap”, provee un fuerte incentivo para disminuir los costos, estos ahorros en costos se traducen en más altos beneficios, pero estos pueden conducir a problemas de calidad, por lo que la reducción de costos no debe verse reflejada en reducciones de calidad no deseadas [1][3][14][21][24]. Esto hace que la inclusión de la calidad sea un aspecto importante del marco regulativo, por lo que es esencial proponer un método para definir los niveles adecuados de calidad y precio en un sistema de distribución eléctrica. Integrando el aspecto económico y de confiabilidad, que es lo que persigue esta Memoria de Título; todo contemplado bajo el marco regulativo chileno. Habiendo ya establecido la necesidad de encontrar un método de estandarizar la confiabilidad, con un compromiso de no degradar la calidad bajo una regulación de precios, la pregunta existente se puede resumir en determinar cual es un método adecuado y que rangos son los aceptables

1.3. Hipótesis de Trabajo

1.3.1 Hipótesis General

Esta M. de T. se justifica en la hipótesis que es importante incluir en el marco regulativo chileno, en sector de distribución, el aspecto de la calidad de servicio, a través de un método de estandarización de los indicadores de confiabilidad, que incluya Teoría de la Calidad en el proceso. Integrando aspectos económicos y de confiabilidad y sea aplicado a una segmentación acorde a la realidad económica de nuestro país.

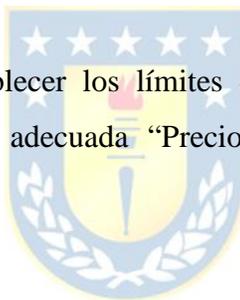
1.3.2 Hipótesis Puntuales

- La existencia de monopolio natural en el sector de distribución del mercado eléctrico, exige la existencia de una regulación que proteja a los distintos actores del mercado.
- Los límites de los indicadores de confiabilidad establecidos en Chile actualmente, no consideran Teoría de la calidad en su determinación, y no están definidos con límites superior e inferior.
- En Chile no se cuenta con estándares claros de regulación de continuidad de suministro.
- Es necesario utilizar un método de regulación que integre la calidad y costos, para velar por los intereses los actores presentes en el mercado de la distribución, y buscar el beneficio social.

1.4. Objetivos

1.4.1 Objetivo General

Proponer un método para establecer los límites de los indicadores de calidad; bajo un enfoque integrado para la regulación adecuada “Precio-Calidad” de un Sistema Eléctrico de Distribución chileno.



1.4.2 Objetivos Específicos

- Analizar el problema de la calidad de servicio en los Sistemas Eléctricos de Distribución, con especial miramiento en la continuidad del suministro.
- Estudiar problemática de la calidad de servicio, enlazando aspectos regulatorios y técnicos-económicos. Definir conceptos de microeconomía aplicados al mercado de distribución.
- Establecer un estado actual de la regulación del mercado de distribución chileno, especificando sus fortalezas y debilidades, junto a un análisis de los distintos enfoques dados a la regulación de la calidad en diferentes países.
- Aplicar Teoría de la Calidad, basada en estudios de daño al cliente y costos estimados.
- Plantear un nuevo método de regulación con una estandarización de los límites de los indicadores de confiabilidad, para una segmentación, correspondiente a la clasificación de las empresas distribuidoras acorde a la realidad económica actual de Chile.

1.5. Alcances y Limitaciones

Esta M. de T. tiene como alcance revisar la regulación y experiencia nacional e internacional sobre la calidad del servicio. Presentar una propuesta para estandarizar los niveles de calidad para una mayor integración de la calidad al pricing en un SED. Como limitante está la falta de información sobre el comportamiento de los clientes del sector de distribución chileno.

1.6. Temario y Método

Esta Memoria de Título se divide en seis capítulos, donde se describe todo el trabajo desarrollado y los resultados obtenidos. El método de trabajo consiste en un breve análisis de trabajos previos realizados en el campo de la calidad de servicio. En una investigación sobre conceptos de mercado, regulación, confiabilidad. Análisis de normativas nacionales e internacionales. Se plantea una propuesta para estandarizar los niveles de calidad para cada grupo de empresas distribuidoras, a través de teoría de la calidad y optimización. Se definen coeficientes de variación para asignar límites adecuados a los indicadores de calidad.

El Capítulo “Marco Conceptual de la Calidad de Servicio” nos clarifica conceptos de confiabilidad y economía. Permite hacer un análisis a la teoría de regulación del sector de la distribución de energía y los principales instrumentos regulatorios para ambiente monopólicos.

El Capítulo “Normativa de Chile e Internacional” muestra un análisis de la estructura del sector de distribución vigente en Chile y su normativa. Además, incluye una revisión internacional de la regulación del mercado de la distribución en países de América Latina, Europa y otros.

El Capítulo “Método y Solución Propuesta” contiene el desarrollo de esta M. de T., se muestran los pasos a seguir para aplicar Teoría de la Calidad en la determinación de los indicadores óptimos de calidad y la definición de los límites superior e inferior de estos indicadores. Para luego estandarizar los niveles de calidad y aplicarlos a una segmentación de las empresas distribuidoras que corresponda.

El Capítulo “Aplicaciones y Resultados” presenta la aplicación de lo propuesto a un sistema de prueba, definiendo el estándar para este sistema. De igual manera, se aplica el método propuesto a un alimentador de Chilectra y se presentan los resultados.

Finalmente, el capítulo “Conclusiones” sintetiza lo obtenido con el desarrollo de esta Memoria de Título, presenta las principales conclusiones junto a proyecciones de nuevos avances en el tema.

Capítulo 2. Marco Conceptual de la Calidad de Servicio

2.1. Introducción

El Sistema Eléctrico de Distribución, es un sistema técnicamente complejo. El diseño de un enfoque regulativo apropiado, requiere un sólido entendimiento de cómo se aplica los conceptos de confiabilidad a un sistema de esta naturaleza. Se debe integrar conocimientos ingenieriles a un enfoque económico. En este capítulo se definen conceptos relacionados con la confiabilidad en un SED y conceptos económicos utilizados en la regulación de mercados de distribución. Se hace una concentración de economía regulatoria e ingeniería eléctrica, todo ello enfocado a tener los conocimientos necesarios para comprender la regulación precio-calidad de un SED [1][2][21].

2.2. Confiabilidad en SED

La confiabilidad es un aspecto que se trata con mucha discreción, porque es un modo de definir o evaluar el funcionamiento de un sistema eléctrico. La confiabilidad también es una herramienta muy poderosa para justificar una inversión [14][21]. La mayor parte de los estudios sobre confiabilidad en sistemas eléctricos han estado orientados a generación y cogeneración. Pero desde 1960 han existido algunos estudios para determinación de la confiabilidad en transmisión y distribución, y en los puntos de carga [19].

La confiabilidad de distribución es definida por el Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE, como la capacidad del sistema para cumplir sin fallas su función dentro de un período especificado [35].

A los ojos del usuario común, la confiabilidad es sinónimo de la continuidad de suministro percibida por éste. Existe una interrupción cuando la tensión está por debajo de un determinado porcentaje -definido por la normativa de cada país- de la tensión nominal en cualquiera de las fases de alimentación [32][35][36]. Cada interrupción es caracterizada por su duración, estas pueden ser largas (sostenidas) o cortas, y pueden ser planeadas o no planeadas [12]. La clasificación de ellas, y el tratamiento diferenciado, corresponde a la normativa propia de cada país.

Es en la distribución de energía donde se generan la mayoría de las interrupciones. Del orden del 80 al 95% del total de interrupciones se le asignan al sector de distribución y lo restante a la generación y transmisión [22]. De ahí la importancia del establecimiento de índices para medir la continuidad en la distribución de energía y como parte de la calidad.

A la hora de elegir un índice de confiabilidad, no sólo se debe poner atención en qué aspecto de la continuidad se le está dando más importancia, sino también hay que tener en cuenta qué interrupciones se quieren contabilizar [22][32]. En la actualidad, hay más de cuarenta diferentes índices de confiabilidad en uso, y muchos más de uso interno, para diferentes utilidades [23].

Los índices de confiabilidad intentan medir la continuidad del suministro, es decir, el número de veces que se ve interrumpido el suministro, y durante cuánto tiempo. Cualquier índice de continuidad recoge esos dos datos, pero los puede interpretar de formas muy distintas [22][23]. Debido a la importancia del índice elegido al momento de regular la continuidad del suministro, a continuación se describen los índices más utilizados. Se presentan por un lado los índices individuales y por otro los índices de sistema.

2.2.1 Índices de Confiabilidad Individuales

Existen numerosas definiciones y nomenclaturas para estos índices en la literatura y en los estándares de diferentes países. Casi todos ellos tienen su equivalente o se relacionan, con los índices bases. A nivel de los puntos de carga o por componente, se distinguen tres índices bases:

- **Tasa de falla (λ):** cantidad de fallas de un elemento por unidad de tiempo. El inverso de la tasa de falla se conoce como tiempo promedio entre fallas [16].
- **Tiempo de reparación (r):** Es el tiempo promedio que dura una falla de suministro, expresado en horas. El inverso del tiempo de reparación se conoce como tasa de reparación, MTTR (Mean Time To Repair) [16].
- **Tiempo anual de desconexión esperado o “Indisponibilidad (U):** es la indisponibilidad total de servicio durante un año, representa la cantidad de horas interrumpidas, y se define en función de los parámetros anteriores [16].

$$U = \lambda \cdot r \quad (2.1)$$

También se pueden considerar índices individuales de cliente, que reflejan el nivel de calidad que experimenta un cliente particular. Estos índices deben caracterizar la interrupción del suministro a un cliente a través de la cantidad de veces que el cliente final se ve privado de suministro eléctrico y el tiempo total de interrupción al año [23].

En Chile y Argentina se encuentran especificados los límites de estos indicadores en la normativa [37][45]. En Venezuela, se definieron los índices individuales de cliente como FIU (Frecuencia de Interrupción para el Usuario) que indica el número de interrupciones durante el

período de control y TTIU (Tiempo Total de Interrupción para el Usuario), que indica la cantidad de horas totales de interrupción de un cliente durante el período de control [27].

Se suele tomar como período de medición un año, aunque eso puede diferir según el país. Por ejemplo, Argentina considera semestres para el cálculo de los indicadores individuales de calidad, por lo que el período de evaluación es de 6 meses [45].

Hasta ahora, y debido a limitaciones técnicas, el medir la calidad mediante índices individuales de clientes y llevar estadísticas al respecto resultaba impensable. Por tanto, los índices de sistema han sido los más utilizados. Sin embargo, la ventaja de medir índices individuales de cliente se encuentra en que se mide la calidad que obtiene cada cliente. Esta calidad no se difumina en el sistema, sino que es exactamente la que se recibe cada uno por separado. El inconveniente es que se necesita una infraestructura y unos medios mucho mayores para medirlos y controlarlos que para los índices de sistema [22][27].

Los resultados obtenidos con los índices individuales reflejan únicamente la calidad de suministro particular de un cliente, independiente de la calidad percibida por los demás clientes de su entorno[23]. Los índices individuales de clientes representan un avance significativo en la regulación de la calidad, ya que enfocan el problema desde el punto de vista del consumidor de la electricidad. Esto concuerda con definir la electricidad como un producto que ha de tener las mismas garantías para el comprador que cualquier otro producto de mercado [22].

2.2.2 Índices de Confiabilidad de Sistema

Estos índices son los que caracterizan al sistema completo y para su cálculo son necesarios los registros de interrupciones, el número de los clientes suministrados y afectados, la potencia conectada, etc. Estos índices reflejan el comportamiento medio de la calidad del servicio en el sistema, definido éste como una red, zona, región, etc., donde se suministra energía eléctrica [22].

Existen tres métodos de cálculo de los índices de sistema, dependiendo si el efecto de la interrupción esta relacionado con el número de consumidores interrumpidos, con la potencia interrumpida o con el número de subestaciones/transformadores interrumpidos [12].

Índices Basados en Número de Clientes

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index): Índice de Frecuencia de interrupción Promedio del Sistema [Int./Año]. Indica con que frecuencia el cliente promedio experimenta una interrupción sostenida durante un período de tiempo predefinido [35].

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Número Total de Clientes Interrumpidos}}{\text{Número Total de Clientes Servidos}} = \frac{\sum N_i}{N_T} \quad (2.2)$$

donde,

N_i : Número de clientes interrumpidos para cada evento de interrupción sostenida

N_T : Número total de clientes

SAIDI (System Average Interruption Duration Index): Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema [min. /Año]. Indica la duración total de interrupción del cliente promedio durante un período predefinido de tiempo. Se mide en minutos u horas de interrupción. [35].

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duración de la Interrupción del Cliente}}{\text{Número Total de Clientes Servidos}} = \frac{\sum r_i N_i}{N_T} \quad (2.3)$$

donde,

r_i : Tiempo de restablecimiento

CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index): Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción al Cliente [Int./año]. Indica la frecuencia promedio por interrupciones de aquellos clientes que han experimentado interrupciones sostenidas. [35].

$$CAIFI = \frac{\sum \text{Número Total de Clientes Interrumpidos}}{\text{Número Total de Clientes Interrumpidos}} = \frac{\sum N_i}{CN} \quad (2.4)$$

donde,

CN : Número total de clientes que han experimentado una interrupción sostenida

CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index): Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente [horas/año]. Tiempo promedio requerido para reponer el servicio [35].

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Duración de la Interrupción del Cliente}}{\text{Número Total de Clientes Interrumpidos}} = \frac{\sum r_i N_i}{\sum N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (2.5)$$

Índices Basados en Potencia

TIEPED: Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Demandada [min.]. Es el tiempo en minutos que no se ha podido alimentar la potencia demandada en la zona [22].

$$TIEPED = \frac{\text{potencia demandada interrumpida por los minutos interrumpidos}}{\text{potencia total demandada}} \quad (2.6)$$

FMIT: Frecuencia media de interrupción por transformador [Int./año] [38].

$$FMIT = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ki}}{T_{inst}} \quad (2.7)$$

donde,

T_{Ki} : número de transformadores desconectados en el evento i ,

T_{inst} : número de transformadores instalados

n : Representa el número de interrupciones en el período, y

FMIK: Frecuencia media de interrupciones por kVA. [Int./año] [38].

$$FMIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVA_{fsi}}{kVA_{inst}} \quad (2.8)$$

donde,

kVA_{fs} : Potencia interrumpida en la Instalación de Conexión, expresada en [kVA],

kVA_{inst} : Es la Capacidad de la Instalación de Conexión, expresada en [kVA],

TTIT: Tiempo total de interrupción por transformador [Horas/año] [38].

$$TTIT = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ki} \cdot T_{fsi}}{T_{inst}} \quad (2.9)$$

donde,

T_{fsi} : Tiempo de duración de cada interrupción.

TTIK: Tiempo Total de Interrupción por kVA. [Horas/año] [38].

$$TTIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVA_{fsi} \cdot T_{fsi}}{kVA_{inst}} \quad (2.10)$$

ASIFI (Average System Interruption Frequency Index): Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema [Int.]. Se basa en la carga en lugar de los clientes afectados. Teóricamente, en un sistema con una distribución de carga homogénea, ASIFI debe ser igual a SAIFI [35].

$$ASIFI = \frac{\sum \text{Total de los KVA Interrumpidos}}{\text{Total de KVA Conectados Servidos}} = \frac{\sum L_i}{L_T} \quad (2.11)$$

donde,

L_i : Carga conectada interrumpida para cada evento de interrupción, y

L_T : Total carga conectada servida.

ASIDI (Average System Interruption duration Index): Índice de duración promedio de la interrupción del sistema [horas] [35].

$$ASIDI = \frac{\sum \text{Tiempo de Interrupción de los KVA Conectados}}{\text{Carga Total Servida}} = \frac{\sum r_i L_i}{L_T} \quad (2.12)$$

donde,

r_i : Tiempo de restablecimiento,

NIEPI: Número de interrupciones equivalente de la potencia instalada en media tensión. Sólo se consideran las interrupciones largas [25].

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k PI_i}{\sum PI} \quad (2.13)$$

$\sum PI$: Suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA),

PI_i : Potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción i de duración H_i (en kVA),

k : Número total de interrupciones durante el período.

El índice NIEPI es equivalente al ASIFI definido por la IEEE. Se diferencian en que el NIEPI se refiere a la potencia instalada y ASIFI habla de potencia conectada, pudiendo existir diferencias de criterios para su cálculo [9][22][32].

TIEPI: Tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en MT.[25].

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k PI_i H_i}{\sum PI} \quad (2.14)$$

donde,

H_i : Tiempo de Interrupción del suministro que afecta a la potencia PI_i (en Horas)

El indicador TIEPI es equivalente al ASIDI, definido por la IEEE diferenciándose en que el ASIDI habla de potencia conectada y el TIEPI de potencia instalada. También el TIEPI es equivalente al TTIK definido para algunos países de Latinoamérica [9][22][32].

Percentil 80 del TIEPI: Valor del TIEPI no superado por el 80% de los municipios del ámbito provincial, dentro de cada tipo de zona [25].

Índices Basados en Energía

- **ENS (Energy Not Supplied):** Energía no suministrada [kWh]. Representa la cantidad de energía que la empresa de distribución pierde de vender. Este índice tiene gran relevancia para estas empresas, dado que puede utilizarse como parámetro de decisión al evaluar alternativas de mejoramiento de la calidad de servicio [16]

$$ENS = \sum E_i \quad (2.15)$$

donde,

E_i : Energía no suministrada para cada interrupción “i”

ASCI (Average System Curtailment Index): Corte promedio del sistema. Se mide en [kWh/clientes totales]

$$ASCI = \frac{\text{suma de energías no suministradas en todas las int.}}{n^\circ \text{ total de clientes}} \quad (2.16)$$

ACCI (Average Customer Curtailment Index): Corte promedio al cliente en [kWh/clientes afectados] [22].

$$ACCI = \frac{\text{suma de energías no suministradas en todas las int}}{n^\circ \text{ total de clientes afectados}} \quad (2.17)$$

Existen otros índices definidos en distintos estándares, ejemplo MAIFI (Frecuencia promedio de Int. momentánea), CEMSMI_n (Clientes que experimentan múltiples eventos de Int. sostenida y momentánea) [35]. En Colombia se utilizan DES_n (Tiempo de Int. en los doce últimos meses) y FESE (Frecuencia de Int. en los doce últimos meses).

Los índices de sistema más utilizados son el SAIDI y SAIFI, su principal ventaja recae en la capacidad para representar la calidad del servicio ofrecido por un sistema de forma compacta y fácilmente asimilable [12][22][32].

Es importante ser capaz de medir la calidad global de un sistema. Sin embargo, el principal inconveniente de los índices de sistema radica en que al ser una media de índices individuales, puede “esconder” bolsas de clientes con niveles de calidad muy inferiores a la media, que podrían considerarse como inaceptables en una regulación de la calidad [22][27].

2.3. Teoría de la Calidad de Servicio

La Calidad de Servicio, desde el punto de vista de la empresa distribuidora de energía, tiene tres grandes componentes, que no son excluyentes entre sí [12]:

- Calidad de la onda eléctrica: La calidad de onda eléctrica se cuantifica por los valores que representan las características técnicas de la alimentación, formas de onda de voltaje, presencia de armónicos, etc., que en conjunto definen “Power Quality” [23]. Frecuentes operaciones de conectar y desconectar cargas poderosas pueden causar un incremento del índice flicker, que molesta a los demás usuarios. Conectar cargas grandes a menudo también causa caídas de voltaje que arriesgan la operación fiable de otros sistemas, por ejemplo, computadoras. Un número creciente de cargas no lineales genera corrientes armónicas, que se transfieren vía la impedancia del sistema de distribución al voltaje. Los armónicos causan efectos colaterales no deseables como corrientes en el conductor Neutro, cargas adicionales para transformadores, o perturbaciones para otras cargas sensibles. La regulación del Voltaje es el aspecto más importante de Power Quality [9][15][36]. Existen variados estándares que imponen los límites de armónicos, flickers, entre otras perturbaciones. El más adoptado en Europa y en gran parte de América Latina es la EN 50160. Además existen normas establecidas por un ente determinado, como la Comisión Electrotécnica Internacional.
- Continuidad del suministro: La continuidad del suministro es uno de los aspectos más perceptibles y evidentes, en lo relacionado con la calidad del servicio. Generalmente ha sido el que más impacta a los usuarios, de manera especial en zonas urbanas o que tienen un mayor consumo de energía eléctrica [22]. La continuidad del suministro está cuantificada por el número y duración de interrupciones del suministro.
- Calidad comercial: La calidad comercial engloba la calidad del servicio al cliente, en relación con las diversas transacciones entre cliente y compañía como por ejemplo la facturación, atención al cliente, lectura de los contadores, etc. [12].

Es de especial interés en esta M. de T. la continuidad de suministro, ya que en esta área se encuentra la mayor divergencia entre los países, a la hora de determinar los rangos aceptables de frecuencia y duración de las interrupciones. Esto está ligado a la estimación de los indicadores de confiabilidad, que no presentan homogeneidad en su definición ni determinación. Las otras dimensiones de calidad, power quality y calidad comercial, no son menos importantes, pues en conjunto y complementándose, definen la calidad del servicio total. Sin embargo, la calidad

comercial está más involucrada con el “retail”, y no directamente con el aspecto técnico de la calidad de servicio desde el punto de vista ingenieril. En cuanto a “Power Quality”, ésta ha sido más abordada por la literatura y la legislación, y por ende, existen más estándares para este aspecto de la calidad.

La Teoría de la Calidad busca definir un punto al cual acercarse, aplicando teoría económica, en el cual se benefician por igual, en términos marginales, el consumidor y la empresa distribuidora, siempre buscando el bien social [5].

En la Figura 2.1 se aprecian tres funciones, y la variable independiente esta dada por la confiabilidad que designaremos en esta M. de T. por la letra “Q” (Quality).

En el contexto de la regulación de confiabilidad de la red, la medición de la demanda de calidad se reduce a determinar la voluntad de los clientes a pagar (WTP) por cierto nivel de calidad de la red [21]. Debido a los problemas para medir esto, la demanda de calidad es a menudo estimada en relación a los costos que los consumidores experimentan debido a las interrupciones [21]. En la Figura 2.1 se aprecia la curva que representa la voluntad a pagar del cliente de un Sistema de Distribución de Energía. Se calcula a través de los costos estimados, ECOST, y puede explicar el enfoque marginalista de la calidad [5].

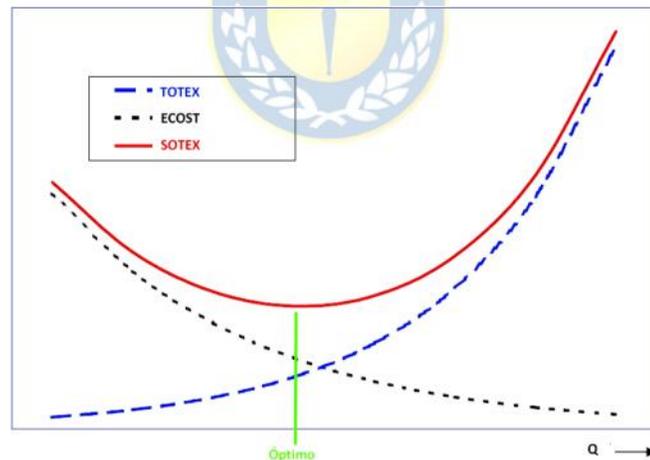


Figura 2.1 Concepto de calidad óptima

La curva que representa los costos en que incurre la empresa distribuidora en pro de mejorar la calidad -correspondiente a costos de la red e inversión, entre otros-, se denomina “Totex” [21].

En la Figura 2.1 podemos apreciar que el Totex generalmente crecerá a medida que los consumidores son suministrados con mayor grado de confiabilidad. Por otra parte, el ECOST disminuye a medida que se aumenta el grado de confiabilidad con el cual son suministrados [5].

El modelo planteado por la teoría de la calidad se basa en la idea de que una mayor calidad de la red reduce los costos de interrupción para los consumidores. Pero aumenta los costos de inversión de la empresa distribuidora [5][21]. En un cierto nivel de calidad, la suma de tanto los costos estimados de interrupción y costos asociados a la red -esta suma se define como costo social- va a ser más bajo. Este es el nivel de calidad óptimo al que se debe aspirar a llegar [21].

Los costos totales para la sociedad, Sotex, se define en (2.18), en función de ECOST y Totex. En el caso de que el nivel de SOTEX sea mínimo, los costos totales para la sociedad se reducirán al mínimo, definiendo el nivel de confiabilidad óptima [5][21].

$$SOTEX = ECOST + TOTEX \quad (2.18)$$

$$\frac{\partial Sotex}{\partial Q} = \frac{\partial Ecost}{\partial Q} + \frac{\partial Totex}{\partial Q} \quad (2.19)$$

Lo que se persigue con (2.19) es lograr que el costo de una unidad de calidad para la empresa sea igual al beneficio que obtiene el cliente por dicha unidad, dentro de límites posibles, por lo que se debe minimizar esta variable a través de la derivación. Cada derivada representa el costo marginal[5][18].

$$SOTEX_{MARGINAL} = ECOST_{MARGINAL} + TOTEX_{MARGINAL} \quad (2.20)$$

Luego, se necesita encontrar el punto de inflexión, considerando su derivada con respecto a Q, igual a cero, y este punto -por la forma de la curva-.resultará en un mínimo.

$$ECOST_{MARGINAL} = -TOTEX_{MARGINAL} \quad (2.21)$$

Esta última ecuación representa el hecho de que en el punto de confiabilidad óptima, el costo adicional que lleva a mejorar la calidad, es igual a la disminución del costo estimado relacionado a interrupciones que experimentan los consumidores [21].

Se debe considerar que la calidad se representa por funciones discretas, es decir, puede ser representada por un número finito de valores. En cambio, las funciones de costos son numéricas, por lo cual es necesario resolver las ecuaciones que representan los costos en forma aproximada usando métodos numéricos y a través de algún algoritmo computacional, ya que en la práctica resulta imposible hacerlo de forma analítica [5][21].

Debido a lo anterior, es complejo encontrar un punto donde se cumpla la igualdad definida en (2.21). El procedimiento más eficiente es considerar (2.18) y utilizar un método de optimización para minimizar el costo social. El valor de Q que responda al menor costo social posible, determina el punto “óptimo” de calidad [5]. De los métodos de optimización conocidos aplicables, tenemos a

Lagrange, programación lineal, dinámica, mapeo o algunos métodos heurísticos como el MonteCarlo o Algoritmo Genético. Cada uno presenta fortalezas y debilidades.

Claramente, la efectividad de este enfoque dependerá de las habilidades del regulador para medir apropiadamente los costos estimados relacionados a las interrupciones de los consumidores.

2.3.1 Función de daño al cliente y costo estimado de interrupción

Los clientes tiene costos derivados de la falta de calidad de suministro, estos costos pueden ser relativamente fáciles de identificar y cuantificar. Por ejemplo, pérdidas de elementos congelados, parada de algún proceso productivo. Otros costos son difíciles de valorar, como el usar las escaleras debido a un ascensor que no funciona, no poder terminar un trabajo en el computador, etc. A esta incertidumbre se suma el tipo de cliente afectado, pues los costos asociados serán distintos [22].

Para dejar en claro el concepto de costo de falla, este es “una medida en unidades monetarias del daño económico y/o social que sufren los consumidores, producto de la reducción de la calidad de servicio y en especial por la energía no suministrada” [28].

Existen básicamente tres procedimientos para evaluar el costo de falla o interrupción:

- Análisis econométrico. Es un método indirecto basado en la estimación del costo de falla a través de modelos econométricos. Ejemplo, para un consumidor residencial, se ocupa habitualmente la estimación de su función de utilidad con respecto a la utilización de electricidad. Luego, es posible encontrar el punto para el cual el abonado se encuentra indiferente ante una determinada carencia de suministro, a cambio del pago de un monto monetario específico [28].
- Método implícito. Estima el valor medio de la energía no suministrada de las condiciones de optimalidad. Estudia eventos específicos, y hace una estimación de costos basándose en las pérdidas ocasionadas en dicho evento. Este método evita las suposiciones y simplificaciones teóricas del análisis econométrico. Sin embargo, depende arbitrariamente de las decisiones de inversión de la compañía, las cuales no siempre reflejan los requerimientos del consumidor [28].
- Métodos basados en encuestas. Método directo que consiste en la realización de encuestas a los clientes afectados por la interrupción del suministro eléctrico. Averigua el costo de falla basándose en sus respuestas. Su principal ventaja es que permite obtener una amplia base de datos del costo de falla para distintos tipos de abonados, duración de la interrupción, tipo de interrupción y otros [21][28].

Un tipo de encuesta consiste en determinar las preferencias que tienen los consumidores considerando una o más opciones hipotéticas, y se pregunta los costos que le puede ocasionar una interrupción en estas situaciones hipotéticas [28].

Otro tipo de encuesta consiste en preguntarle al cliente lo que está dispuesto a pagar por una mejora en la calidad (WTP), combinado con el empeoramiento de la calidad que está dispuesto a aceptar a cambio de una reducción en el precio (WTA). Estas dos variables representan el costo marginal en el nivel de calidad en que se encuentra cada cliente. Ambos deberían ser similares, pero generalmente los clientes están dispuestos a pagar mucho menos por una mejora de calidad, de lo que quieren que se les baje la tarifa por un empeoramiento equivalente de la calidad [1][21][22]. La explicación de esto puede encontrarse en los efectos de la asimetría. El consumidor tiene una resistencia en forma natural al cambio, independientemente de si el servicio se ha mejorado o empeorado. En cambio presenta una aversión a la pérdida[21][22]. Se produce el efecto de asimetría, y una diferencia entre WTP y WTA. Este efecto puede dar lugar a un sesgo en los resultados de la encuesta [21].

Para poder obtener el costo de falla con un método basado en encuestas, es necesario asumir el poderoso supuesto “La voluntad a pagar es igual a la voluntad a aceptar”[5].

Con WTP y WTA definidos y estimando con ellos, un valor de costo de falla, se puede definir la “Función de daño al cliente”, CDF. La idea detrás de esta función, es modelar los costos de interrupción, en función de la duración de la interrupción.

Las CDFs, por si solas, son un modelo muy simplificado, por las siguientes razones [22][45]:

- No existe un estándar para su cálculo.
- No representan la dispersión de los datos recolectados en encuestas, por lo que no reflejan las diferencias geográficas o sociales de los datos.
- Una gran fuente de errores son las suposiciones que sustituyen datos indisponibles.

Si el mercado a analizar comprende distintos tipos de clientes,, se debe obtener la función de daño al cliente compuesta, CCDF. Ésta hace una caracterización combinada de los tipos de cliente, considerando la CDF ponderada para cada tipo de usuario según su participación en el mercado y debidamente normalizada [22][45].

$$CCDF_{tiempo_i} = \sum_{j=1}^n (\%_{sector_j} \cdot CDF_{tiempo_i,sector_j}) \quad (2.22)$$

donde,

$\%_{\text{sector}_j}$ = Porcentaje de demanda de potencia, del sector “j”.

$CDF_{\text{tiempo}_i, \text{sector}_j}$ = CDF del sector “j”, con un tiempo de costo de falla “i”, el cual puede estar dado por el tiempo de reparación o maniobra, según corresponda.

El cálculo de la CCDF presentado por (2.22), exige saber los porcentajes por sector, y además, el costo asociado a ese sector, en función del tiempo de la falla. En Canadá se hizo un estudio en base a encuestas a los clientes, y se obtuvo la TABLA B.1 (incluida en los anexos) que representa la CDF para cada sector [22].

Para los valores ausentes en dicha tabla, se hace una regresión, y a través del método de mínimos cuadrados, se logra definir (2.23) para distintos tiempos de reparación [5][18][22].

$$CCDF(t) = 0,0108 + 1,0377 \cdot t^{0,5} + 4,2680 \cdot t^{1,5} - 1,7044 \cdot t^2 + 0,1019 \cdot t^3 \quad (2.23)$$

donde,

t = Tiempo de reparación

El costo estimado del daño al cliente, que relaciona pérdidas económicas del cliente con la calidad de suministro, se define por (2.24) [7][18]:

$$ECOST_{\text{total}} = \sum (CCDF_{pc} \cdot L_{pc} \cdot \}_{pc}) \quad (2.24)$$

donde,

$ECOST_{\text{total}}$ = Representa el costo total asociado del sistema, formado por la suma del costo estimado del daño al cliente para cada punto de carga

$CCDF_{pc}$ = Función de Daño al cliente Compuesta, para un punto de carga “pc” determinado

L_{pc} = Potencia media demandada en el punto de carga “pc”, en [kW]

$\}_{pc}$ = Tasa de Falla correspondiente al punto de carga “pc”

2.3.2 Algoritmos Genéticos

En los años setenta, de la mano de John Holland, surgió una de las líneas más prometedoras de la inteligencia artificial, la de los Algoritmos Genéticos, AG. Son llamados así porque se inspiran en la evolución biológica y su base genético-molecular. Los AG pretenden imitar el comportamiento de los seres biológicos en la naturaleza, aprovechando lo observado por el naturalista inglés Charles Darwin, en sus viajes de investigación [5][18][21].

La idea principal se basa en generar un conjunto de individuos, relacionarlos entre sí para que tengan descendencia, someterlos a un medio hostil, y así, según la teoría de la evolución, deberá aparecer una generación que contenga a un individuo lo más apto posible para dicho ambiente [5][21].

En un AG, cada individuo se representa por su cromosoma, que consiste en un arreglo de variables, denominadas genes, que contiene las características genéticas de dicho individuo. Las distintas versiones de un gen en particular se llaman alelos. A cada uno de estos cromosomas se les asigna un valor de aptitud, llamado función objetivo o fitness que ayuda a decidir cual individuo es mejor. Las soluciones codificadas en un cromosoma compiten para ver cuál constituye la mejor solución (aunque no necesariamente la mejor de todas las soluciones posibles) [5][18].

El ambiente “hostil” constituido por las otras soluciones, ejercerá una presión selectiva sobre la población, de forma que sólo los mejor adaptados (aquellos que resuelvan mejor el problema) sobrevivan o leguen su material genético a las siguientes generaciones, igual que en la evolución de las especies [21].



Figura 2.2 Pasos básicos de un Algoritmo Genético [21]

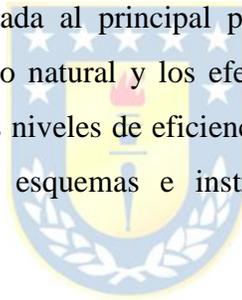
Resumiendo, el método de algoritmos genéticos consiste en:

- Hallar de qué parámetros depende el problema, definir Función Objetivo
- Codificarlos en un cromosoma, definir al individuo.
- Aplicar los métodos de la evolución: selección y reproducción (cruza), con intercambio de información y alteraciones que generan diversidad.

En 2000, Kuo y Prasad presentan algunas de las ventajas de los AG expuestas por diversos autores que han trabajado desde 1977 el problema de optimización de la confiabilidad de sistemas. Los expertos han enunciado que los AG son muy útiles para resolver problemas de optimización discreta complejos y no requieren tratamientos matemáticos sofisticados. Además, pueden ser fácilmente diseñados e implantados en un computador. Una ventaja importante de AG es que muchas veces encuentra la solución óptima o cercana a la óptima [5][21].

2.4. Teoría Mercado-Regulación

En esta sección se da una mirada al principal problema de regulación del mercado de distribución, la presencia del monopolio natural y los efectos que tiene éste sobre el precio y la calidad. El monopolio tiende a bajar los niveles de eficiencia económica y sobreestimar los niveles de calidad. Es necesario contar con esquemas e instrumentos regulativos que limiten este desfavorable comportamiento.



2.4.1 Teoría del Monopolio y Mercados Competitivos

Se crea un Monopolio cuando existe sólo un oferente que posee un gran poder de mercado y es el único en una industria dada que posee un producto determinado y diferenciado [21].

Durante la segunda mitad del siglo veinte, la organización industrial del sector eléctrico se ha basado en un monopolio integrado y regulado con poca cabida para las fuerzas del mercado. Debido a las economías de escalas, el costo de distribuir la energía eléctrica, que implica costos fijos muy altos y costos variables bajos, es más económico en términos de distribución de energía, tener sólo una distribuidora en una zona determinada. Monopolio natural es un concepto que define a los sectores económicos que funcionan con eficiencia, sólo si una empresa se encarga de ofertar el servicio en cuestión [2]. La distribución de la energía eléctrica siempre ha sido encasillada en este esquema, no sólo en América Latina, sino en gran parte del primer mundo.

Las compañías operan mejor bajo comportamientos competitivos que bajo el monopolio, por lo que una buena herramienta para regular un monopolio natural es “emular la competencia”. La

competencia lleva a una mayor eficiencia económica, así como los productores continuamente buscan aumentar sus beneficios operando más eficientemente y adaptando la calidad de sus productos a la demanda de los consumidores [21].

La regulación económica se asegura de que exista una restricción en los mercados monopólicos, que puede ser a través de un control de precios. Sin embargo, esto no suele ser suficiente, y se hace necesaria una regulación técnica para garantizar la calidad aceptable de los servicios en una situación de monopolio, no sólo en promedio, sino también desde el punto de cada consumidor [26].

Los reglamentos técnicos pueden abordar cuestiones tales como la cantidad y duración de las interrupciones planificadas y no planificadas, y las características de tensión. Pero la mejor manera de asegurar precios razonables y una calidad suficiente de los servicios en un ambiente monopólico, es tener un regulador independiente que sea capaz de responder a las expectativas versátiles de las partes interesadas de la industria regulada [26]. Los objetivos de la regulación generalmente se fijan en la legislación, y la tarea de los reguladores independientes es definir los métodos por los cuales estos objetivos se cumplan.

2.4.2 Regulación por Beneficio

Las dos formas comunes de regulación por beneficio son “rate-of-return” y “cost-plus-regulation”. En la literatura, la distinción entre estas dos formas puede a veces parecer ambigua. En esta M. de T. el término ROR se refiere a la situación en la cual el regulador emite una tasa razonable y entonces determina si el rendimiento real ha sido apropiado. Por otro lado, en la regulación cost-plus, la compañía regulada es obligada a mostrar cuales son sus costos actuales y entonces el regulador audita los cálculos de la tasa permitida [26].

Regulación Rate-of-return

La idea básica es que el las empresas reguladas tengan permitido recaudar ingresos que cubran sus costos operativos y costos de capital, y aún así ganar un retorno justo sobre el capital empleado [26]. Bajo regulación ROR, el requerimiento de beneficio de la firma se basa en la contabilidad de costos de la firma durante un año tomado como modelo. Esta contabilidad de costos incluye costos operativos, impuestos, depreciación, etc.

Las principales tareas de la regulación son velar por que la fijación de tarifas permita a la empresa recuperar sus costos más un beneficio razonable sobre su capital, teniendo en cuenta los

riesgos que enfrenta la empresa, mientras se promueven incentivos para lograr una mayor eficiencia. El esquema ROR asegura que la empresa de distribución regulada tenga un rendimiento fijo sobre el capital, sin importar sus costos. Las desventajas son que la empresa tiene un incentivo perverso a sobre invertir y esto no promueve la eficiencia [43].

Resumiendo, la regulación ROR consiste en fijar un límite superior a la tasa de rentabilidad y determinar el valor del servicio que permita a la compañía obtener una rentabilidad previamente definida. Esto se representa en (2.31):

$$\sum_{i=1}^N p_i q_i = \text{costos} + s(RB) \quad (2.25)$$

donde,

p_i : Precio del servicio “ i ”,

q_i : Cantidad prevista del servicio “ i ”,

RB : Medida del valor de las inversiones de la empresa regulada, y

$s()$: Tasa de retorno “justa” sobre el capital.

Algunos de los aspectos en que se han llegado a consenso sobre esta forma de regulación es que la empresa regulada emplea más capital que una no regulada, la razón capital/trabajo de la empresa regulada es ineficientemente alta para su nivel de producción. La compañía bajo esta regulación tiende a operar en el segmento elástico de la curva de demanda, esto quiere decir que la compañía nunca incrementa su producto más allá del punto en que el ingreso marginal es cero. En cuanto a la tasa de retorno, podemos decir que si es reducida hacia el costo del capital, la compañía regulada incrementa su utilización de capital, si la tasa se asigna igual al costo de capital. Entonces a la compañía le serán indiferentes los niveles de producción, incluso la opción de cerrar. En cambio si la tasa de retorno se ajusta bajo el costo de capital, la compañía elegirá simplemente no producir.

Regulación Cost-plus

La idea básica de la regulación cost-plus es similar a la de regulación rate-of-return, y es permitir a las compañías reguladas recaudar beneficios que cubran sus costos operacionales y costos de capital, y obtener un retorno justo. Sin embargo, la regulación cost-plus aplicada en Estados Unidos toma una forma un poco más estricta, que es tradicionalmente aplicada por reguladores europeos. Mientras la regulación ROR se enfoca en la restricción de costos, la regulación cost-plus coloca la distribución de negocios en un curso estancado como si se enfocara en la restricción de beneficios más bien que en restringir costos y en el fomento de la innovación [26].

Una regulación por beneficio, produce un efecto de sobreinversión, denominado efecto Averch-Johnson. La compañía, en su intención de maximizar utilidad invierte una cantidad superior de capital, a la inversión óptima, lo que resulta en que la empresa regulada posea una relación capital trabajo excesiva para su nivel de producción [43].

2.4.3 Regulación “Cap”

Una regulación “Cap” indica un límite externo para el aumento de precios o ingresos y remueve el nexo existente entre costos y precios que caracteriza a regulaciones por Beneficio (ROR y cost-plus). La regulación “cap” se basa en incentivos para costos eficientes. Dentro de este tipo de regulación podemos distinguir la regulación “price-cap” y “revenue-cap”.

Regulación Price-cap

Littlechild, en 1983, fue el primer regulador eléctrico que estableció un nexo entre la calidad del servicio y el control de precios, y se conoció el concepto de “price cap”, como una regulación aplicada al sector privado [2]. El Profesor Stephen Littlechild fue el pionero en contribuir a la pavimentación para introducir la regulación “price-cap” en Gran Bretaña como en otros países [21].

El mecanismo regulativo price cap constituye un sistema de incentivos capaz de lograr eficiencia por parte de la firma. Este método regulativo queda caracterizado por los siguientes puntos [43]:

- a) El regulador fija un tope para los precios que pueden cobrar las compañías.
- b) Los precios topes se definen para distintos grupos de servicios ofrecidos por la compañía regulada.
- c) Estos índices de precios son ajustados periódicamente por un factor preanunciado, exógeno a la compañía distribuidora.
- d) En intervalos más largos de algunos años, los factores de ajuste, grupos de servicios y los esquemas de ponderación para los índices son revisados y posiblemente cambiados.

Típicamente, los precios se ajustan por la inflación en reconocimiento al hecho que los costos de los bienes y servicios usados en el proceso de producción cambiarán con el tiempo. Este cambio en el nivel de precios generalmente no es controlado por la compañía. Se define en forma general una fórmula para el price cap que incluya estos cambios, es decir, el plan de regulación de los precios requiere que los precios reales promedios de la empresa se reduzcan año tras año en un

porcentaje definido y conocido como factor X o ganancia de productividad. La fórmula general para la determinación de price cap se define en (2.26) y (2.27):

$$P_0 = \frac{C}{D} \quad (2.26)$$

$$P_t = P_0 \cdot (1 + RPI - X)^t \quad (2.27)$$

donde,

P_0 : Precio inicial,

C : Costos actuales de la compañía,

D : Demanda proyectada actual,

P_t : Precio para el año t del período a regular,

RPI : Retail Price Index, equivalente al índice de precio al consumidor o IPC, como medida para la inflación.

Por otra parte el factor X, es una variable que toma cierto valor, dependiendo de las condiciones para el período de fijación, es decir, X es el ajuste anual de precio. A través de esta modalidad, no se permite que el ingreso promedio se incremente más allá de un nivel X especificado, por debajo de la tasa de inflación. Una forma de ver el sistema regulativo price-cap, es como un contrato entre el regulador y la compañía, en que el regulador fija el factor X al comienzo del período regulativo y no lo cambia después, con los niveles de precios dados, se crea un ambiente estable donde la compañía puede comprometer sus actividades en pro de mejorar la productividad.

Para más claridad de la relación del factor X y los incentivos en la regulación price-cap, se presenta la Figura 2.3:

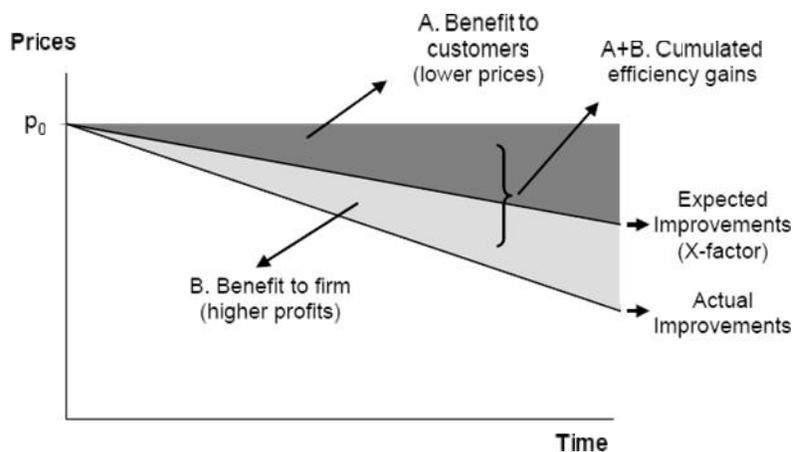


Figura 2.3 Representación de los incentivos proveídos por el sistema price-cap

En la Figura 2.3 podemos apreciar que los consumidores disfrutaran ganancias, representadas por el área “A” debido a la reducción en el precio inicial P_0 . Por otro lado, la compañía retiene extra beneficio debido al ahorro en costos por el exceso del factor X, definido por el área “B”. Finalmente, para la sociedad como un todo, la eficiencia se representa por la suma de las áreas A+B [21].

Inicialmente se pueden distinguir varias ventajas al aplicar este tipo de regulación, como es incentivar la eficiencia, y trasladar las mejoras en eficiencia a los consumidores. Sin embargo, también presenta algunas desventajas como el incentivar ciertas prácticas indeseables por parte de la compañía regulada, como el retraso intencional de la incorporación de nuevas tecnologías, también se puede incentivar a la reducción de la calidad del servicio al querer reducir costos. Debido a esto, la principal crítica a este modelo de regulación, es que tiende a ser demasiado generoso para las compañías reguladas a expensas de los consumidores.

Regulación Revenue-cap

Regulación revenue-cap es a menudo considerada un caso especial de la regulación price-cap, debido a que los dos enfoques comparten ciertas características comunes. La regulación “revenue-cap” se enfoca en los ingresos totales de la compañía. Los niveles permitidos de ingresos pueden cambiar como reflejo de los cambios en los niveles de ventas, es decir, es posible devolver la diferencia entre los ingresos reales y los previstos a los clientes o recuperarlos desde ellos [26].

El regulador determina una base de ingresos máximos que puede recibir la empresa distribuidora para desarrollar un proceso eficiente en la entrega del servicio. La ecuación que representa este tipo de regulación (2.28), se autocorrigue en términos del número de clientes, la inflación y a un índice de productividad, determinado por el regulador. El período de fijación es de cuatro años para que la empresa planee formas eficientes de aumentar su rentabilidad [1][43].

$$R_t = (R_{t-1} + CGA \cdot \Delta Cli) \cdot (1 + I - X) \pm Z \quad (2.28)$$

donde,

- R_t : Ingresos autorizados de la compañía en instante “t”,
- R_{t-1} : Ingresos autorizados de la compañía en instante “t-1”,
- CGA : Factor de ajuste por crecimiento de clientes (\$/clientes),
- ΔCli : Cambio anual en el número de clientes,
- I : Índice de inflación,
- X : Factor de productividad, y
- Z : Ajustes por imprevistos mas allá del manejo gerencial.

El ingreso permitido determina el nivel de tarifas, pero la estructura de éstas, es decidida por las compañías reguladas. Reglamentos adicionales pueden ser necesarios para garantizar que las tarifas sean justas, y para evitar una discriminación injustificada.

Los beneficios de la regulación revenue-cap son similares a los de la regulación de price-cap. Da incentivos para mejorar la eficiencia e innovaciones tecnológicas, y reduce los incentivos para sobre-capitalización. Además, la regulación revenue-cap no requiere que los productos y servicios sean definidos a priori.

2.4.4 Empresa Modelo y “Yardstick Competition”

El concepto de yardstick competition o empresa modelo ayuda a simular el comportamiento de un mercado competitivo. El funcionamiento de la empresa modelo se compara con sus empresas rivales, la empresa más eficiente establece la mejor práctica y se utiliza como referencia para regular. Este esquema puede considerarse una variación del “Price Cap” consistente en determinar los precios máximos a través de los costos de la empresa modelo.

El esquema tarifario que se busca con la creación de la empresa modelo, es el de una situación simulada de un mercado competitivo, con una libre entrada de competidores al mercado, donde se intenta emular que la empresa regulada enfrente condiciones competitivas. Esto obligaría a la empresa regulada buscar optimizar sus recursos para poder competir con las demás empresas más eficientes que ella. De esta forma, se cautela que las tarifas no contengan rentas monopólicas y se incentiva a la empresa regulada a satisfacer la demanda al mínimo costo económico [17].

Por otro lado, el modelo yardstick competition es inherentemente subjetivo e incierto, puesto que los juicios y criterios utilizados para determinar que factores considerar en el momento de definir la empresa modelo, son subjetivos. Debido a esto, se introduce una incertidumbre en las compañías y se da un espacio para el oportunismo, lo que podría acabar con los incentivos. Entre las posibles consecuencias de este escenario, está la reducción de interés en invertir en activos de larga vida útil, ya que las compañías no tienen certeza de recuperar sus inversiones. También se puede elevar los costos de capital. El concepto de empresa modelo es altamente eficiente si las empresas reguladas son idénticas o muy similares. Sin embargo, si sólo son parecidas, que es lo más habitual, se puede crear distorsiones en el funcionamiento de la empresas, reduciendo el bienestar general.

2.5. Instrumentos de Regulación

Existen variados métodos, enfoques e instrumentos de regulación. Sin embargo, se puede llegar a un consenso sobre los pasos a seguir en la regulación. Una síntesis se muestra e una guía elaborada por autoridades independientes de los estados miembros de la Unión Europea[1].

- a. Instrumentos de regulación claros y sencillos, reglas claras en la medición y colección de datos.
- b. Esquemas regulativos distintos en cada país, y además dentro del mismo país debe ajustarse según el área, ya sea industrial o doméstica.
- c. A pesar de las diferencias de diseño, los esquemas regulativos tienen una importante característica común, que es el enfoque gradual de implementación. Este enfoque permite a los reguladores lidiar con la naturaleza inherente de multidimensionalidad de la calidad en una forma eficiente. Es decir, se debe comenzar con un aspecto de calidad y luego ampliar el alcance de la regulación, sólo cuando resultados visibles han sido capturados y antes que posibles efectos laterales aparezcan.
- d. Enfoque gradual. Implica revisión periódica de los instrumentos regulativos. Reguladores aprenden de los resultados prácticos y así se amplían o adaptan los alcances del esquema y/o instrumento regulativo. Esto permite tener tiempo para decisiones de inversión.
- e. Política regulatoria para el servicio de calidad conduce a resultados eficientes cuando el regulador, los regulados y los clientes, están abiertos al diálogo. La regulación de calidad se caracteriza por un continuo proceso de aprendizaje.

En las secciones anteriores se han analizado algunos enfoques y métodos regulativos, en esta sección se hablará de cuatro elementos de regulación básicos que un ente regulador puede utilizar para asegurar niveles deseables de las distintas dimensiones de la calidad de servicio [1].

2.5.1 Publicación de datos

Este es el más simple de los instrumentos y consiste en recolectar y publicar datos que describen el comportamiento de la empresa a través de indicadores clásicos de calidad. Este instrumento es fácil de aplicar, pero provee aspectos ambiguos con respecto a inversiones [1].

2.5.2 Estándares Mínimos de Calidad

Este segundo instrumento, que también es relativamente simple, se denomina estándares mínimos de calidad, MQS (minimum quality standard). El regulador especifica un estándar de

comportamiento a través de un mínimo nivel calidad de servicio que una compañía espera entregar a sus clientes. El no cumplimiento de este nivel, puede hacer incurrir en el pago de penalidades. Este instrumento puede ser valorado especialmente cuando la empresa tiende a entregar bajos niveles de calidad a un cierto grupo de clientes. El apropiado diseños de un MQS requiere conocimiento de los costos de suministrar la calidad y los beneficios que los clientes obtendrán.

En la regulación de continuidad de suministro, el estándar mínimo de calidad toma la forma de estándar garantizado, GS (Guaranteed Standard).

2.5.3 Performance Based Rates

En estos tipos de esquemas, el regulador crea estándares de comportamiento e implementa recompensas y penalidades o sanciones según corresponda. Los esquemas de recompensa y sanción son complejos de diseñar e implementar, sin embargo, han pasado varios años desde sus inicios, y se ha evolucionado a un esquema basado en el comportamiento de la empresa regulada, que finalmente se denominó PBR [1][13].

Los PBR son contratos que bonifican o penalizan un alto o bajo rendimiento del sistema. Sin embargo, al utilizar este tipo de contrato, cada cliente es libre de negociar la confiabilidad que desee con alguna empresa dispuesta. Se introduce un factor de incertidumbre y por lo tanto un riesgo para los oferentes al momento de negociar los niveles de confiabilidad esperados. Para realizar los contratos PBR, como se mencionó anteriormente, se realiza un análisis en función de diferentes índices de confiabilidad, considerando tasas de fallas y tiempos de recuperación, notando que al aumentar los niveles de confiabilidad se tiene incentivos económicos que maximizan las utilidades de empresa [6].

La calidad puede ser determinada, recompensada o penalizada, ya sea en términos absolutos o en relación con otros proveedores si existen otras compañías para efectuarla comparación. Cuando dicha comparación es posible, es probable que se use este esquema de recompensa y penalización, incluyendo un rango de variables como el costo y la calidad [2]. Con la información obtenida del índice de confiabilidad, más la información de costo de producción a distintos niveles de confiabilidad, se puede formar una curva de costo total para la empresa [6][8].

En la Figura 2.4 se ha tomado el índice SAIDI como ejemplo, para hacer un modelo típico de un esquema PBR. De esta figura podemos ver las curvas de recompensa y penalización, separadas por la zona muerta. La empresa, al mejorar su confiabilidad, si bien aumenta sus costos de

producción, entra en la zona de recompensa, por lo que la función de costo total tiene un óptimo local y otro global. En la gráfica se pueden distinguir cinco zonas [6]:

- Zona de máxima bonificación. Nivel de confiabilidad límite.
- Zona de incremento de bonificación. Bonificación aumenta aumentando la confiabilidad.
- Zona Muerta. Ninguna penalización o bonificación es cursada.
- Zona de Incremento de penalización. Penalización aumenta, empeora el rendimiento.
- Zona de máxima penalización.

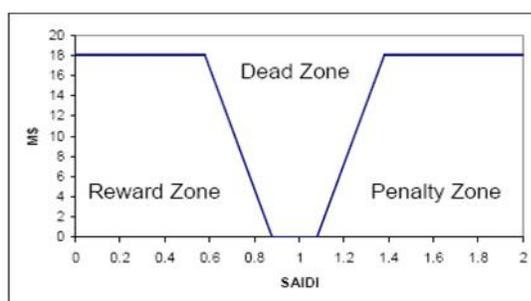


Figura 2.4 Esquema PBR. Costos v/s SAIDI

El esquema presentado en la Figura 2.4, puede representarse por las ecuaciones:

$$RP \text{ o } PP = f(\text{Indice}_{\text{confiabilidad}}) \quad (2.29)$$

$$ERP = \sum RP_i \cdot P_i \quad (2.30)$$

$$EPP = \sum PP_i \cdot P_i \quad (2.31)$$

donde,

RP : Pago por recompensa,

PP : Pago por penalidad,

P_i : Probabilidad de $SAIDI_i$.

RP_i y PP_i son el pago de recompensa y penalidad, respectivamente, con respecto al indicador de confiabilidad, por ejemplo SAIDI, al instante i ($SAIDI_i$), y ERP y EPP son pagos totales esperados de recompensa y penalidad, respectivamente.

Los Esquemas de recompensa y penalidad fueron introducidos en Italia en el 2000, en Noruega e Irlanda en el 2001, en los Reino Unido en el 2002, en Hungría y Portugal en el 2003, en Suiza en el 2004, y más recientemente en los Países Bajos y Estonia, donde es conocido como PBR. Las ventajas que trae este instrumento regulativo ha creado un fuerte interés por varios entes reguladores en Europa [1][21]. A pesar que estos esquemas son complejos de diseñar e implementar, han entregado resultados extremadamente positivos en los lugares donde se encuentran en uso y eso

se refleja en los indicadores de calidad [1]. En la TABLA 2.1 se presenta un ejemplo del tamaño de zonas muertas en algunos países[8].

TABLA 2.1 Tamaño de zonas muertas en algunos países bajo regulación PBR

País	Zona Muerta
Hungría	5% para penalidades y 10% para incentivos
Italia	5% alrededor del objetivo esperado, valido para recompensa y penalidad
Portugal	12% alrededor del objetivo esperado, valido para recompensa y penalidad

2.5.4 Contrato de Calidad Premium

Los contratos de Calidad Premium son una opción capaz de permitir a las empresas ofrecer la calidad dentro de contratos individuales a los clientes. La experiencia con este instrumento se encuentra bastante limitada, pero sus ventajas potenciales son significativas [1].

En primer lugar, los clientes tienen necesidades muy diferentes en términos de oferta de calidad y valorización de interrupciones. Se trata de personalizar como se ofrece los niveles de calidad, los que pueden ser superiores o inferiores a los que se ofrecen según la normativa. Segundo, se pueden utilizar distintos indicadores de calidad. Tercero, se debe considerar las preferencias de los clientes y su disposición a pagar (WTP) la mejora de calidad directamente a quien se la provee. Y por último, se debe considerar que el control del regulador debe incluir una diferenciación entre clientes estándares y aquellos sujetos a contratos personalizados.

Un inconveniente de utilizar este tipo de contrato es el efecto “parásito”, que se obtiene cuando un cliente paga por un mejor nivel de calidad que el estipulado en la norma. Para satisfacer esto, la empresa mejora la red, pero a la vez mejorará la calidad para todos los otros clientes conectados al mismo alimentador. Como consecuencia, un cliente paga por las mejoras que benefician a muchos otros. Se deben aplicar normas adicionales en estos casos [1].

2.6. Conclusiones

Es necesario considerar el aspecto técnico y el económico a la hora de regular la confiabilidad en el sector distribución. Por su naturaleza monopólica, este sector necesita un extra cuidado en la regulación, para proveer protección tanto a los consumidores como a las empresas reguladas. Para lo que se busca emular un mercado competitivo.

En el mercado de la distribución, la presencia de competencia cuida la regulación de precio y provee a la compañía incentivos para una operación eficiente. Más ampliamente definido, una

economía eficiente requiere que las tarifas sean diseñadas según [22]:

- Uso eficiente de energía
- Minimizar costos de producción
- Proveer claros incentivos a la inversión
- Resultado en organización eficiente del servicio industrial eléctrico

Se puede concluir de los conceptos revisados, que al cambiar de un ambiente monopólico a uno competitivo, no sólo se afecta lo relacionado a los precios, sino también lo referente a la calidad. Por lo tanto, hay una necesidad de un enfoque regulador integrado. Se puede distinguir varios puntos a discutir:

- Hay tres problemas de información: medición de la calidad, la demanda de la calidad y la relación entre costo y calidad.
- No hay compensación entre los precios (disminuyen la eficiencia-costo) y la calidad, especialmente en la regulación price-cap.
- En términos de producto, surgirán diferentes combinaciones de precio y calidad, en los mercados competitivos.
- La calidad es fácil de clasificar, mientras que es muy difícil determinar la demanda de ella.
- En general, hay un exceso de oferta de calidad, recordando que la calidad es un capital intensivo en el sector de la electricidad.
- La calidad debiera ser una parte indispensable de la regulación en monopolios naturales. Ya sea por normas garantizadas, instrumentos de regulación revisados o combinación de ellos.

Dentro de los esquemas regulativos analizados, cada uno presenta ventajas y desventajas, por ejemplo, el esquema ROR permite limitar las rentas del monopolista, contempla ajustes tarifarios esporádicos. Sin embargo, no incentiva la eficiencia y puede incentivar la sobre inversión.

El esquema “Price Cap”, tiene como ventajas el incentivar al monopolista a reducir costos, se verifica anualmente la restricción de precios, se incentiva la eficiencia, pero como desventaja este esquema puede generar rentas monopólicas.

Las ventajas del sistema Yardstick Competition, es que la empresa regulada no oculta su información de costos, existe incentivo a la eficiencia productiva y se establecen tarifas a cada empresa a través de modelos econométricos. Sin embargo, una gran desventaja es la incertidumbre sobre rentabilidad, y la dificultad de crear el modelo.

Capítulo 3. Normativa de Chile e Internacional

3.1. Introducción

Es digno de atención el análisis a los estándares de calidad en el servicio eléctrico, que en estos últimos tiempos algunos reguladores han incorporado a los reglamentos existentes en diferentes países. Las empresas se ven exigidas a invertir en tecnologías para cumplir con los estándares mínimos impuestos por los reguladores, pues en el escenario de no cumplir con estos estándares, se arriesgan a sanciones que se pueden traducir desde multas económicas hasta caducidad de contratos de concesiones. Por otro lado, una calidad deficiente del servicio, puede afectar al consumidor, requiriendo que éste invierta en costosos equipos, con tal de obtener una calidad que él estime satisfactoria [10].

En este capítulo se analizan los estándares de calidad que imponen las normas y reglamentos que regulan la operación del sector eléctrico en Chile y países como Argentina, Venezuela y Francia, entre otros. Se hace una revisión a la estructura del mercado de distribución chileno, proceso de cálculo de precios y normativa referente a la continuidad del suministro. Se da un vistazo a los reportes europeos publicados por CEER y la guía americana IEEE1366. Todo esto con el objeto de tener una visión global de cómo los reguladores han abordado la calidad de servicio e incorporado estándares, guías o reglamentos tanto en nuestro país como en América y Europa.

3.2. Regulación y Normativa en Chile

3.2.1 Introducción

Confiabilidad se define por la normativa chilena actual como: *“la cualidad de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por la suficiencia, seguridad y calidad de Servicio”* [38].

La normativa que regula al sector eléctrico en Chile se plantea en dos niveles:

- Leyes: Requieren aprobación del Poder Legislativo, situación que dificulta posteriores modificaciones. Entre las relevantes para el mercado Eléctrico se encuentra la Ley General de Servicios Eléctricos, representada por el DFL N°1, y posteriormente por el DFL N°4.
- Reglamentos y Normas: Son dictados por el Poder Ejecutivo. Contienen normas y procedimientos detallados. Entre ellos se encuentra el Reglamento para la Ley General de Servicios Eléctricos, a través de DS N°327, y la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, NTSyCS.

La legislación chilena reconoce tres segmentos de actividad eléctrica: generación, transmisión y distribución. El sector distribución corresponde a la actividad destinada a llevar la energía hacia los usuarios finales, comprendiéndose para ello a todas las instalaciones, líneas y transformadores que operan en tensión nominal igual o inferior a 23 kV. En Chile es desarrollado por el sector privado, cumpliendo el Estado una función reguladora, fiscalizadora y subsidiaria.

3.2.2 Mercado Eléctrico Chileno

El sistema eléctrico chileno está constituido por cuatro sistemas interconectado, estos corresponden al de Norte Grande, SING; el Sistema Interconectado Central, SIC; el sistema de Aysén y el Sistema de Magallanes (incluye tres sistemas denominados medianos). Además existe una quinta área eléctrica no interconectada correspondiente al Sistema Eléctrico de Isla de Pascua.

Participan de la industria eléctrica nacional un total de 33 empresas generadoras, 26 empresas transmisoras y alrededor de 35 empresas distribuidoras, que en conjunto suministran una demanda agregada nacional que en 1999 alcanzó los 36.084 GWh. [47].

La actividad se desarrolla bajo la modalidad de concesiones de distribución y las empresas que la desarrollan son libres en cuanto a decidir sobre qué zonas solicitan dicha tarea, pero tienen la obligación de dar servicio en las zonas de concesión otorgadas. Están obligadas a respetar las tarifas máximas fijadas por la Autoridad [37][41].

Dentro del área de concesión, el mercado existente esta compuesto por dos tipos de cliente [37] [40][41]:

- Clientes Regulados: aquellos con capacidad conectada inferior o igual a 2000 kW. Las tarifas a cobrar son fijadas por la autoridad.
- Clientes libres contratados a precios libres, aquellos con capacidad superior a 2000 kW, las tarifas se pactan libremente.

Adicionalmente, algunos clientes con potencia conectada menor a 2.000 kW se encuentran facultados para optar entre la tarifa regulada y una de precio libre, siempre y cuando cumplan con algunas de las siguientes condiciones:

- a) Cuando se trate de servicio por menos de doce meses;
- b) Cuando se trate de calidades especiales de servicio;
- c) Cuando el momento de carga del cliente respecto de la subestación de distribución primaria sea superior a 20 MW-kilómetro;

- d) Cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500 kW. En este caso, el usuario final tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre.

El mercado de la distribución opera como una actividad monopólica y se considera idealmente que para una densidad dada de distribución, el costo medio de distribución por kW es igual al costo marginal de largo plazo. Con esas dos premisas en mente, el tarifado se realiza a partir de un determinado número de áreas típicas de distribución fijadas por la CNE, y a través de sendos estudios de costos encargados por cada empresa distribuidora (o un grupo de ellas) y la Comisión Nacional de Energía a empresas consultoras especializadas. Para realizar el proceso de tarifado se crea una empresa modelo eficiente en su gestión y política de inversiones, según el Art. N°183 del DFL N°4 [39].

ATD y La Empresa Modelo en Chile

De acuerdo a la legislación vigente, Art. N°181 y posteriores del DFL N°4 [A.3] [33], y como actualmente en Chile hay alrededor de 35 empresas distribuidoras de energía; es difícil y costoso hacer cálculos para cada una de ellas, por lo que se agrupan en áreas típicas de distribución, denominadas ATDs.

Las ATDs se definen como “áreas en las cuales los valores agregados por la actividad de distribución para cada una de ellas son parecidos entre sí” (Art. N°330 del DS N°327) [37][A.1]. La idea de definir de esta manera las áreas típicas es agrupar en una misma categoría las zonas que presenten costos medios similares. Debido a la existencia de economías de escala en las empresas de distribución, se tiene que mientras más grande y densa sea un área, los costos serán menores.

Cada empresa debe formar parte de una de estas áreas típicas, ya sea en forma completa o dividida en sectores que corresponden a cada área típica. Según el Art. N°295 del Reglamento, DS N°327, el regulador se basa en índices tales como la densidad y ubicación del consumo, ruralidad y tamaño de las empresas concesionarias para establecer las ATDs.

Para clasificar las empresas se hace una regresión lineal del estilo del gráfico de la Figura 3.1. De acuerdo a esta regresión lineal, se agrupan las áreas típicas de acuerdo a sus economías de escala. Es posible que en un mismo grupo queden empresas distribuidoras con distintos costos, unas saldrán más favorecidas que otras en el cálculo para tarifas en cada área típica. Es decir, se calculan tantos VAD como áreas típicas. Una vez entregada esta información, las empresas tienen 15 días para hacer observaciones al respecto, y a su vez la CNE tiene 15 días más para aceptar o no estas observaciones y entregar la información definitiva [40].

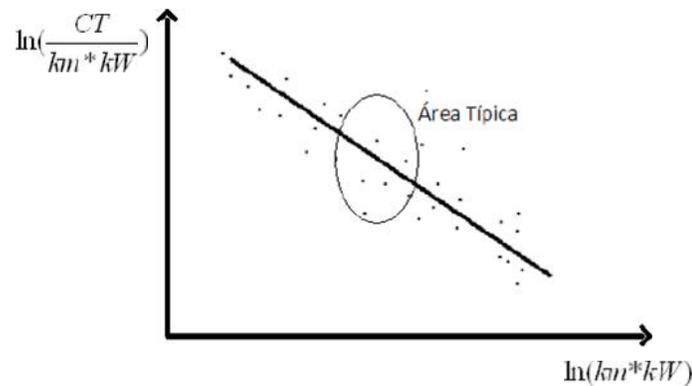


Figura 3.1 Gráfica regresión lineal

Una vez determinadas las agrupaciones, se toma una empresa de referencia de cada área, que es la más representativa, y de acuerdo a sus restricciones geográficas, instalaciones, demanda, etc., se calcula una empresa modelo eficiente operando en la situación de la empresa de referencia. La empresa modelo del sector eléctrico chileno, es la “pauta” que ocupa la CNE para regularizar empresas de distribución de energía. La CNE debe lograr fijar precios justos creando un mercado eficiente en el rubro, simulando un mercado competitivo.

Para la construcción de la empresa modelo, se diseña una empresa nueva que inicia su operación en la misma zona de concesión de la empresa real tomada como referencia (empresa de referencia), de modo tal que los antecedentes de la empresa real que se consideran son el territorio operacional, los clientes y consumos y los puntos de inyección de energía.

Las indicaciones de la naturaleza de la empresa modelo y los supuestos por los cuales se rige, se encuentran en el Reglamento Eléctrico (DS N°327), Art. N°296, y son [A.1][37]:

- a) Que la empresa cumple los estándares de calidad de servicio exigidos en este reglamento;
- b) Que sus instalaciones se encuentran adaptadas a la demanda del momento del estudio;
- c) Que es eficiente en su política de inversiones y en la gestión; y
- d) Que opera en el país.

Ningún artículo de la ley especifica exactamente cómo debe ser la empresa modelo y qué fórmulas determinadas deberían ocuparse para calcular el precio eficiente. Simplemente se da una pauta de cómo calcular los precios, y qué organizaciones están a cargo de que. No existen fórmulas únicas para calcular precios específicos, ya que la empresa modelo tiene que ser con exactamente las mismas características físicas, geográficas, etc. que la empresa real. De esta forma cada empresa modelo será diferente y única en cada zona [17][20].

Actualmente hay seis áreas típicas válidas para el período 2009-2012. En la TABLA 3.1 se muestra la clasificación de empresas según áreas típicas de distribución y las empresas consideradas como referencia para cada ATD se muestran en la TABLA 3.2.

TABLA 3.1 Clasificación de empresas para cada ATD [48]

Área	Empresas
Área 1	CHILECTRA
Área 2	Puente Alto, CGE Distribución, CONADE B (Comprende las comunas de Valparaíso, Quilpue y Viña del Mar), ELECDA, EMELAT.
Área 3	Coop. Curico, ELIQSA, CHILQUINTA, LUZANDES, EMELECTRIC, CONAFE A (Comprende las comunas de Freirina, La Serena, Coquimbo, Andacollo, La Higuera, Paiguano, Vicuña, Illapel, Canela, Los Vilos, Salamanca, Ovalle, Combarbalá, Monte Patria, Punitagui, Río Hurtado, Puchuncaví, La Ligua, Cabildo, Papudo, Petorca y Zapallar), EMELARI, EDELMAG, COLINA.
Área 4	ENELSA, E. CASABLANCA, SAESA, LITORAL, TILTIL.
Área 5	EMETAL, EDELAYSSEN, LUZLINARES, FRONTEL, COOPREL, LUZOSORNO, EMELECA, SOCOEPA, CRELL, COPELEC, COOPELAN, LUZPARRAL.
Área 6	CODINER, COELCHA, COOPERSOL.

TABLA 3.2 Empresas de referencia para cada ATD [48]

Área	Empresas Referencia
Área 1	CHILECTRA
Área 2	CGE Distribución
Área 3	CHILQUINTA
Área 4	SAESA
Área 5	FRONTEL
Área 6	CODINER

La legislación no define un criterio específico para delimitar un área típica respecto de otra y, por ende, la desviación máxima de los VAD de las empresas incluidas en ellas. Tampoco se define el tamaño del ATD. Ambos son puntos que quedan bajo la decisión de la Comisión.

Sistema de Precios

La “Ley General de Servicios Eléctricos” y su Reglamento, establece las tarifas de energía para el cliente final, así como los precios de las transacciones de energía que realizan las diversas empresas dentro del mercado eléctrico nacional.

Cada cuatro años, la CNE calcula estos precios de acuerdo a las nuevas tecnologías y nuevos cambios pertinentes [20] [40]. La CNE, en cada proceso de fijación tarifaria, define las áreas típicas a considerar en las Bases Técnicas del estudio del VAD, elaboradas seis meses antes, y clasifica en ellas a todas las empresas concesionarias del país.

La Comisión determina diversas opciones tarifarias para los clientes regulados de la distribuidora conforme a sus características de consumo de energía y potencia y tipo de medición instalada, considerando que el VAD es un costo asociado al uso de potencia de distribución en horas de punta por parte los usuarios [37][39][40][47]. El procedimiento de tarificación continúa sumándoles los precios de nudo que correspondan, con el objeto de obtener una serie de tarifas básicas preliminares, por empresa. Por lo tanto, existen tantas tarifas básicas como empresas y sectores de distribución de cada empresa se hayan definido.

El precio final para el usuario corresponde a la suma de dos componentes: un precio de nudo (relacionado con el precio de generación y transmisión), fijado por la autoridad en el punto de interconexión de las instalaciones de transmisión con las de distribución, y un Valor Agregado de Distribución (VAD) también fijado por la autoridad sectorial. [37] [39] [41]. En términos simples, el usuario ubicado en la zona de distribución paga un precio dado por la expresión (3.1):

$$Precio_{usuario\ final} = P_{nudo} + VAD \quad (3.1)$$

Los precios de nudo se fijan semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año. Su determinación es efectuada a través de un informe técnico que elabora la CNE, su fijación se realiza mediante decreto del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Para el caso de los clientes libres, el precio cobrado al cliente final por la generadora corresponde al acordado entre las partes que suscriben un contrato bilateral. La Ley 19.940 del año 2004 dejó abierta la posibilidad para que clientes regulados con potencia conectada menor o igual a 2.000 kW y superior a 500 kW puedan optar por ser abastecidos a precio libre, por un comercializador distinto del distribuidor, por lo que es posible que la empresa distribuidora preste el servicio de transporte a otros comercializadores que venden energía a clientes libres dentro de su área de concesión. A cambio, la empresa distribuidora está facultada para cobrar un peaje que cubre el costo de transporte en la red de distribución, el que se regula y aplica mediante cargos tarifarios en forma equivalente a los asignados a los clientes propios de la distribuidora [47].

Procedimiento Cálculo de VAD

Las componentes del VAD se encuentran fijadas en el Art. N°182 del DFL N°4 y en el Art. N°294 de su Reglamento [37][39][A.1]:

- Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención al usuario, independientes de su consumo;
- Pérdidas medias (estándares) de distribución en potencia y energía;

- Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados con la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calculan considerando el VNR, y una tasa de actualización igual al 10 % real anual.

La CNE establece ciertas ATDs, sobre las cuales, se deben calcular las componentes del VAD separadamente. Para ello la CNE encarga un estudio a una empresa consultora para estimar los costos asociados a la empresa modelo, correspondiendo un estudio para cada ATD. Paralelamente, las empresas distribuidoras tienen la opción de encargar un estudio con idénticas características a otras empresas consultoras. Para cada área típica, la CNE calcula el promedio ponderado de los valores resultantes de los estudios de VAD, con una ponderación de un tercio para el estudio de la empresa y dos tercios para aquél elaborado por el consultor elegido por la Comisión, según lo estipulado en el Art. N°183 del DFL N°4 [39]. Con los VAD para cada ATD, la Comisión elabora las tarifas preliminares para cada distribuidora.

Según Art. N°185 del DFL N°4 y el Art.304° del DS N°327, la ley establece que las concesionarias deben mantener una rentabilidad a nivel de toda la industria de distribución, considerándola como un conjunto, dentro de una banda del 10% ± 4% al momento de la determinación del VAD, si la tasa de rentabilidad agregada antes de impuestos se encuentra dentro de la banda, tanto los VAD como las tarifas resultantes son aceptados. De lo contrario, los VAD son ajustados para obtener una tasa de rentabilidad dentro de la banda, esta rentabilidad es chequeada posteriormente por la Comisión para que se mantenga dentro de una banda del 10% ± 5% durante los 4 años de vigencia de la misma, (3.2) muestra como los ingresos de la empresa modelo debe cumplir con la banda mencionada, considerando que el VNR, se refiere a las instalaciones reales de la empresa [37][39]. Las tarifas resultantes son válidas para los próximos 4 años luego de promulgadas, de acuerdo a las fórmulas de indexación propuestas [37][39].

$$\frac{\text{Ingresos empresa modelo} - \text{Costos reales fijados}}{\text{VNR vigente fijado}} = 10 \pm 5\% \quad (3.2)$$

. El término VNR se define según el Art. N°312 del DS N°327, como “el costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de distribución en las respectivas zonas de distribución”. El VNR ocupado en (3.2), lo calcula el SEC cada cuatro años, pero al final de cada año hace una actualización de éste, sumándole las adiciones y retiros del correspondiente período [37]. Los artículos N°312, N°313 y N°314 del DS N° 327, tienen que ver principalmente con la definición y cálculo del VNR [37][A.1].

3.2.3 Ley General de Servicios Eléctricos y Calidad de Servicio

Todas las materias relacionadas con la operación y explotación de las instalaciones eléctricas destinadas al servicio público de distribución están reguladas por la Ley General de Servicios Eléctricos, por su Reglamento y por una serie de textos legales, reglamentarios y/o normativos que le son complementarios. La aplicación de esta la Ley corresponde al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, por conducto de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Dicha Ley es representada principalmente por los siguientes tres documentos:

- Decreto con Fuerza de Ley N°4, el cual fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de 1982.
- Reglamento Eléctrico, que fija reglamento de la ley general de Servicios Eléctricos, promulgado por Decreto Supremo N°327 de 1998.
- La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, que establece las exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio de los sistemas interconectados.

La Ley representada por los tres documentos anteriores se diseñó con el objeto de organizar el mercado eléctrico nacional siguiendo un modelo de prestación de los servicios eléctricos a través de empresas privadas que operan tanto en mercados competitivos, como en segmentos no competitivos sometidos a regulación de precios y de calidad de suministro [37][38][39] [40] [41].

La actual ley eléctrica chilena entró en vigencia en 1982 y permitió la participación de agentes privados en el negocio eléctrico, dominado hasta entonces por el Estado. Pero esta ley no consideró en profundidad la calidad de servicio [37]. En 1998 se promulgó el DS N°327, en que se incorporan plazos para la aplicación de exigencias relacionadas con la calidad de suministro y plantea la Calidad de Servicio como un tema amplio, que incluye continuidad de suministro, calidad de productos y calidad de servicio comercial.

Posterior a la promulgación de los documentos mencionados, la Ley ha sufrido algunas modificaciones, introduciéndosele adecuaciones y actualizaciones que no han cambiado el sentido y estructura básica de la misma. Las más recientes e importantes de estas modificaciones son las contenidas en la Ley 19.940 de Marzo de 2004, denominada Ley Corta I en la que se creó el Panel de Expertos para zanjar discrepancias entre las empresas generadoras, y entre la autoridad y las empresas eléctricas en algunos temas específicos; y en la Ley 20.018 de Mayo de 2005, denominada Ley Corta II que instaura el mecanismo de licitaciones de suministro para clientes regulados, con precios estabilizados de largo [47].

Resumiendo la historia de la normativa eléctrica en Chile, podemos decir que El DFL N°1, de 1982, ha sido modificado hasta la fecha por las siguientes leyes y normas: Ley N° 18.410 o Ley Orgánica de la SEC; Ley N° 18.922 que perfeccionó las regulaciones en materia de transmisión; Ley N° 18.959, que estableció regulaciones para períodos de racionamiento de energía; Ley N° 19.674, que introdujo procedimientos de fijación tarifaria en servicios asociados a la distribución; Ley N° 19.940, que regula el sistema de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo sistema de tarifas para sistemas medianos e introduce la instancia del panel de expertos eléctricos; Ley N° 20.018, que introduce modificaciones en materia de obligaciones para los concesionarios de servicios de distribución; y la Ley N° 20.040, que regula lo relativo a subsidios por consumo de electricidad a clientes residenciales [47].

Además se han ido agregando reglamentos contenidos en distintos Decretos Supremos como el DS N° 158 de 2003, que modifica el DS N°327; DS N°119 del año 1989. Reglamento de Sanciones en Materia de Electricidad y Combustibles; y el DS N°181 del año 2004, Reglamento del Panel de Expertos que regula la naturaleza y funciones del Panel de Expertos, [47].

Reglamento De La Ley General De Servicios Eléctricos. Decreto Supremo N°327

El Título VI del DS N°327, se manifiesta con respecto a la calidad de servicio y precios. Dentro de este título, los Art. N°222 y Art. N°223 establecen los parámetros de la calidad de servicio. El Art. N°227 estipula específicamente que la calidad de suministro se evaluará bajo dos modalidades: a) En un punto específico de la red, para determinar el nivel de calidad del suministro entregado al usuario; y b) En un conjunto de puntos de la red o de usuarios, seleccionados de acuerdo a procedimientos estadísticos y al programa y metodología que determine la Superintendencia, determinando la calidad global de suministro.

Según lo establecido en el Art. N°231 del DS N°327, las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán efectuar, una vez al año, una encuesta representativa a clientes de su concesión para calificar la calidad de servicio entregada. Los concesionarios de servicio público de distribución deberán aceptar reclamos y denuncias por situaciones de operación anormal o insegura, para lo cual deben contar con los medios y centros de atención comercial habilitados para aquello, de acuerdo a lo establecido en el Art. N°235 del DS N°327 [48].

Dentro de este mismo título se encuentra el Art. N°243, que define las variaciones permitidas de la tensión nominal en el punto de conexión, para clientes de BT deberá estar dentro del rango de -7,5% a +7,5% durante el 95% del tiempo, para clientes MT deberá estar dentro del rango -6,0% a

+6,0% durante el 95% del tiempo, para clientes AT dentro del rango de ± 5 % durante el 95% del tiempo, para tensión nominal de 154 kV y de ± 6 % durante el 95% del tiempo, para tensión nominal inferior a 154 kV.

En su Título VI, Art. N°245 , se mencionan las indisponibilidades máximas en horas al año, considera índices individuales por duraciones de cortes mayores de 3 minutos, sea por fallas o desconexiones programadas o forzadas; en BT contempla 22 interrupciones, que no excedan, en conjunto 20 horas; a media tensión, 14 interrupciones, que no excedan, en conjunto 10 horas; en puntos de conexión a concesionarios de servicio público de distribución, la indisponibilidad aceptable será igual a la indisponibilidad aceptable de generación más la indisponibilidad aceptable de transmisión [37][A.1].

En el Art. N°246 se estipula que los valores exigidos para FMIT, FMIK, TTIT y TTIK (cuando se evalúan para un conjunto de puntos de la red o usuarios, según inciso b del Art. N°227 del DS N°327) dependerán del área típica de distribución de que se trate y serán definidos por la Comisión con ocasión del cálculo de valores agregados de distribución. Para este efecto, los fijará en las bases del estudio de cada área típica. Sin embargo deberán encontrarse dentro de los siguientes rangos:

- FMIT entre 5 y 7 veces al año;
- FMIK entre 3,5 y 5 veces al año;
- TTIT entre 22 y 28 horas al año;
- TTIK entre 13 y 18 horas al año.



El DS N°327, plantea Título IX de “Disposiciones Transitorias”, parámetros modificados considerando zonas rurales. Se define como zona rural a aquella que se encuentre a una distancia superior a 20 kilómetros de una subestación primaria de distribución, para estas zonas las interrupciones en BT se aumentan a 42, y la duración en conjunto no debe superar las 30 hrs, en MT, se aumentan las interrupciones a 26 y su duración a 15 horas [31][A.1]. Una modificación a lo estipulado por la Ley, según Diario Oficial N°38.598, el Oficio N°1433, del 20 de octubre de 2006, estipula en su artículo único, la definición de Zona Rural de Tipo 1 y Zona Rural de Tipo 2.

Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

El Título 5-12, en su Art. 5-72 y Art. 5-73 establecen que las interrupciones deberán ser medidas por los índices de continuidad FMIK y TTIK y que la Dirección de Peajes deberá mantener un registro actualizado de estos índices en su sitio Web [38].

En el Título 6-2 de la NTSyCS, el Art. 6-14, Art. 6-15 y Art. 6-16 indican que los conectados deberán mantener los registros detallados de las mediciones de calidad, duración y profundidad de interrupciones con el fin de informarlos a la DP del CDEC, que a su vez publicará estos datos en su sitio Web, además se estipula la información que debe incluir Informe Mensual de Calidad del Suministro en conformidad con el Procedimiento DP "Informes de Calidad de Suministro y Calidad de Producto" [38][A.2].

El Título 6-4 de la NTSyCS en su Art. 6-26 señala que el estudio a realizar por la CNE y/o empresas distribuidoras deberá identificar los indicadores FMIK y TTIK en todos los puntos de conexión de las Instalaciones de Clientes; el Art. 6-27 establece la elaboración de un modelo probabilístico adecuado para realizar cálculos de Calidad del Suministro; y el Art. 6-28 estipula los requisitos del Estudio de Continuidad [38][A.2].

3.2.4 Índices de Continuidad de Suministro en Chile

Conforme a lo establecido en el Art. N°230 del DS N°327, las empresas concesionarias de servicio público de distribución deberán llevar un indicador representativo de la continuidad de servicio entregado a sus usuarios, conforme a los procedimientos definidos por la Superintendencia.

El cálculo de índices de interrupción debe dar cuenta de la profundidad de la interrupción al momento de producirse la falla. Se deben contabilizar los kVA fuera de servicio (interrumpidos) y los kVA instalados que se encontraban en operación al momento de producirse la falla. Se debe registrar el total de transformadores. A la suma de todos los índices interrupción del alimentador registrado en el mes se le llama índice mensual a nivel de alimentador. Se definen los índice acumulados a nivel de alimentador, determinados por la suma de los índices mensuales del alimentador, desde el mes calculado al mes de diciembre del año anterior.

A nivel de empresa también se definen los índices mensual y acumulado, determinados por la suma ponderada de los índices mensuales a nivel de alimentador. Ponderación de acuerdo a los kVA o transformadores instalados, según corresponda; y por la suma de los índices mensuales a nivel de empresa, desde el mes calculado al mes de diciembre del año anterior.

En la Normativa y Reglamentación chilena, los índices de sistema utilizados, se definen como FMIT, FMIK, TTIT y TTIK. Sus ecuaciones se encuentran definidas en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, Título 5-12, Art. 5-73 [37][38][A.2]. Para el estudio de continuidad que deben presentar las empresas distribuidoras, se debe calcular cada uno de los

índices globales a nivel de alimentador, mensual y acumulado. También se debe calcular los índices mensuales y acumulados a nivel de empresa, [48].

En TABLA 3.3 y TABLA 3.4 se resumen los máximos permisibles para los indicadores individuales y globales, estipulados en los artículos N°245 y N°246 del DS N°327, respectivamente [37][A.1]. Se incluye su posterior modificación, según Oficio N°1433, referente a la adición de una nueva zona rural. Las condiciones y modalidades en que se deben llevar a cabo las mediciones para la verificación del cumplimiento de los límites exigidos se encuentran en el artículo N°227 del DS N°327 [A.1][37].

TABLA 3.3 Límites para los indicadores de confiabilidad individuales en Chile [37]

		Número de Interrupciones [Interrupciones/año]	Duración Total de la Interrupciones [Horas /año]
Zona Urbana	Clientes AT	Según Norma de Transporte y Generación	
	Clientes MT	14	10
	Clientes BT	22	20
Zona Rural	Clientes MT	26	15
	Clientes BT	42	30

TABLA 3.4 Límites para los indicadores de confiabilidad de sistema en Chile [37]

	FMIT [int./año]	FMIK [int./año]	TTIT [Horas/año]	TTIK [Horas/año]
Zona Urbana	5	3,5	22	13
Zona Rural Tipo 1	7	5	28	18
Zona Rural Tipo 2	11	8	42	27

La modalidad de evaluación de las empresas distribuidoras en Chile, también comprenden la elaboración de un ranking anual, en el cual cada empresa es evaluada en base a tres aspectos [40]:

- Índices de Continuidad (interrupciones) : 50,0%
- Encuesta a los usuarios : 37,5%
- Reclamos : 12,5%

En cuanto a la continuidad de suministro, en la Figura 3.2 y Figura 3.3 se muestran los indicadores FMIK Y TTIK, respectivamente. Estos fueron obtenidos por las empresas durante el año 2008 y 2009. Se aprecia la inferioridad de estos indicadores, con respecto a lo exigido por la normativa [40].

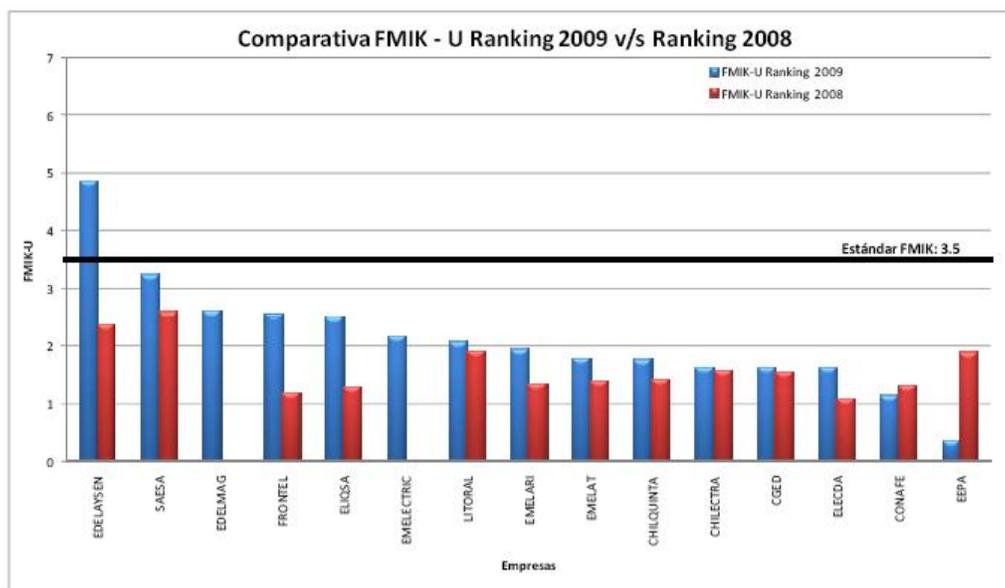


Figura 3.2 Medición FMIK Urbano, año 2008-2009 [40]

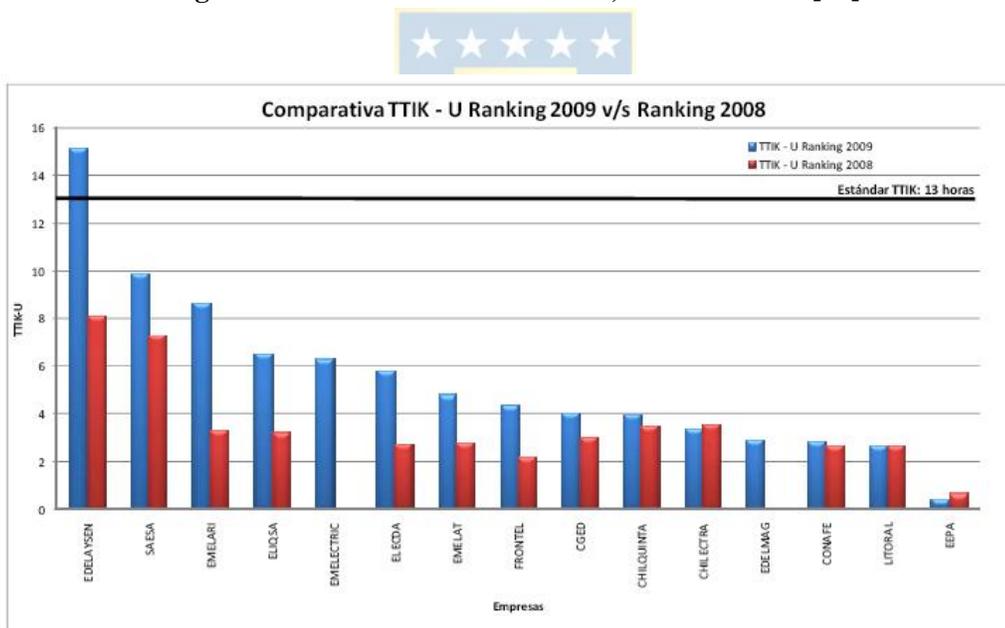


Figura 3.3 Medición TTIK Urbano, año 2008-2009 [40]

3.2.5 Entidades Reguladoras en Chile

Los organismos del Estado que participan en la regulación del sector eléctrico en Chile, son principalmente: la Comisión Nacional de Energía (CNE), el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la Comisión Nacional

del Medio Ambiente (CONAMA), la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), las municipalidades, el panel de expertos y los organismos de defensa de la competencia. La SEC, la SVS, y los organismos de defensa de la competencia cumplen además, un rol fiscalizador.

Dentro de las tareas más relevantes de los organismos reguladores se encuentran las correspondientes a la CNE, Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y la SEC, a continuación se detallan sus funciones:

Comisión Nacional de Energía: La CNE es una persona jurídica de derecho público, funcionalmente descentralizada y autónoma, se relaciona directamente con el Presidente de la República. Su función es:

- a) Elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional
- b) Asesorar a los organismos de Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía. Calcular los precios regulados que la legislación ha establecido (informes técnicos).
- c) Informa al Ministerio de Economía cuando se plantean divergencias entre los miembros de los CDEC, a objeto que dicho ministerio resuelva.

Ministerio de Economía: Este organismo es el encargado de fomentar la modernización de la estructura productiva del país, el fortalecimiento y expansión de la economía chilena y su inserción activa en los mercados internacionales. Concretamente el sector eléctrico sus tareas son:

- a) Fijar las tarifas de distribución eléctrica,
- b) Fijar los precios de nudo,
- c) Resolver los conflictos entre los miembros de los CDEC,
- d) Otorgar las concesiones definitivas previo informe de la SEC.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles: La SEC es un organismo descentralizado que se relaciona con el Gobierno por intermedio del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Está encargada de:

- a) Fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas
- b) Otorgar concesiones provisionales e informar al Ministerio de Economía sobre solicitudes de concesión definitivas que se refieran a distribución de electricidad y a la instalación de centrales hidráulicas, subestaciones eléctricas y líneas de transmisión
- c) Verificar la calidad de los servicios prestados.

Como se mencionó anteriormente los organismos descritos juegan un papel de regulador y fiscalizador, pero existen además otras instituciones que juegan un rol activo en la operatoria del sector como son el Centros de Despacho Económico de Carga y el Panel de Expertos

Panel de Expertos: El Panel está integrado por siete profesionales designados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia mediante concurso público de antecedentes, que duran en sus funciones seis años. El Panel fue creado con el fin de analizar y dictaminar sobre discrepancias que aparezcan entre las empresas, y entre la autoridad y las empresas eléctricas.

3.2.6 Penalizaciones

En el caso de incumplimiento de algunos de los límites fijados para cada aspecto de la calidad de servicio, el Ministerio puede sancionar a las Distribuidoras. Pero no se especifica como se calculan esas sanciones, ni si intentan guardar relación con la calidad del servicio ofrecida y su costo. Esta relación está fijada a partir del cálculo del VAD, ya que la remuneración de las Distribuidoras está ligada al nivel mínimo de calidad exigido. La Superintendencia siempre será la responsable de imponer la sanción mediante Resolución del Superintendente, una vez terminada la investigación de los hechos, detalles de este proceso se encuentran en Título VII, del DS N°327, referente a Multas y Sanciones [37][A.1].

En cuanto al sistema de control, las Distribuidoras deben informar de la continuidad esperada en sus redes, especificando el número de interrupciones medias y su desviación típica, la duración de cada interrupción y su desviación típica, así como la duración total de las interrupciones que puede sufrir un cliente. Además, deben informar al Regulador sobre todas las quejas recibidas por sus clientes y como las ha resuelto, y entregar los resultados de las encuestas anuales. Con estos informes, el Regulador crea una lista de las Distribuidoras por orden de mérito según los resultados obtenidos, lista que publica junto con los resultados, según los artículos presentes en el capítulo 6, Título 6-2, de la NTSyCS [38][A.2]. Las multas a aplicar pueden ser gravísimas hasta 7.000.000 [USD]; graves hasta 3.500.000 [USD] y leves hasta 350.000 [USD].

Con respecto a las compensaciones a los usuarios cuando, se superan los rangos de interrupciones y duración de éstas, el usuario tiene derecho a ser indemnizado por la diferencia con respecto a dichos límites [38].

El monto a compensar al cliente, en peso chileno, se calcula como:

$$Monto_{compensar} = ENS \times 2 \times C_{falla} [\$] \quad (3.3)$$

El valor del Costo de falla es el utilizado en el cálculo de precios de nudo vigente en el último mes. La energía no suministrada al cliente se calcula en (3.4)[38]:

$$ENS = Consumo_{promedio_cliente} \times T_{total_int_no_autorizadas} \quad (3.4)$$

La determinación del monto a indemnizar se establece a partir de la información que las concesionarias de distribución eléctrica entregan todos los meses a la SEC, en la que se indican las interrupciones de suministro que han afectado a sus clientes, indicando la causa y la duración de los cortes, entre otros datos [40].

3.3. Regulación en Argentina

En la Argentina, con un marco regulativo eléctrico para la jurisdicción federal basado en mecanismos de mercado, las señales de precios y las decisiones económicas, están basada en valores asignados al Costo de la Energía No Suministrada (CENS). Aunque actualmente no se encuentran estudios en que se hayan determinado los valores específicos del CENS adoptados para fines regulativos. En el campo de la distribución de energía, Argentina posee leyes de tipo general que delegan completamente el detalle operativo en los reglamentos [44].

La reglamentación Argentina impone exigencias en relación a la continuidad de suministro en términos de duración y frecuencia, y éstos difieren para cada nivel de tensión. Además Argentina tiene etapas de transición y régimen. En la etapa de transición establece índices de interrupción que depende del origen de la falla (externa o interna a la red), en la etapa de régimen se realiza una medición a nivel individual. Argentina además, tiene distintas exigencias dependiendo de la energía demandada en la zona de concesión [44]. En Argentina se reconoce la actividad de distribución como monopolio natural bajo regulación del tipo limitación de precios, con un control exhaustivo de la calidad. Esta regulación es llevada a cabo por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad, ENRE. A continuación se presentan los indicadores individuales de calidad para referencia.

TABLA 3.5 Indicadores individuales exigidos en Argentina

	Numero de Interrupciones [Interrupciones/sem.]	Duración Total de la Interrupciones [Horas /sem.]
AT	3	2
MT	4	3
BT	Grandes Demandas	6
	Pequeñas y medianas demandas	10

Los indicadores globales de sistema de calidad de servicio adoptados en Argentina son el SAIIFI y SAIDI y difieren para cada ATD. Las referencias para el valor de estos índices se indican en la resolución ENRE 556 del 2001 y se muestran en la TABLA 3.6, estos valores se miden en el período de semestres (cada seis meses)[44]:

TABLA 3.6 Índices Globales de las calidades de Referencia en Argentina

ATD	Calidad de Referencia 1		Calidad de Referencia 2	
	SAIFI	SAIDI	SAIFI	SAIDI
Rural y Urbana baja densidad	4,2	8	2,4	4,4
Urbana	2,9	3,6	1,7	2

En Argentina, para la continuidad del suministro se definieron además los índices FMIK, TTIK, FMIT y TTIT, para cada uno de ellos, se fija un límite máximo por semestre cada más severo a medida que transcurre la etapa (consta de 3 subetapas).

3.4. Regulación en Venezuela

El principio de regulación eléctrica presente en Venezuela, es el denominado “escala móvil”. Éste tuvo su origen en la Ley de Gas Sheffield aprobada por el Parlamento Británico en 1855. Este principio de regulación, es el equivalente al denominado, “regulación en función del comportamiento”, PBR.

En Venezuela, los indicadores referentes a la frecuencia y duración de interrupciones los estipula las NCSDE, éstos son la frecuencia de interrupción para el usuario, FIU y el Tiempo Total de Interrupción para el Usuario TTIU, ambos definidos en la sección (2.2.2), además estos índices deben calcularse en forma separada para fallas debidas a causas internas y externas. Se contabilizan todas las interrupciones con una duración mayor a un minuto que originen la suspensión del suministro de energía eléctrica a algún usuario o al conjunto de ellos, ya sea interrupciones programadas o no. Los valores límites admitidos para los indicadores utilizados en Venezuela, por causas externas, son de una interrupción trimestral y una hora trimestral [27]. Y los valores límites utilizados por causas externas dependen si es en Baja, Media o Alta Tensión, además se clasifican según el tipo de usuario, si es un sector de alta densidad, mediana, muy baja, etc. Estos límites se muestran en la TABLA 3.7.

La Ley Orgánica de Servicio Eléctrico (LOSE), el Reglamento de Servicio (RS) y las Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad (NCSDE) establecen los valores aceptables y las sanciones para las empresas distribuidoras de energía venezolanas [27].

TABLA 3.7 Límites establecidos para FIU y TTIU en Venezuela [27]

Tipo de Usuario	BT		MT		AT	
	FIU	TTIU	FIU	TTIU	FIU	TTIU
Muy Alta Densidad	2	2	1	1	1	1
Alta Densidad	2	4	1	2	1	1
Mediana Densidad	4	4	2	2	2	2
Baja Densidad	4	4	2	2	2	2
Muy Baja Densidad	6	6	3	3	2	2

3.5. Normativa Europea

La rápida reestructuración de la industria de suministro de electricidad en Europa comenzó a los fines de los ochenta y principios de los 90. Desde entonces, la industria ha estado bajo significativos cambios [26].

En Europa se define la electricidad como un producto, las implicaciones de esta definición son importantes, ya que equipara legalmente el suministro de electricidad con la venta de cualquier otro producto. Entre otras cosas, esta equiparación permite a un cliente exigir a su suministrador que el producto por el que está pagando tenga una calidad bien definida y, si no la cumple, exigirle daños y perjuicios [22].

En el ámbito europeo cada país aplica sus propios criterios de evaluación de los índices de continuidad. Existen países, donde el cálculo de los índices hasta ahora no se ha realizado de forma sistemática (Suiza), en otros, la participación de las compañías en el cálculo no es obligatorio (Finlandia), y en terceros deberán existir sistemas de cálculo auditables por externos (Italia, España) [2]. Respecto al cálculo, hay diferencias según la base de los índices (clientes, potencia o número de transformadores), el nivel de la tensión, la clasificación según la causa y la zona del suministro. La mayoría de los países distinguen entre interrupciones imprevistas y programadas [12].

En lo referente a la normativa europea, aunque la norma EN 50160 y el reporte de la CEER dan unos límites generales a modo de sugerencias para las redes de distribución pública, algunos países europeos disponen de normativas adicionales que regulan las condiciones del suministro. Por ejemplo, en Polonia las normas de distribución de energía eléctrica establecidas por el gobierno establecen parámetros no definidos en la EN 50160 y además los consumidores están divididos en seis grupos, para los que se definen distintos tiempos totales permisibles de corte de suministro eléctrico. El límite fijado para interrupciones prolongadas en Polonia es de 48h/año para BT y MT.

En Italia, por otro lado, existe un importante documento que trata de la continuidad del suministro eléctrico. La Autoridad Reguladora de la Electricidad y del Gas (AEEG) ha establecido de hecho un sistema uniforme de indicadores de la continuidad del servicio y ha implantado un sistema de incentivos y penalizaciones a fin de mejorar progresivamente los niveles de continuidad hasta ajustarlos a la normativa europea. El territorio se ha dividido en 230 zonas geográficas, subdivididas por áreas de densidad de población. El objetivo general es llevar los niveles de continuidad de los rendimientos nacionales hasta alcanzar unos valores basados en los estándares europeos: 30 minutos de interrupciones totales por usuario y año, en las grandes ciudades; 45 minutos en ciudades de tamaño medio; y 60 minutos en áreas rurales [22].

Actualmente en varios países se consideran los índices de continuidad como datos confidenciales por parte de las empresas y reguladores, aunque existe la tendencia general de publicarlos.

3.5.1 Francia

El sector eléctrico en Francia está concebido como un servicio público el cual es desempeñado por la empresa EDF (Electricité de France) en régimen de monopolio.

En Francia se distingue las interrupciones programadas de las imprevistas. Las primeras están sujetas a negociación entre el cliente y EDF, mientras que se proponen unos valores concretos para las imprevistas; las cuales, a su vez pueden ser largas (superior a un minuto) o breves (entre un segundo y un minuto). Además para clientes en MT (tensiones inferiores a 63 kV), distingue dos tipos de zona: zona A compuesta por núcleos de más de 100.000 habitantes y zonas B compuesta por el resto de los núcleos. En la TABLA 3.8 se presenta el máximo de interrupciones para cada tipo de zona y nivel de tensión.

TABLA 3.8 Número máximo estipulado de interrupciones en Francia

		Número de interrupciones breves (<1s y < 1min) [int./año]	Número de interrupciones largas (>1min y < 1hora) [int./año]
AT (>63kV)		7	2
MT (<63kV)	Zona A	15	5
	Zona B	35	8

3.5.2 Realidad Española

El artículo 101 del RD 1955/2000 establece que “la continuidad del suministro viene determinada por el número y duración de las interrupciones”, entendidas éstas como la condición en que la tensión en los puntos de suministro no supera el 10% de la tensión declarada. Las interrupciones pueden ser largas, de duración superior a tres minutos, o breves, de duración inferior o igual a tres minutos. A su vez, pueden clasificarse en imprevistas o programadas (para permitir la ejecución de trabajos programados en la red, estando los consumidores informados de antemano por la empresa distribuidora) [25].

En el año 1997 la Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique (UNIPED) ha elaborado en el grupo de trabajo DISQUAL recomendaciones en la metodología de evaluar índices de continuidad, según dicho trabajo, la confiabilidad de suministro se divide en tres categorías, frecuencia de la interrupción, indisponibilidad del suministro y la duración de la interrupción, estos indicadores se miden en el período de un año.

Por otro lado, el cálculo de los índices puede ser realizado por tres metodologías diferentes, dependiendo si son índices basados en clientes, índices basados en potencia, en que los efectos de la interrupción están relacionados con la potencia interrumpida o índices basados en número de transformadores, en este caso los efectos de la interrupción están relacionados con el número de subestaciones o transformadores interrumpidos [12].

Los índices de calidad zonal más utilizados en España son el TIEPI, percentil 80 del TIEPI y el NIEPI, definidos en (2.2.2). Estos indicadores dependerán de la clasificación de zonas, establecida en el Real Decreto 1955/2000. Estas zonas son: Urbana, que implica un conjunto de municipios de una provincia con más de 20.000 suministros, Rural concentrada, entre 200 y 2.000 suministros, y Zona Rural Dispersa, que comprende menos de 200 suministros. Los límites de estos índices para cada calidad zonal se muestran en la TABLA 3.9 [25]. Para demás aspectos relacionados con la calidad de servicio en España se siguen los criterios establecidos en la norma EN 50160 [36].

TABLA 3.9 Límites para el TIEPI, Percentil 80 del TIEPI y NIEPI en España

	TIEPI (h)	Percentil 80 del TIEPI (h)	NIEPI (número)
Zona Urbana (U)	2	3	4
Zona semi Urbana (S)	4	6	6
Zona rural concentrada (RC)	8	12	10
Zona rural dispersa (RD)	12	18	15

3.5.3 Norma EN50160 “Voltage Characteristics in Public Distribution Systems”

A mediados de 1994, una nueva Norma europea de “Calidad para Energía Eléctrica” fue aprobada. El Standard EN 50160 especifica límites para la calidad del voltaje e interrupciones, proporcionando a la empresa distribuidora de energía, una referencia válida para asegurar la calidad de su producto.

Esta Norma define como voltaje suministrado declarado “ U_c ” y proporciona los principales parámetros de tensión y los correspondientes márgenes de desviación permisibles en el punto de acoplamiento común (PCC) del usuario en sistemas públicos de distribución de electricidad en baja tensión (BT) y de media tensión (MT), en condiciones de funcionamiento normales. En este contexto, BT significa que la tensión eficaz nominal entre fases no supera los 1000 V y MT significa que el valor eficaz nominal está comprendido entre 1 kV y 35 kV.

Una interrupción del suministro se define en la Norma EN50160, como una condición en la cual el voltaje suministrado en los terminales es menor al 1% de el voltaje declarado, y esta interrupción puede clasificarse como:

- Programada, cuando los consumidores son informados con antelación, con el objeto de permitir la ejecución de las obras programadas en el sistema de distribución.
- Accidentales, causadas por fallas permanentes o transientes, la mayoría relacionada a eventos externos, fallas de equipo o interferencias. A su vez, una interrupción accidental puede clasificarse como:
 - Interrupción larga: Mayor a tres minutos, causada por una falla permanente.
 - Interrupción corta: Menor a tres minutos, causada por una falla transiente.

En cuanto a los parámetros para interrupciones de larga duración definidos por esta norma son: frecuencia anual menor a 10 o 50, dependiendo del área, esto es válido tanto para BT como MT. Y para interrupciones de corta duración, en un año, desde algunas decenas a varias centenas, con duración menor de 1 s en el 70% de los casos. Para ambos casos, interrupciones de corta y larga duración, se considera interrupción, como se mencionó anteriormente, cuando la tensión es inferior al 1% de U_c , con U_c , definida como la tensión declarada.

3.5.4 CEER: 4th Benchmarking Reports on Quality of Electricity Supply

En estos últimos años, algunos reguladores han introducido estándares de calidad de voltaje que difieren de los indicados en la EN 50160, entre estos, el Consejo Europeo de Reguladores de Energía (CEER). Este Consejo periódicamente publica un análisis y directrices sobre la calidad del suministro eléctrico dentro de sus países miembros, este análisis tiene la forma de un informe sobre la evaluación comparativa de la calidad de suministro eléctrico y lleva el nombre “Benchmarking Reports on Quality of Electricity Supply”.

El primer informe se publicó en 2001, seguido por la segunda y tercera edición en 2003 y 2005, respectivamente. El último informe, publicado en 2008, está a disposición del público en www.energy-regulators.eu.

CEER ha incluido la calidad del suministro en sus principales actividades. Este cuarto informe de evaluación comparativa sobre la calidad de suministro de electricidad, tiene como objetivo contribuir a una mejor comprensión de la calidad y las políticas adoptadas en Europa, aclarando varios aspectos esenciales para el sector de la electricidad. Así como divulgar la información y contribuir a que la regla esté bien equilibrada en cuanto a la calidad del suministro.

El capítulo dos de este informe, trata la disponibilidad de electricidad. Contiene información acerca de la continuidad del suministro en general, así como el seguimiento, indicadores, indicadores, análisis de datos recibidos de interrupciones de los países miembros de CEER y la información sobre las auditorías in situ llevadas a cabo en cada país. En este mismo capítulo, se introduce el concepto de “exceptional events”, que se refiere a si ciertos eventos que involucran una interrupción, son considerados dentro del análisis estadísticos de los índices de calidad; dependiendo del país, se tiene un criterio diferente para decidir si una interrupción puede ser tratada como un “exceptional event”. En general un “excepcional event”, involucra fenómenos climáticos poco frecuentes.

En cuanto a los indicadores se hace referencia a los índices utilizados para medir la confiabilidad y calidad del sistema, entre ellos define el SAIDI, CAIDI, SAIFI, de la misma forma que se definen por el estándar IEEE 1366.

Al igual que la norma EN50160, este reporte considera como interrupción de larga duración, aquella que dura por más de 3 minutos, en la TABLA 3.10 se muestra como se consideran las interrupciones (largas, cortas, transientes) en diferentes países europeos [32].

Para interrupciones cortas se utilizan indicadores como MAIFI, SAIFI, para los otros casos se utiliza el SAIDI, estos tres índices son los más utilizados en Europa.

TABLA 3.10 Consideración de interrupciones en distintos países europeos [32]

País	Interrupción Trasiente	Interrupción Corta	Interrupción Larga
Alemania			T>3 min.
Austria			T>3 min.
Bélgica		T≤3 min.	T>3 min.
Dinamarca		T≤3 min.	T>3 min.
España	T≤0.5 seg.	0,5 seg. < T ≤ 3 min.	T>3 min.
Estonia			T>3 min.
Finlandia		T≤3 min.	T>3 min.
Francia	T≤1 seg.	1 seg. < T < 3 min.	T≥3 min.
Italia	T≤1 seg.	1 seg. < T ≤ 3 min.	T>3 min.
Polonia	T≤1 seg.	1 seg. < T ≤ 3 min.	T>3 min.
República Checa	T≤1 seg.	1 seg. < T ≤ 3 min.	T>3 min.
Reino Unido		T<3 min.	T≥3 min.
Suiza		T≤3 min.	T>3 min.

En general, el informe tiene como objetivo presentar un panorama general y un análisis de las prácticas actuales de los países miembros de CEER, así como una evaluación de las zonas donde un movimiento hacia una mayor armonización podría mejorar la calidad de servicio y en consecuencia la electricidad en los mercados de Europa en su conjunto. En este contexto, es importante señalar que la calidad del suministro es un elemento importante de regulación del mercado en su conjunto y el papel del regulador es garantizar el correcto funcionamiento del mercado, incluyendo la disponibilidad de información, la protección a los clientes que no tienen la mejor calidad de servicio y la promoción de mejoras de calidad.

La Calidad del suministro está además estrechamente vinculada a la seguridad del suministro. En un clima donde la inversión y las decisiones del mercado se basan en las prioridades económicas, es importante asegurarse de que la calidad del producto, la electricidad, no se vea afectada negativamente por las decisiones económicas adoptadas por los mercados participantes.

Este reporte no entrega información sobre como obtener el suministro óptimo, pero provee información sobre los niveles existente de continuidad de suministro en países europeos, que pueden servir para efectuar comparaciones.

3.6. Normativa Norteamericana

El sistema eléctrico de EE.UU. opera en forma interconectada con los sistemas de Canadá y parte de México (Baja California) y se encuentra compuesto, en forma gruesa por tres interconexiones. Para efectos de organización, el sistema se encuentra dividido en alrededor de 200

áreas de control, las cuales a su vez se encuentran agrupadas en torno a diez consejos regionales; el alto grado de enmallamiento y la organización descrita inciden en una alta confiabilidad.

Dentro de las entidades reguladoras, está la National Electricity Regulatory Commission, NERC, encargada de promover la confiabilidad en el suministro energético, junto con proponer y monitorear el cumplimiento de políticas, estándares, guías y principios. Otra entidad importante es la Federal Energy Regulatory Commission, FERC, organismo regulador independiente perteneciente al Ministerio de Energía, el cual está encargado de regular aspectos del mercado energético.

Se debe señalar que en Estados Unidos existen recomendaciones en términos de estándares de calidad de suministro eléctricos, estas recomendaciones consideran, entre otros aspectos, la interconexión de diferentes redes eléctricas dentro de una gran red. Referente a las recomendaciones sobre interrupciones y calificación de éstas, se encuentran en la guía “Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices”, contenida en el estándar IEEE 1366 [33][34][35].

Un reciente estudio, Ter-Martirosyan (2003), conduce un detallado análisis del comportamiento de la confiabilidad en 23 estados de Estados Unidos. El principal hallazgo de este análisis, el cual se concentró en una forma más estricta de control precios, fue que la experiencia indicó que se muestra una disminución en los niveles de confiabilidad reflejado por un aumento en la frecuencia de interrupciones y duración promedio de éstas [21].

3.6.1 Regulación en Nueva York

Existe una propuesta que hizo la distribuidora de Nueva York NYSEG (New York State Electric & Gas), la cual no constituye un reglamento oficial, sino que es únicamente una propuesta al regulador. Esta propuesta contempla el control de distintos índices de calidad, cuyos niveles se traducirían en puntos negativos o positivos. A la continuidad del suministro se le asignan ± 24 puntos. Los índices utilizados son el SAIFI Y CAIDI, se definen un valor mínimo y otro objetivo de cada índice, adaptado a cada zona (el mercado de NY se ha dividido en doce zonas de servicio). Si el nivel de calidad está por debajo del valor mínimo, se tiene un punto negativo, y si el nivel está sobre el “objetivo”, se tiene un punto positivo [22].

TABLA 3.11 Propuesta de NY para valores de frecuencia y duración de interrupciones

	Valores Mínimos	Valores Objetivos
SAIFI [int./año]	0,91 – 2,75	0,63 – 2,5
CAIDI [h/año]	1,3 – 2,5	1,01 – 2

3.6.2 IEEE 1366 : “Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices”

El propósito de este estándar, es servir como guía con dos objetivos. En primer lugar, es presentar un conjunto de términos y definiciones que se pueden utilizar para fomentar la uniformidad en el desarrollo de los índices de confiabilidad de los servicios de distribución, identificar factores que afectan estos índices, y ayudar en las prácticas de información coherente entre los servicios públicos. En segundo lugar, es servir de orientación para personas nuevas en el área de confiabilidad y proporcionar herramientas para comparaciones.

En el estándar IEEE 1366-1998 se presenta los indicadores de confiabilidad utilizados, el estándar IEEE 1366-2001 los redefine más claramente, pero es el estándar IEEE 1366-2003 el que presenta el concepto de “Major Event Day”, el cual analizaremos más adelante, y que representa una herramienta para ayudar en la toma de decisiones de las compañías y sus políticas regulatorias [35].

Este estándar es una “recomendación” y da una guía en la utilización de índices, pero no otorga límites obligatorios en cuanto a frecuencia de interrupciones, o duración de ellas.

Índices Propuesto por el Estándar IEEE 1366 – 2003

- Índices de Interrupción Sostenida: Se entiende en esta norma por interrupción sostenida toda aquella interrupción mayor de 5 minutos. Los índices utilizados en esta situación son el SAIFI, SAIDI, CAIDI, CTAIDI, CAIFI, ASAI, $CEMI_n$.
- Índices basados en la Carga: Estos índices, generalmente, según la clasificación presentada en la introducción de esta guía son índices individuales dado que miden el nivel de calidad media ofrecida a cada cliente en particular. Estos son ASIFI y ASIDI.

De los índices mencionados, SAIDI, SAIFI, CAIDI y ASAI, son los más utilizados y capaces de describir el comportamiento de un sistema de distribución. Además, el SAIFI, SAIDI y CAIDI, son equivalentes a la frecuencia de interrupción, la indisponibilidad y la duración de interrupción basados en clientes definidos por la UNIPEDA.

Se debe señalar, que en esta guía, a diferencia de lo estipulado en la norma EN50160, o en el reporte de la CEER, se considera una interrupción sostenida, a aquella con una duración superior a los 5 minutos.

“Major event day” y método Beta

El método Beta se utiliza para identificar los MEDs (major event day), su propósito es identificar estos eventos para que sean analizados separadamente de la operación diaria y en el proceso.

Previo a analizar el método Beta, definiremos un MED, como un día en que el sistema operacional o los límites de diseño son excedidos, como indicador se toma los índices SAIDIs y se estima si éstos superan cierto valor denominado T_{MED} , este valor se obtiene con los SAIDIs históricos y aplicando el método Beta.

El método Beta se reduce a seguir los siguientes siete pasos:

1. Obtener los valores de SAIDI diarios, preferiblemente durante cinco años
2. No incluir valores de SAIDI igual cero en el análisis
3. Aplicar logaritmo natural (ln) a cada SAIDI obtenido.
4. Encontrar α , como el promedio de los logaritmos obtenidos en el punto anterior.
5. Encontrar σ , como la desviación estándar de los logaritmos.

6. Calcular T_{MED} , utilizando (3.5):

$$T_{MED} = e^{(\alpha + 2.5 \sigma)} \quad (3.5)$$

7. Cualquier día en que el diario calculado en el período siguiente que sea mayor que T_{MED} , será considerado un “Major Event Day”.

Aplicando el método Beta se logra segmentar los datos, uno que contiene el sistema de operación en crisis definidos por los “Major Event Day”, y el otro segmento restante es el modo de operación habitual. Estos datos deben analizarse en forma separada. Esta metodología es análoga a la planteada por CEER y su concepto de “exceptional event”.

3.7. Conclusiones

En Chile, la Calidad de Servicio está cobrando cada vez más importancia, dada la presencia de una mayor cantidad de cargas sensibles tanto a las variaciones de voltaje como a los cortes de suministro, aunque éstos sean de muy corta duración. El problema se ve agravado por la carencia de una reglamentación, que establezca criterios y rangos que deben cumplirse, así como la delimitación de responsabilidades. Las fluctuaciones de voltaje son imputables a algunos tipos de cargas (responsabilidad de usuarios), mientras que los cortes de suministro normalmente son problemas asociados a la red. En cada caso, las acciones tendientes a corregir los problemas corresponden a entidades diferentes. Sin embargo, se puede distinguir de lo analizado que al menos existe la intención, al menos conceptual, de incorporar la confiabilidad a la regulación, aunque se deja a criterio de cada participante del sector eléctrico el cómo aplicar e interpretar la normativa; esto se debe a la falta de regulación y procedimientos claramente definidos y especificados. No obstante, en los últimos tiempos se ha vislumbrado una preocupación por establecer una reglamentación más

transparente y de mayor exigencia.

En el DFL N°4 [39], los aspectos que se abordan con respecto a la confiabilidad son la seguridad y la calidad de suministro, los términos son tratados en forma genérica, es más, se puede citar en varios pasajes de la ley “Preservar la seguridad de servicio en el sistema eléctrico”, el problema está en saber que se entiende específicamente por seguridad.

En cuanto al Reglamento para la Ley General de Servicios Eléctricos DS N°327 [37], es un tanto más claro y se norma en mayor medida lo relativo a la calidad de suministro. En este Decreto se fija los límites aceptados de frecuencia y duración de interrupción, pero lo hace de forma arbitraria, sin develar el método para calcular dichos límites, por un lado establece límites para zonas urbanas y rurales, y por el otro da a entender que los índices permisibles dependerán de las ATDs, siempre y cuando se encuentren en ciertos rangos (Art. N°246 del DS327), no especifica el cálculo de estos rangos, solo alude que la Comisión lo determinará cuando corresponda [37].

Sobre el proceso de tarifado en Chile podemos mencionar que la regulación de la distribución fue una de las primeras en el mundo que aplicó la así llamada regulación por incentivos. Mantener fija la tarifa por cuatro años da fuertes incentivos a las empresas para ser eficientes, porque las ganancias de productividad y ahorros de costos aumentan las utilidades hasta la próxima fijación de tarifas. Sin embargo, el procedimiento para fijar las tarifas ignora casi por completo que la información es asimétrica. Por ejemplo, las empresas distribuidoras son quienes reportan el valor de sus activos y sus costos, sin que el regulador los audite sistemáticamente. El hecho que no existan normas claras sobre cómo se debe generar la información de costos implica, además, que es muy difícil comparar la información básica de costos que entregan las empresas. Por otro lado, es improbable que las partes elaboren estudios de VAD con costos fidedignos porque cuando se promedia todo lleva a que diverjan. El sesgo de la CNE es obtener un VAD bajo y lo contrario ocurre con las empresas. No es sorprendente que las últimas fijaciones de VAD hayan sido muy controversiales y que las estimaciones de las empresas hayan sido alrededor de 50% más altas que las de la CNE. No existen normas estándares y continuas de generación de información, los estudios y cálculos de VAD no son replicables y todo el proceso tarifario es en cierta medida secreto. Es claro entonces que el proceso tarifario se puede mejorar bastante estandarizando los requerimientos de información entre empresas, forzando a que los estudios sean replicables y a que toda la información se haga pública. Por último, el mecanismo de arbitraje actual debería sustituirse por uno en que los peritos optan entre el estudio de la CNE y el de las empresas.

De lo analizado para otros países, la reglamentación en Argentina, Bolivia, Francia y Perú, imponen exigencias de continuidad de servicio en términos de duración y frecuencia y consideran estándares diferenciados para distintos niveles de tensión. Algunos países además incorporan cierta diferenciación en las exigencias, en términos de las etapas de aplicación, transición o régimen, como es el caso de Argentina, Bolivia y Perú; o en término de densidad población. Por ejemplo, España y Francia, definen estándares diferenciados en términos de nivel de tensión y también con respecto al número de clientes existentes en la zona de concesión [10].

Para ejemplificar la diversidad de valores de índices de confiabilidad en Europa, la TABLA 3.12 compara valores medios nacionales de la frecuencia de interrupción e indisponibilidad entre 1996 y 2002, y la TABLA 3.13 muestra Índices globales durante el año 1987.

TABLA 3.12 Valores medios de Frec. de Int. e Indisp. Años 1996-2002 [10]

País	Frecuencia de Interrupción [1/a]	Indisponibilidad [min/a]
Alemania	0,27	37,00
Austria	0,59	35,23
Bélgica	0,90	42,25
España	2,98	153,00
Francia	1,21	53,33
Finlandia	4,06	182,67
Gran Bretaña	0,77	70,09
Irlanda	1,34	235,67
Italia	3,83	202,85
Noruega	2,73	218,00
Suecia	2,07	99,00

TABLA 3.13 Índices SAIDI, SAIFI y CAIDI en 1987 [32]

País	Zona	SAIDI Min./año	SAIFI Int/año	CAIDI Min. /int.
Holanda	Urbana	15	0,26	58
	Rural	34	0,43	79
Alemania	Urbana	7	0,33	20
	Rural	54	1,2	445
Gran Bretaña		67	0,72	92
Italia	Urbana	120	2,5	48
	Rural	300	5,0	45
Francia	Urbana	33	0,8	41
	Rural	390	5,0	78
Suecia	Urbana	30	0,5	60
	Rural	180	1,5	120
Noruega		300	2,0	150

En general, todos los países consideran sanciones sobre las empresas concesionarias por el no cumplimiento de los estándares de calidad exigidos. Sanciones que van desde multas en dinero hasta la caducidad de la concesión. Incluso, países como Argentina, Bolivia, España e Inglaterra, las multas que cancelen las empresas concesionarias pueden ser en beneficio de los clientes afectados.

De la normativa analizada, todos los países necesitan estar regulados bajo un marco que contemple la regulación de precio y calidad de forma integrada, y se buscan actualmente distintos métodos para alcanzar este objetivo. Una normativa sólo bajo price-cap, puede reducir la calidad, citando a CEER 2005: “...*regimenes simples de price-cap, podrían incentivar a una empresa regulada para reducir su calidad de suministro, reduciendo inversiones, mantención o personal con el fin de aumentar sus beneficios.*” [31]. En Estados Unidos se evidencia un comportamiento similar, citando a National Association of Regulatory Utility Commissioners, NARUC, en 1997: “[*Bajo regulación Price Cap*] *promover incentivos para reducir costos puede resultar en un inaceptable decline en la calidad de servicio.*”

Con respecto a la metodología de fijación de tarifas, los enfoques varían según las regiones analizadas. A nivel internacional, puede decirse que Chile tiene hoy la electricidad más cara de América Latina (descontando tal vez a Uruguay). Según un estudio comparativo elaborado por la consultora argentina Montamat & Asociados y que fuera dado a conocer en 2009, los hogares chilenos pagan por la electricidad una tarifa media regulada de 119,3 [USD] por un consumo de 150 kW. Por igual demanda, en Brasil y Perú sus habitantes cancelan un tercio de esa suma. En Colombia casi un cuarto y en Argentina gastan apenas 10,1 [USD]. Incluso el precio que pagan los hogares chilenos más que duplican los de un estadounidense [46].

Los índices más utilizados en el tema de continuidad de suministro son el SAIFI y SAIDI; en algunos mercados CAIDI. Valores típicos de estos índices no se proveen en la mayoría de los reportes nacionales, sólo en la unión europea, el reporte de la CEER, entrega tablas comparativas.

Este capítulo muestra que el desarrollo y enfoques regulativos son muy diferentes en cada país. La razón de esto viene de las diferentes posiciones, la implementación de la legislación y, por supuesto, la situación y desarrollo económicos propios del país.

Es necesario tener una visión global de cómo los reguladores han abordado este tema e incorporado nuevos estándares, guías o reglamentos utilizados actualmente en Europa y América para tener una referencia y proponer modificaciones en el marco regulativo actual de nuestro país. A continuación se presentan tablas comparativas de los países analizados, en cuanto a su regulación.

TABLA 3.14 Análisis comparativo aspectos relevantes normativa internacional. Parte a

	Chile	Argentina	Perú
Principios de regulación (tipo/esquema)	Se reconoce monopolio natural, Yardstick competition con cap en estructura de tarifas. Libre acceso. Se otorga concesión de Servicio Público.	Se reconoce monopolio natural. Price cap con estructura prefijada de tarifas. Libre acceso. Se otorga concesión de Servicio Público.	Se reconoce monopolio natural. Yardstick competition con cap en estructura de tarifa. Libre acceso. Se otorga concesión de Servicio Público.
Zonificación de objetivos de calidad	Por nivel de tensión: BT, MT y AT. Zonas Urbanas y Rurales Tipo 1 y 2 ATD, para cálculos de VAD Penalidades pueden ser impuestas si las mediciones de los índices de calidad y confiabilidad no están en los estándares requeridos	Por nivel de tensión: BT, MT y AT. Segmentación por etapas	Por nivel de tensión: BT, MT y AT. Segmentación por etapas
Esquema de penalidades Sistemas de multas (montos en (U\$D))	Se aplican multas: Gravísimas hasta 7.000.000; graves hasta 3.500.000 y leves hasta 350.000 U\$D	Se basa en la medición de la ENS resultante. Penalización: reducción en tarifa a clientes afectados. Mínimo:33 Máximo:33.000 Si multa es mayor a 20% de los ingresos anuales, se puede perder la concesión.	Compensación a usuarios sobre la base de ENS y diferencias en la razón costo y tarifa Multa, hasta un máximo de cien (100) UIT (Unidad Impositiva Tributaria)
Fijación de tarifas (tipo de estructura tarifa)	Opción de tarifa en BT y restringida a niveles de voltaje en MT. Los precios pueden ser fijados en forma libre para consumidores de tamaño mayor a 2 MW. Precio regulado para consumidores menores de 2 MW. Y opcional a consumidores entre 0.5MW y 2 MW (bajo ciertas características) Precio de demanda máxima: igual a precio de nudo más VAD.	Tarifas prefijadas en BT. Los precios pueden ser fijados en forma libre para consumidores de tamaño mayor a 100 KW. Precios formados por precio de compra más valor agregado de distribución, en las distribuidoras privatizadas.	Opción de tarifas en BT y MT restringida. Precio máximo para consumidores menores de 1 MW. Se calcula como la suma de tarifa en barra más un costo de distribución VAD VAD se basa en costos de una empresa modelo eficiente y se calcula considerando sectores típicos de distribución.
Organismos Administrativos	SEC (Fiscalizador) SEC (Sancionador)	ENRE (fiscalizador y sancionador)	Ministerio de Energía y Minas Comisión de Tarifas de Eléctricas (CTE).
Responsabilidad del Distribuidor	Obligación de dar servicio a usuarios en su zona de concesión.	Satisfacer toda la demanda, en los términos del contrato de concesión.	Cumplir con las demandas respectivas.
Tipos de Índices de calidad	Índices Individuales y Globales de Sistema	Etapa 1: Índices de sistema Etapa2: Índices individuales	Índices Individuales y Globales de Sistema
Principales Índices Individuales	Número Interrupciones y Duración de Interrupciones, período de un año.	Número Interrupciones y Duración máxima de Interrupciones, período semestre.	Número Total de Interrupciones por Cliente (N) y Duración Total Ponderada de Int. por Cliente (D). Período Semestre.
Principales Índices Globales	FMIT, FMIK TTIT Y TTIK	SAIFI, SAIDI (también se utiliza FMIT, FMIK, TTIT y TTIK)	SAIFI, SAIDI

TABLA 3.15 Análisis comparativo aspectos relevantes normativa internacional. Parte b

	Bolivia	Colombia	España
Principios de regulación (tipo/esquema)	Se reconoce monopolio natural. Price cap con estructura prefijada de tarifas. Se otorga concesión de Servicio Público.	Se reconoce monopolio natural. Price cap. Libre acceso. Se otorga concesión de Servicio Público.	Regulación revenue-cap.
Zonificación de objetivos de calidad	Por nivel de tensión: BT, MT y AT. Segmentación por etapas. Número de usuarios existentes en la zona de concesión	Según Cantidad de Habitante se zonifica en cuatro grupos: 1. (hasta 100 mil h), 2. Entre 100 y 50 mil h, 3. (menor a 50 mil h) y 4. Población Rural	Niveles de tensión, BT, MT y AT. Número de usuarios existentes en la zona de concesión: urbana (>20000), semiurbana (2000-20000), rural concentrada. (200-2000), rural dispersa (<200)
Esquema de penalidades Sistemas de multas (montos en U\$D)	Penalidades sobre las bases de ENS de acuerdo a los indicadores de cada etapa y tipo.	Se determinan comp., cuando se sobrepasa los límites para los tiempos y duración de las interrupciones, para lo cual se utiliza algunos parámetros como: los límites máximos y el precio de la Energía No Suministrada ENS (158.51 U\$D/MWh). Máximo: 335.000 Fórmula en función de desvíos respecto.	Establecimiento de penalizaciones en el caso de niveles de calidad deficientes. Se determinan comp., cuando se sobrepasa los límites para los tiempos y duración de las interrupciones. Monto máx. según tipo de infracción: Muy Grave: 3.500.000, Grave: 700.000 y Leve: 70.000
Fijación de tarifas (tipo de estructura tarifa) precios	Tarifas prefijadas en BT. Los precios pueden ser fijados en forma libre para consumidores de tamaño mayor a 2 MW. Precio máximo para consumidores menores de 2 MW. Las tarifas se indexan por mes. Incorporación de la "tarifa dignidad".	Los precios pueden ser fijados en forma libre para consumidores de tamaño mayor a 2 MW. Precio máximo para consumidores menores de 2 MW hasta diciembre de 96, pasa a 1 MW desde enero de 1997 y a 0,5 MW en enero de 1998.	Dos complementos: complemento por discriminación horaria y complemento por energía reactiva
Organismos Administrativos	Superintendencia de Electricidad, de la Superintendencia General, bajo la tuición del Ministerio de Hacienda y Desarrollo.	CREG (fiscalizador.) y SSP, Superintendencia de servicio públicos (sancionador), controla eficiencia y calidad, puede tomar control temporal de las empresas bajo ciertas condiciones.	CNE (Fiscalizador) Administración General del Estado o comunidades autónomas, dependiendo de ámbito de competencia (sancionador).
Responsabilidad del Distribuidor	El distribuidor es el responsable de asegurar calidad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.	Responsable por la calidad de la potencia y del servicio suministrad a los usuarios conectados a su sistema	Prestación del servicio en forma regular y continua, con los niveles de calidad que se determinen y manteniendo las instalaciones en buenas condiciones.
Tipos de Índices de calidad Principales Índices Individuales Principales Índices Globales	Índices Individuales y de Sistema. Frecuencia de Interrupciones (F) y Duración de Interrupciones (T), período de un año. SAIFI, SAIDI	Índices Individuales y de Sistema. Número Interrupciones y Duración de Interrupciones, período de un año. DESn, FESE	Índices Individuales y globales de Sistema. Frecuencia de la interrupción, indisponibilidad del suministro y la duración de la interrupción TIEPI, percentil 80 del TIEPI y el NIEPI

TABLA 3.16 Análisis comparativo aspectos relevantes normativa internacional. Parte c

	Venezuela	Francia	Reino Unido
Principios de regulación (tipo/esquema)	PBR, basado en que cualquier aumento por encima de la rentabilidad aceptada se reparte entre los clientes (rebaja de tarifas) y los accionistas (mejora de utilidades).	El sector eléctrico concebido como un servicio público el cual es desempeñado por la empresa EDF (Electricité de France) en régimen de monopolio. El consumidor tiene la opción de contratar su suministro eléctrico en el mercado liberalizado o en el regulado.	Monopolio con Price cap y regulación revenue-cap.
Zonificación de objetivos de calidad	Por nivel de tensión: BT, MT y AT. Por tipo de Usuario, Alta densidad, muy alta densidad, median, baja densidad, etc.	Por nivel de tensión (>0< 63 kV) y por nº de habitantes (>ó<100.000).	Por demanda de potencia, superior a 1500MW, entre 300 y 1500 MW e inferiores a 300MW.
Esquema de penalidades Sistemas de multas (montos en U\$D)		Según contratos	Esquema Recompensa y Penalidad. Esquema de Incentivos. Multas no pueden superar el 10% de ingreso anual.
Fijación de tarifas (tipo de estructura tarifa) precios	La estructura tarifaria de distribución será elaborada de tal forma que combata el desperdicio de energía eléctrica y su mal uso, a fin de que paguen más quienes consuman más. En consecuencia, la estructura tarifaria contendrá una combinación de tarifas sociales con tarifas que penalicen el exceso de consumo.	Los cargos varía según el voltaje (bajo/alto). Los usuarios residenciales pueden ser "sin restricciones" o "económicos" y los clientes de negocios pueden ser estándar o económicos en función de su uso y capacidad. La tarifa estándar o sin restricciones tiene una tasa unitaria. La tarifa económica tiene dos o más tasas.	Tarifa para cada compañía de distribución. Sistema de Tarificación adoptado: Price-Cap. Por medio de RI-X ³ , se controla el nivel de precios.
Organismos Administrativos	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). Fundación para el Desarrollo del Servicio Eléctrico (FUNDELEC)	Ministerio Economía y Finanzas, Secretaría de Estado de Energía, Comisión para la Regulación de la Energía (CRE), que según la Ley del 3 de enero de 2003, sustituye a la Comisión para la Regulación de la Electricidad	OFFER, Office of Electricity Regulation, forma parte del OFGEMT, The Office of Gas and Electricity Market, quien es sancionador y fiscalizador general. Departamento de Comercio e Industria. Consejo de Consumidores de Gas y Electricidad
Responsabilidad del Distribuidor		Agregada	Desarrollar y mantener un sistema de distribución eficiente, coordinado y económico.
Tipos de Índices de calidad	Índices Globales del Sistema, período trimestral. Se distingue entre falla externa o interna.	Índices individuales, y a modo indicativo se miden índices globales del sistema.	Índices Individuales y de Sistema
Principales Índices Individuales	FIU, TTIU	Frecuencia de Interrupción e Indisponibilidad	Frecuencia de la interrupción, indisponibilidad del suministro y la duración de la interrupción
Principales Índices Globales		SAIFI, ENS, AIT	SAIDI, SAIDI, CAIDI, CI, CML

Capítulo 4. Método y Solución Propuesta

4.1. Introducción

A lo largo de esta M. de T. se han analizado los métodos regulativos actuales en Chile y el mundo, tanto en el área de calidad de suministro como en el proceso de tarifado; evidenciándose que en nuestro país estos dos procesos no tienen completo alineamiento en cuanto a métodos de cálculo, períodos de evaluación y segmentos de aplicación, existiendo una disociación implícita de la calidad con el proceso de tarifado.

Dado lo anterior, este capítulo presenta una propuesta que permite incluir la calidad de suministro en la regulación eléctrica vigente en Chile, paralelamente al proceso de tarifado. El método propuesto contempla tres grandes pasos.

El primer paso implica utilizar la Teoría de la Calidad como herramienta para obtener los niveles de confiabilidad óptimos, a través de conceptos de función de daño al cliente y costos estimados de falla. El objetivo es encontrar el máximo de beneficio social, para lo cual se minimiza vía algoritmos genéticos. Para determinar los límites propuestos en la estandarización de los niveles de calidad, se emplea un coeficiente de variación.

El siguiente paso se detiene en como definir los segmentos para los cuales se determinan los niveles de calidad de servicio. Se propone dos posibles segmentaciones que contemplan el concepto de Área Típica de Distribución, enunciando ventajas y desventajas de su utilización.

El último paso se refiere al establecimiento propio del estándar de calidad para la segmentación propuesta.

4.2. Teoría de la Calidad

Como se mencionó en el capítulo dos, la teoría de la calidad implica conceptos de función de daño al cliente como herramienta para determinar puntos óptimos en la curva de costo social. Se necesita determinar los costos estimados de falla para las interrupciones.

Según la NTSyCS en su artículo 1-7 del Capítulo 1, el Costo de Falla se define como el costo promedio en que incurren los consumidores finales al verse interrumpido su abastecimiento eléctrico en forma súbita y sin previo aviso, y el cual se determina a partir del costo unitario de la ENS [38] [A.2].

El aspecto que no ha sido definido con claridad en el esquema regulativo nacional, es quien se hace responsable por el pago de este costo de falla. Por otro lado, la discusión sobre el valor del

costo de falla en Chile se centra en su bajo valor a nivel internacional. Mientras en Chile el valor es de 0,128 [USD/kWh], para una profundidad del 10 %, en el resto de los países éste supera los 0,5 [USD/kWh]. Por ejemplo, Italia es 2[USD/kWh], Francia 1,5[USD/kWh], etc. [28].

El método para el cálculo de este costo, pueden ser directo o indirecto. El más utilizado en la literatura chilena, se basa en el uso de la elasticidad de la demanda. Si bien este método no ofrece un cálculo del valor exacto del costo de racionamiento, sí ofrece una aproximación de la cota mínima de este costo.

Como se mencionó en el capítulo 2, el método más utilizado internacionalmente, se basa en encuestas, se solicita a los clientes que estimen sus pérdidas monetarias debido a interrupciones de duración variable. Los datos de estas encuestas están en unidades de dinero por interrupción por lo que se requieren algunas transformaciones para utilizarlos en los modelos de costos [28].

La Encuesta de Calidad del Servicio Eléctrico (ECSE), aplicada en Chile durante el 2010, mide la calidad de servicio percibida por los clientes de las concesionarias de servicio, a través de quince secciones con distintas ponderaciones [40]. Se centra en la satisfacción global del cliente. Estas encuestas nos permiten tener una noción del estado del cliente, y ayuda a clasificar a las empresas en el ranking anual, pero carece de datos concretos para cuantificar el costo de falla o la voluntad del cliente a pagar por una mejora en calidad.

Existen diferentes métodos para calcular los costos de interrupción, cada cual está definido por un grupo de índices de confiabilidad y un modelo de costos. Existen tres modelos de costo básicos: basado en la función de daño al cliente, costo de energía no Suministrada y el tercero es un modelo de costo combinado de los dos primeros. Cuando se dispone de valores específicos de índices de confiabilidad de redes, el modelo de costo de funciones de daño al cliente es la mejor elección.

Para obtener los niveles óptimos de calidad se busca de minimizar el costo social definido en la sección (2.3) y definido en (4.2).

$$SOTEX = ECOST + TOTEX \quad (4.1)$$

Se debe buscar algún método de optimización, que permita encontrar el mínimo de (4.1). En esta propuesta se optimiza vía Algoritmos Genéticos.

Se escoge esta técnica de optimización, por su éxito en la optimización en diversos ámbitos, facilidad para ser aplicada en este problema. Los métodos evolutivos se adecuan de mejor manera a las condiciones del problema [5][18].

Se define una población inicial formada por varios individuos generados al azar. Esta población pasa por un proceso de cruza, en que también se considera la mutación. En la siguiente generación se reduce la cantidad de individuos a la mitad, mediante elitismo, es decir, el mejor individuo en cada generación resulta candidato al óptimo. Este proceso se repite hasta lograr la convergencia o un límite finito de generaciones [5][18].

Cada configuración del Sistema de Distribución, representa un individuo, es decir, al aplicar una estrategia de mejoramiento, como incluir elementos de protección, definen un nuevo individuo, incluir alimentación auxiliar, definen otro individuo, etc.

A modo de ejemplo, un cromosoma definido por tres genes se muestra en la TABLA 4.1:

TABLA 4.1 Cromosoma de cada individuo [5]

Gen1	Gen2	Gen3
Fusibles	Cuchillas	Alimentación Auxiliar
A ₁	A ₁	A ₁
A ₂	A ₂	A ₂
A _{n-2}	A _{n-2}	

Un gen “A” equivale a un elemento de la red cuyo alelo puede ser “1” o “0”, indicando la existencia de fusible o cuchilla y “n” representa el número de nodos del alimentador. Luego, el cromosoma tiene un largo de $2(n-2) + 1$ genes [5][18].

No es foco de esta M. de T. analizar en profundidad la aplicación de AG, se debe seguir el procedimiento descrito en la sección 2.3.2 consistente en definir la población inicial, selección de padres, metodología de cruza, mutación y finalmente convergencia, que definirá cuando se obtiene la mejor generación y por lo tanto, se obtiene el óptimo.

4.3. Determinación de los Límites de Confiabilidad

En la práctica, las empresas distribuidoras obedecen a una normativa que impone un límite superior a los indicadores de continuidad definidos en la TABLA 3.4. Sin embargo, no existe un límite inferior, por lo que podría suceder que valores demasiado bajos de los indicadores de calidad (lo que implicaría alta calidad), pueda alejar al sistema del óptimo social, que persigue la confiabilidad óptima. Esto hace necesario definir una banda alrededor del punto óptimo, límite superior e inferior. Rango en el cual la empresa no incurrirá en falta, y que aún se encuentre en los mínimos costos tanto para la empresa, como para el consumidor.

El tamaño de la banda es altamente dependiente de parámetros de distribución de probabilidad, tales como la media, desviación estándar o coeficientes de variación de Pearson. Si se toma un amplio ancho de banda se hace inefectivo, debido a que muchos datos se ubicarán dentro de ella, por otro lado, una banda muy angosta, resulta en un alto riesgo ya que un cambio sutil del indicador, haría incurrir en penalidades a la empresa. La idea es encontrar una banda que contenga la media de los datos usualmente obtenidos de las empresas (que idealmente se acerca al óptimo).

La elección del coeficiente de variación que determinarán los límites permisibles de calidad, es arbitraria. Puede obedecer al manejo de datos históricos, modelos, coeficientes de variación de Pearson, manejo de desviación estándar u otros.

En un sistema bajo regulación PBR existe una zona muerta, en que las empresas no incurrir en penalización ni recompensa. Por la similitud de criterio al definir dicha zona (relación costo e indisponibilidad), se emula el procedimiento utilizado para definir la zona muerta en un sistema PBR. Se utilizan datos probabilísticos como la desviación estándar o media para definir el rango en que las empresas no incurrir en sanción [6].

Para determinar estos límites, se consideran los siguientes supuestos:

- La desviación Estándar de los indicadores de confiabilidad, están disponibles en los estudios de continuidad que las empresas distribuidoras entregan anualmente. Según lo estipulado en el Art. 230, del Reglamento Eléctrico [37][A.1].
- La empresa de referencia utilizada para crear la empresa modelo, tiende a comportarse como la empresa modelo, en cuanto a la variación esperada de los indicadores de confiabilidad.
- Teóricamente los valores medios de los indicadores de calidad, tienden a los valores definidos óptimo social [21].

Los límites para los indicadores de calidad en función de punto óptimo se definen en (4.2) y (4.3). Los niveles de calidad de la empresa distribuidora deberá estar contenido en el rango definido por (4.4), para que no incurra en una sanción.

$$I_{\min} = I_{opt} - CV \quad (4.2)$$

$$I_{\max} = I_{opt} + CV \quad (4.3)$$

$$I_{\min} \leq I_{empresa} \leq I_{\max} \quad (4.4)$$

donde,

I_{opt} : Indicador de calidad correspondiente al óptimo social.

I_{emp} : Indicador de calidad de la empresa a ser regualda.

CV : Coeficiente de Variación del Indicador de la empresa de referencia.

El Coeficiente de Variación, deberá ser determinado cautelosamente por el regulador y es un tema sujeto a discusión.

4.4. Precio y Calidad. Segmentación

En Chile se definen los límites para los Indicadores de Confiabilidad, individuales y globales, según una segmentación definida por Zona Urbana y Zona Rural. La TABLA 3.3 y TABLA 3.4 resumen los valores para cada límite de calidad. Esta zonificación se encuentra vigente y estipulada en el DS N°327 y la NTSyCS. Contempla una modificación en el Oficio N°1433, para posteriores estudios, que incluye una nueva subclasificación de la Zona Rural en Rural tipo 1 y tipo 2 para los indicadores de sistema [37][38].

Los nuevos criterios planteados en las ultimas resoluciones dictadas por la superintendencia, definen zona rural tipo 1, si se cuenta con menos de 70.000 habitantes, o en su defecto una cantidad menor o igual a 350 viviendas/km² y deben ser menos de 10.000 clientes o en su defecto, potencia total vendida inferior a 15 kW/km. Si adicionalmente la zona es suministrada por un alimentador, cuya longitud total sea superior a 75 km, esta zona es rural tipo 2 [37][A.1].

Por un lado, la ley establece límites de los indicadores globales para zona urbana, rural 1 y rural 2. Por otro lado, en el Art. 246 del DS 327, estipula que lo valores exigidos para estos indicadores “dependerán del área típica de distribución de que se trate y serán definidos por la Comisión” [37][A.1]. De esto se desprende cierta incongruencia y poca claridad a la hora de definir explícitamente la segmentación a ser considerada a la hora de evaluar los niveles de calidad.

Para reconocer explícitamente una estructura de costos a la hora de evaluar la calidad de suministro, una idea inicial, es considerar una segmentación definida por las Áreas Típicas de Distribución. Segmentación que se define en el proceso de pricing, bajo el criterio de costos medios similares de las empresas, y se utiliza para determinar el Valor Agregado de Distribución.

Dentro de cada ATD, se puede agregar una subclasificación que incluya los criterios de urbano/rural vigentes en el reglamento eléctrico. La segmentación final que aborda ambos criterios, se muestra a continuación.

TABLA 4.2 Primera segmentación propuesta

	Zona Urbana	Zona Rural 1	Zona Rural 2
ATD ₁	I _{1_urb}	I _{1_rur1}	I _{1_rur2}
ATD ₂	I _{2_urb}	I _{2_rur1}	I _{2_rur2}
ATD ₃	I _{3_urb}	I _{3_rur1}	I _{3_rur2}
ATD ₄	I _{4_urb}	I _{4_rur1}	I _{4_rur2}
ATD ₅	I _{5_urb}	I _{5_rur1}	I _{5_rur2}
ATD ₆	I _{6_urb}	I _{6_rur1}	I _{6_rur2}

Donde I_{ATD_zona} , representa un vector con los indicadores globales del sistema (FMIK, TTIK, FMIT, TTIT) correspondiente para cada Área Típica y cada zona.

Si se examina los criterios que se utilizan para definir una zona rural, estos son la densidad poblacional y rangos de potencia suministrada. Para definir una ATD también se considera densidades similares de población, pues esto se refleja en costos medios similares, y por lo tanto en VAD similares. Se puede concluir, la clasificación Urbana/rural, ya se encuentra presente en la segmentación ATD. Es más, en los estudios de continuidad que actualmente se aplican, sólo se considera la clasificación ATD, y las multas impuestas son referentes a los indicadores obtenidos de la empresa modelo, lo que se plantea en el Art. 246 del DS N°327. Ahí se indica que estos índices serán definidos por la Comisión y se fijará en las bases del estudio de cada área típica. Por lo anterior, se concluye que la segmentación urbano/rural, se encuentra contenida en la segmentación en Áreas Típicas de Distribución.

Lo que propone esta M. de T. es plantear nuevos límites para la calidad del suministro, utilizando la definición de índices actuales presentes en la NTSyCS, pero con una nueva segmentación correspondiente a las seis Áreas Típicas de Distribución actualmente existentes en Chile. Éstas se modifican cada cuatro años, y se ajustan a los cambios del mercado chileno, ya que involucran los costos medios de cada empresa.

TABLA 4.3 Segmentación final propuesta

	FMIT [Int./año]	FMIK [Int./año]	TTIT [Horas/año]	TTIK [Horas/año]
ATD ₁	FMIT ₁	FMIK ₁	TTIT ₁	TTIK ₁
ATD ₂	FMIT ₂	FMIK ₂	TTIT ₂	TTIK ₂
ATD ₃	FMIT ₃	FMIK ₃	TTIT ₃	TTIK ₃
ATD ₄	FMIT ₃	FMIK ₄	TTIT ₄	TTIK ₄
ATD ₅	FMIT ₃	FMIK ₅	TTIT ₅	TTIK ₅
ATD ₆	FMIT ₆	FMIK ₆	TTIT ₆	TTIK ₆

Donde $FMIT_1$, $FMIK_1$, $TTIT_1$ y $TTIK_1$ representan cada uno, un intervalo en que deberán encontrarse los niveles de calidad correspondientes a las empresas distribuidoras que pertenezcan a la ATD_1 . Esto es extensible a todas las ATDs.

4.5. Estándar Propuesto

Aquí se propone un conjunto de pasos a seguir, planteando un método estandarizado en la regulación de calidad de servicio. Esto es aplicable a cada Área Típica de Distribución. A continuación se detalla cada paso y en la Figura 4.1 se muestra un diagrama resumen.

- Clasificación de las empresas distribuidoras de energía en su ATD correspondiente. Se utilizan criterios de costos medios similares, densidad urbana, y otros que la CNE, estime conveniente.
- Selección de la empresa de referencia, para cada ATD. Ésta será la que presente mejor desempeño y eficiencia.
- Recolección de datos de la empresa de referencia para construir la empresa modelo y estimar la tasa de fallas, tiempos de reparación, potencia instalada, topologías, costos de falla y otros para cada ATD. La construcción de la empresa modelo proviene de un modelo como PECO's u otros, que son modelos de asignación de inversiones.
- Aplicar Teoría de la Calidad, para determinar la Función de daño al cliente y los costos estimados en cada ATD.
- Minimizar el costo social, a través de algún algoritmo de optimización, como Algoritmos Genéticos.
- Obtención de los indicadores de confiabilidad óptimos.
- Determinar el coeficiente de variación de cada indicador de calidad óptimo. Puede ser con la ayuda de datos probabilísticos obtenidos de la empresa de referencia de cada ATD.
- Definir los límites de los niveles de calidad, para el cual, las empresas no incurrirán en sanciones.
- Estandarizar los niveles de calidad para cada ATD
- Evaluar a las empresas distribuidoras, con respecto al estándar determinado, según la ATD correspondiente.

En las siguientes tablas se indican la nueva. Se indica un valor mínimo y un máximo para cada indicador y para cada ATD.

TABLA 4.4 Estándar propuesto para niveles de calidad. Parte a

	FMIT [Int./año]	TTIT [Horas/año]
ATD ₁	$FMIT_{\min 1} \leq FMIT \leq FMIT_{\max 1}$	$TTIT_{\min 1} \leq TTIT \leq TTIT_{\max 1}$
ATD ₂	$FMIT_{\min 2} \leq FMIT \leq FMIT_{\max 2}$	$TTIT_{\min 2} \leq TTIT \leq TTIT_{\max 2}$
ATD ₃	$FMIT_{\min 3} \leq FMIT \leq FMIT_{\max 3}$	$TTIT_{\min 3} \leq TTIT \leq TTIT_{\max 3}$
ATD ₄	$FMIT_{\min 4} \leq FMIT \leq FMIT_{\max 4}$	$TTIT_{\min 4} \leq TTIT \leq TTIT_{\max 4}$
ATD ₅	$FMIT_{\min 5} \leq FMIT \leq FMIT_{\max 5}$	$TTIT_{\min 5} \leq TTIT \leq TTIT_{\max 5}$
ATD ₆	$FMIT_{\min 6} \leq FMIT \leq FMIT_{\max 6}$	$TTIT_{\min 6} \leq TTIT \leq TTIT_{\max 6}$

TABLA 4.5 Estándar propuesto para niveles de calidad. Parte b

	FMIK [int./año]	TTIK [Horas/año]
ATD ₁	$FMIK_{\min 1} \leq FMIK \leq FMIK_{\max 1}$	$TTIK_{\min 1} \leq TTIK \leq TTIK_{\max 1}$
ATD ₂	$FMIK_{\min 2} \leq FMIK \leq FMIK_{\max 2}$	$TTIK_{\min 2} \leq TTIK \leq TTIK_{\max 2}$
ATD ₃	$FMIK_{\min 3} \leq FMIK \leq FMIK_{\max 3}$	$TTIK_{\min 3} \leq TTIK \leq TTIK_{\max 3}$
ATD ₄	$FMIK_{\min 4} \leq FMIK \leq FMIK_{\max 4}$	$TTIK_{\min 4} \leq TTIK \leq TTIK_{\max 4}$
ATD ₅	$FMIK_{\min 5} \leq FMIK \leq FMIK_{\max 5}$	$TTIK_{\min 5} \leq TTIK \leq TTIK_{\max 5}$
ATD ₆	$FMIK_{\min 6} \leq FMIK \leq FMIK_{\max 6}$	$TTIK_{\min 6} \leq TTIK \leq TTIK_{\max 6}$

En la Figura 4.1, podemos apreciar en el primer segmento, pasos que hoy se incluyen en el proceso de “pricing” en Chile, esta propuesta contempla la incorporación de este proceso en la evaluación de la calidad de las distribuidoras, obedeciendo una segmentación definidas por Áreas Típicas de Distribución”, definidas para cálculos de VADs. En el segundo segmento de incorpora la “calidad”, en la determinación de los límites de los indicadores de continuidad de suministro. Ejecutado todo este proceso, se pueden evaluar las empresas en cuanto a la calidad de su suministro, de acuerdo a la ATD que pertenezcan.

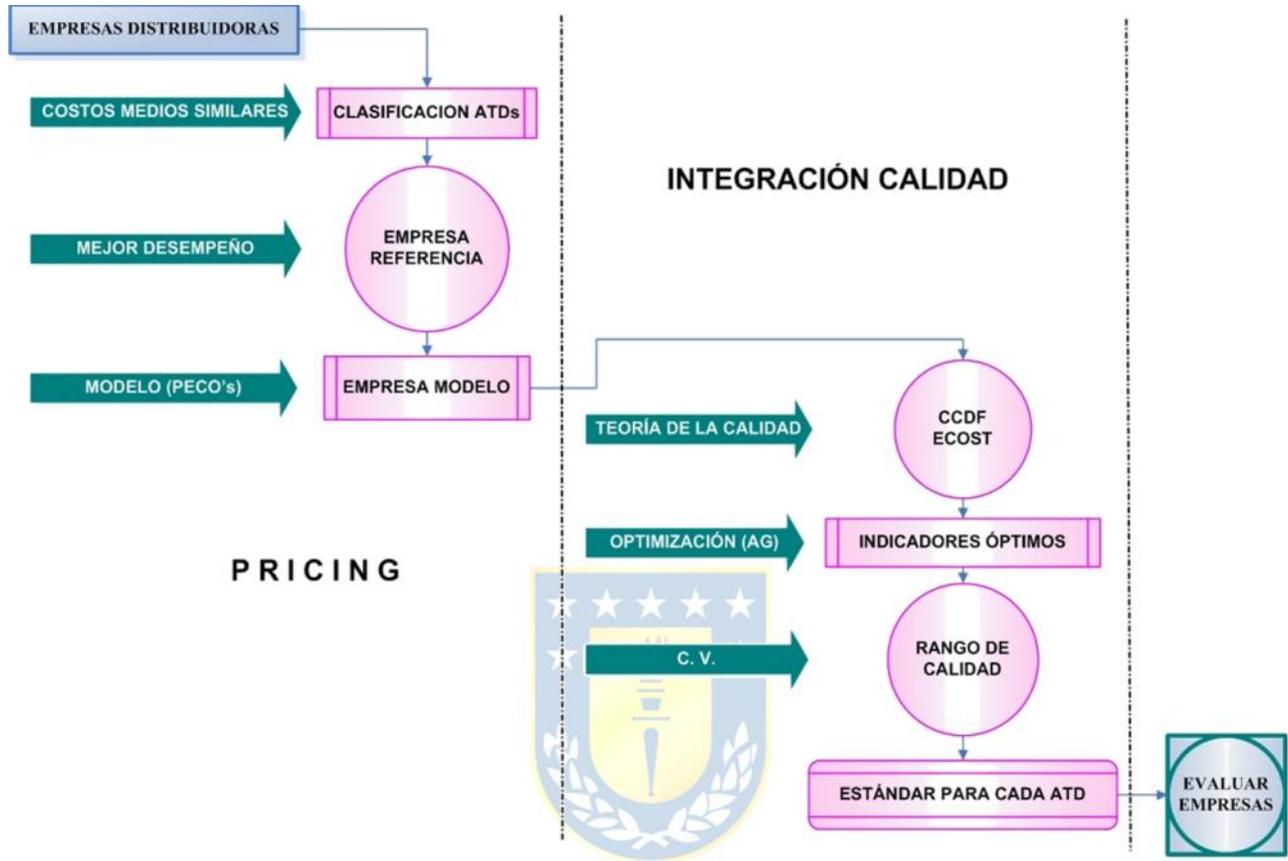


Figura 4.1 Propuesta método de regulación SED

Capítulo 5. Aplicaciones y Resultados

5.1. Sistema de Prueba

Para analizar formas existentes de minimizar las fallas de un SED, las cuales pueden conllevar a interrupciones del suministro. Se creó un sistema de prueba netamente teórico conocido como “Sistema de Prueba Allan”, denominado así gracias a uno de sus autores R. N. Allan. Este sistema se puede encontrar en la publicación “Reliability Evaluation of Power Systems” [29].

En esta M. de T. el modelo propuesto hace llamado a la teoría de modos de falla, la función de daño al cliente y optimización via Algoritmos Genéticos. Estos conceptos se analizaron en el Capítulo 1. Se aplicara teoría de calidad al sistema de prueba, con el objeto de determinar y minimizar el “costo social” vinculado a niveles óptimos de calidad de suministro. Se integran conceptos de calidad y costos, realizando todo el análisis propuesto a este encillo sistema de prueba, con la premisa que es extensible a sistemas con otras topologías y dimensiones.

El sistema utilizado tiene las siguientes características y consideraciones, su topología se muestra en la Figura 5.1:

- 4 puntos de carga, denominados A, B, C y D.
- 8 tramos de línea, denominados 1, 2, 3, 4, a, b, c, d.
- No existen elementos de protección o maniobra inicialmente (salvo un interruptor ubicado en el punto de suministro)
- Cargas de tipo residencial (60%) y comercial (40%).
- Factor de potencia unitario
- Estado inicial sin penalidades

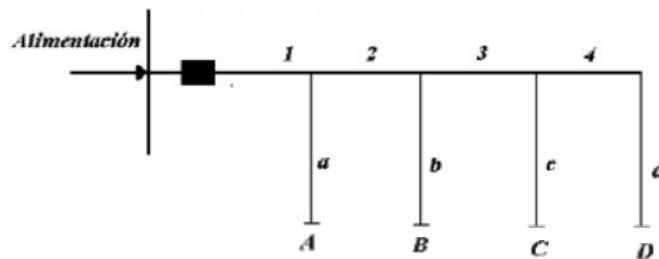


Figura 5.1 Topología alimentador sistema de prueba

En la TABLA 5.1, se muestran la cantidad de clientes para cada punto de carga y su respectiva potencia en MW.

TABLA 5.1 Número de clientes y cargas

Punto de Carga	Número de Clientes	L (MW)
A	1000	5
B	800	4
C	700	3
D	500	2
Total	3000	14

En la TABLA 5.2 se muestran los índices de confiabilidad a utilizar, tasa de fallo al año y el tiempo de reparación por cada falla, para los tramos principales y laterales.

TABLA 5.2 Índices de confiabilidad para cada tramo

Principal	(f/año)	r(hrs./f)
1	0,2	4
2	0,1	4
3	0,3	4
4	0,2	4
Lateral		
a	0,2	2
b	0,6	2
c	0,4	2
d	0,2	2

Una vez definido el sistema y sus características, se debe seleccionar las estrategias de mejoramiento. Éstas consisten en tomar la decisión sobre la adición de elementos de maniobra en las líneas principales (cuchillas), de protección en las laterales (fusibles) o alimentación auxiliar de la línea 4. Las estrategias pueden corresponder a una de las tres alternativas mencionadas o una combinación de ellas. Para poder evaluar los costos de falla asignados a las diferentes estrategias, se asignan valores a los elementos de maniobra y protección por unidad:

- Costo de incluir elementos de protección (fusibles) de 1.800 [USD], con confiabilidad de 100%, uno en cada lateral.
- Costo de reconectar, 1.200 [USD].
- Costo de conexión alimentación auxiliar, 50.000 [USD].
- Costo instalación de elementos de maniobra de 1.000 [USD], una en línea 2, 3 y 4.

- Tiempo de maniobra de 0,5 Hr.
- No existen costos asociados a la eliminación de elementos.

Los posibles estados del sistema se basan en la presencia de tres variables: fusibles, cuchillas y de alimentación alternativa. Se tienen ocho combinaciones posibles que definen ocho posibles estados del sistema. Cada estado se representa con un código binario, en que cada dígito representa la presencia de fusibles, cuchillas y alimentación alternativa. Esta definición de estados coincide favorablemente con la definición de genes definida para AG en el Capítulo 2. En la TABLA 5.3 se presenta un resumen de los ocho estados y su equivalente binario.

TABLA 5.3 Posibles estados del sistema

Estados del Sistema	Estrategia
(0,0,0)	Sin Elementos de Protección (Sistema Inicial)
(0,0,1)	Alimentación Alternativa
(0,1,0)	Cuchillas en Líneas Principales 2, 3 y 4
(0,1,1)	Cuchillas en Líneas Principales y Alimentación Alternativa
(1,0,0)	Fusibles en cada lateral
(1,0,1)	Fusibles en cada lateral y Alimentación Alternativa
(1,1,0)	Fusibles en cada lateral y Cuchillas en las principales
(1,1,1)	Fusibles en cada lateral, Cuchillas en Líneas Principales y Alimentación Alternativa

Con todos los parámetros definidos, se procede con los siguientes pasos para cada estado:

- 1) Determinar los modos de fallas del sistema para cada punto de carga, éste comprende la ruta principal (la constituyen todos los tramos que se encuentren entre el punto de carga y el punto de suministro) más la secundaria (formada por los tramos que no se encuentren en la ruta principal, pero que también son modos de falla del punto de carga en estudio y dependerá de la ubicación de elementos de protección y/o maniobra).
- 2) Determinar tasa de falla, indisponibilidad y el tiempo de reparación para cada punto de carga, utilizando los datos de la TABLA 5.2 y según las siguientes expresiones:

$$\lambda_{pc} = \sum \lambda_i \quad (5.1)$$

$$U_{pc} = \sum U_i \quad (5.2)$$

$$r_{pc} = \frac{U_{pc}}{\lambda_{pc}} \quad (5.3)$$

donde,

λ_{pc} , U_{pc} y r_{pc} , son los índices individuales de confiabilidad para cada punto de carga,

λ_i y U_i , son la tasa de falla e indisponibilidad para cada tramo perteneciente al modo de falla

en análisis.

- 3) Determinar CCDF en función del tiempo de reparación, para cada punto de carga, según (2.24).
- 4) Determinar ECOST para cada punto de carga, según (2.25).
- 5) Determinar índices de confiabilidad del sistema, SAIFI, SAIDI, CAIDI y ENS.
- 6) Determinar el ECOST total del sistema, como la sumatoria de los ECOST para cada punto de carga.
- 7) Determinar los costos de inversión, TOTEX, correspondiente a la estrategia.
- 8) Determinar el costo social, SOTEX, que es la función objetivo que se desea minimizar, de acuerdo a la expresión (4.1).

A continuación se presenta un análisis sólo para los cuatro estados más relevantes. El estado inicial (0,0,0), sin elementos de protección y/o maniobra. El estado agregando sólo fusibles (1,0,0). Al agregar cuchillas (1,1,0). Y finalmente el que contiene una combinación de todas las estrategias.(1,1,1). Los cálculos realizados para los restantes estados se muestran en el anexo [B.1].

- **Sistema Inicial, (0,0,0)**

El modo de falla es el mismo para los puntos de carga A, B, C y D, y corresponde a: 1-a-2-b-3-c-4-d, el sistema en esta condición se muestra en la Figura 5.1.

Debido a que el modo de falla es el mismo para todos los puntos de carga, también se tiene la misma tasa de falla para cada punto de carga.

$$\lambda_A = \lambda_B = \lambda_C = \lambda_D = \lambda_1 + \lambda_a + \lambda_2 + \lambda_b + \lambda_3 + \lambda_c + \lambda_4 + \lambda_d = 2,2 \left[\frac{f}{a} \right]$$

$$U_A = \sum_i^n \lambda_i \cdot r_i = \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_a \cdot r_a + \lambda_2 \cdot r_2 + \lambda_b \cdot r_b + \lambda_3 \cdot r_3 + \lambda_c \cdot r_c + \lambda_4 \cdot r_4 + \lambda_d \cdot r_d = 6 \left[\frac{h}{a} \right]$$

$$U_A = U_B = U_C = U_D$$

$$r_A = \frac{U_A}{\lambda_A} = 2,73 \left[\frac{h}{f} \right]$$

$$r_A = r_B = r_C = r_D$$

Con el tiempo medio de reparación para cada punto de carga, se calcular CCDF según (2.25).

$$CCDF_A(2,72) = 0,0108 + 1,0377 \cdot (2,72)^{0,5} + 4,2680 \cdot (2,72)^{1,5} - 1,7044 \cdot (2,72)^2 + 0,1019 \cdot (2,72)^3$$

$$CCDF_A = CCDF_B = CCDF_C = CCDF_D = 10,337 \left[\frac{USD}{kW} \right]$$

Aplicando (2.26) se obtiene el ECOST asociado a cada punto de carga y el ECOST total asociado al estado (0,0,0).

$$ECOST_A = CCDF_A \cdot L_A \cdot \cdot \}_A = 10,329 \cdot 5.000 \cdot 2,2 = 113.708 \left[\frac{USD}{a} \right]$$

$$ECOST_B = CCDF_B \cdot L_B \cdot \cdot \}_B = 10,337 \cdot 4.000 \cdot 2,2 = 90.966 \left[\frac{USD}{a} \right]$$

$$ECOST_C = CCDF_C \cdot L_C \cdot \cdot \}_C = 10,337 \cdot 3.000 \cdot 2,2 = 68.225 \left[\frac{USD}{a} \right]$$

$$ECOST_D = CCDF_D \cdot L_D \cdot \cdot \}_D = 10,337 \cdot 2.000 \cdot 2,2 = 45.483 \left[\frac{USD}{a} \right]$$

$$ECOST_{total} = \sum (CCDF_{pc} \cdot L_{pc} \cdot \cdot \}_{pc}) = 318.382 \left[\frac{USD}{a} \right]$$

Los costos de inversión son nulos, pues no se han agregado cuchillas ni fusibles, luego el costo social aplicando (4.1) es:

$$SOTEX = ECOST + TOTEX = 318.146 \left[USD \right]$$

Los Indicadores del Sistema, concuerdan con los obtenidos para los puntos de carga.

$$SAIFI = 2,2 \left[\frac{f}{a} \right]$$

$$SAIDI = 6 \left[\frac{h}{a} \right]$$

$$CAIDI = 2,727 \left[\frac{h}{f} \right]$$

$$ENS = \sum (L_{pc} \cdot U_{pc}) = 5 \cdot 6 + 4 \cdot 6 + 3 \cdot 6 + 2 \cdot 6 = 84 \left[MW \right]$$

Un resumen para el sistema inicial, con los valores obtenidos de indicadores, función de daño al cliente y costos estimados, se muestra en la TABLA 5.4.

TABLA 5.4 Indicadores y costos para estado inicial

Pto. de Carga	[f/a]	U[h/a]	r[h/f]	CCDF [USD/kW]	ECOST [USD/a]	TOTEX [USD]	SOTEX [USD]
A	2,2	6	2,727	10,337	113.708		
B	2,2	6	2,727	10,337	90.966		
C	2,2	6	2,727	10,337	68.225		
D	2,2	6	2,727	10,337	45.483		
	SAIFI[f/a]	SAIDI[h/a]	CAIDI[h/f]				
Sistema	2,2	6	2,727	41,348	318.382	0	318.382

- **Sistema Con Elementos de Protección (1,0,0)**

De forma similar, como se procedió para el estado inicial, se determinan los modos de falla para este nuevo estado del sistema, los cuales serán distintos para cada punto de carga, como se puede deducir de la Figura 5.2.

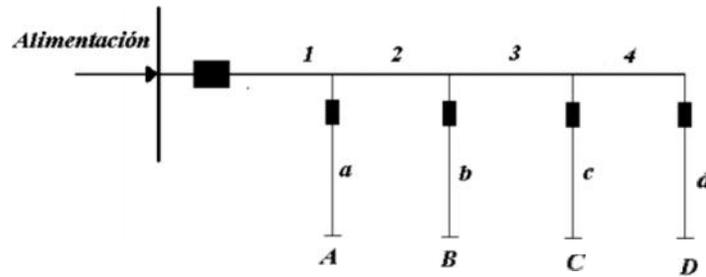


Figura 5.2 Topología alimentador con fusibles de protección

Para el punto de carga A, el modo de falla queda compuesto por: 1, 2, 3, 4 y a.

$$\lambda_A = \lambda_1 + \lambda_a + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 = 1 \left[\frac{f}{a} \right]$$

$$U_A = \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_a \cdot r_a + \lambda_2 \cdot r_2 + \lambda_3 \cdot r_3 + \lambda_4 \cdot r_4 = 3,6 \left[\frac{h}{a} \right]$$

$$r_A = \frac{U_A}{\lambda_A} = 3,6 \left[\frac{h}{f} \right]$$

$$CCDF_A(3,6) = 0,0108 + 1,0377 \cdot (3,6)^{0,5} + 4,2680 \cdot (3,6)^{1,5} - 1,7044 \cdot (3,6)^2 + 0,1019 \cdot (3,6)^3$$

$$CCDF_A = 13,798 \left[\frac{USD}{kW} \right]$$

$$ECOST_A = 13,798 \cdot 5.000 \cdot 1 = 68.988 \left[\frac{USD}{a} \right]$$

Para los puntos de carga B, C y D, se tiene los modos de falla “1, 2, 3, 4, b”; “1, 2, 3, 4, c”; y “1, 2, 3, 4, d”, respectivamente. Se efectúa el mismo procedimiento utilizado para el punto de carga A. Los resultados obtenidos se muestran en la TABLA 5.5.

$$ECOST_{total} = 68.988 + 66.967 + 45.777 + 27.595 = 209.328 \left[\frac{USD}{año} \right]$$

$$SAIFI = 1,153 \left[\frac{f}{a} \right]$$

$$SAIDI = 3,907 \left[\frac{h}{a} \right]$$

$$CAIDI = 3,387 \left[\frac{h}{f} \right]$$

$$ENS = \sum (L_{pc} \cdot U_{pc}) = 5 \cdot 3,6 + 4 \cdot 4,4 + 3 \cdot 4 + 2 \cdot 3,6 = 54,8 [MW]$$

La estrategia correspondiente a este estado contempla la adición de fusibles. Incluir un fusible tiene un costo de 1.800 [USD]. Se incluye uno para cada lateral, lo que hace incurrir en costos a la empresa.

$$TOTEX = 4 \cdot 1.800 = 7.200 \text{ [USD]}$$

$$SOTEX = 209.327 + 7.200 = 216.528 \text{ [USD]}$$

TABLA 5.5 Indicadores y costos para estado (1, 0, 0)

Pto. de Carga	[f/a]	U[h/a]	r[h/f]	CCDF [USD/kW]	ECOST [USD/a]	TOTEX [USD]	SOTEX [USD]
A	1	3,6	3,600	13,798	68.988		
B	1,4	4,4	3,143	11,958	66.967		
C	1,2	4	3,333	12,716	45.777		
D	1	3,6	3,600	13,798	27.595		
	SAIFI[f/a]	SAIDI[h/a]	CAIDI[h/f]				
Sistema	1,153	3,907	3,387	52,270	209.328	7.200	216.528

- **Sistema Con Elementos de Protección y Maniobra (1,1,0)**

Para esta estado, se incorporan fusibles en cada lateral y cuchillas en los tramos principales, como se aprecia en la Figura 5.3.

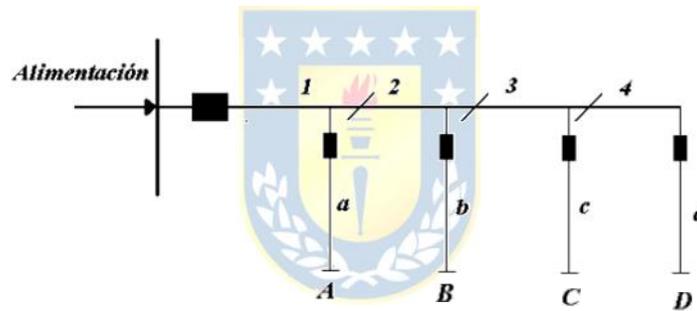


Figura 5.3 Topología alimentador con elementos de protección y maniobra

Para el punto de carga A, el modo de falla queda compuesto por: 1, 2, 3, 4 y a. Para la indisponibilidad se considera tiempos de reparación el tiempo de maniobra de 0,5 h/f, para los tramos con cuchillas correspondientes.

$$\lambda_A = \lambda_1 + \lambda_a + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 = 1 \left[\frac{f}{a} \right]$$

$$U_A = \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_a \cdot r_a + \lambda_2 \cdot r_2 + \lambda_3 \cdot r_3 + \lambda_4 \cdot r_4$$

$$U_A = 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 2 + 0,1 \cdot 0,5 + 0,3 \cdot 0,5 + 0,2 \cdot 0,5 = 1,5 \left[\frac{h}{a} \right]$$

$$r_A = \frac{U_A}{\lambda_A} = 1,5 \left[\frac{h}{f} \right]$$

$$CCDF_A(1,5) = 0,0108 + 1,0377 \cdot (1,5)^{0,5} + 4,2680 \cdot (1,5)^{1,5} - 1,7044 \cdot (1,5)^2 + 0,1019 \cdot (1,5)^3$$

$$CCDF_A = 5,632 \left[\frac{USD}{kW} \right]$$

$$ECOST_A = 5,632 \cdot 5.000 \cdot 1 = 28.158 \left[\frac{USD}{año} \right]$$

Para los puntos de carga B, C y D, se tiene los modos de falla “1, 2, 3, 4, b”; “1, 2, 3, 4, c”; y “1, 2, 3, 4, d”, respectivamente. Se efectúa el mismo procedimiento que para el punto de carga A, los resultados obtenidos se muestran en la TABLA 5.6.

$$ECOST_{total} = 28.158 + 34.607 + 36.950 + 27.595 = 127.310 \left[\frac{USD}{año} \right]$$

$$SAIFI = 1,153 \left[\frac{f}{a} \right]$$

$$SAIDI = 2,472 \left[\frac{h}{a} \right]$$

$$CAIDI = 2,143 \left[\frac{h}{f} \right]$$

$$ENS = \sum (L_{pc} \cdot U_{pc}) = 5 \cdot 1,5 + 4 \cdot 2,3 + 3 \cdot 3,25 + 2 \cdot 3,6 = 33,65 \text{ [MW]}$$

La estrategia correspondiente a este estado contempla la adición de 4 fusibles con un costo de 1.800 [USD] por unidad y 3 cuchillas con costo de 1.000 [USD] por unidad.

$$TOTEX = 4 \cdot 1.800 + 3 \cdot 1.000 = 10.200 \text{ [USD]}$$

$$sotex = 127.310 + 10.200 = 137.509 \text{ [USD]}$$

TABLA 5.6 Indicadores y costos para estado (1, 1, 0)

Pto. de Carga	[f/a]	U[h/a]	r[h/f]	CCDF [USD/kW]	ECOST [USD/a]	TOTEX [USD]	SOTEX [USD]
A	1,00	1,50	1,50	5,632	28.158		
B	1,40	2,30	1,64	6,180	34.607		
C	1,20	3,25	2,71	10,264	36.950		
D	1,00	3,60	3,60	13,798	27.595		
	SAIFI[f/a]	SAIDI[h/a]	CAIDI[h/f]				
Sistema	1,153	2,472	2,143	35,873	127.310	10.200	137.510

- **Sistema con Elementos de Protección, Maniobra y Alimentación Alternativa (1,1,1)**

Se incorporan al alimentador, fusibles en cada tramo lateral, cuchillas para los tramos principales 2, 3 y 4; y una alimentación alternativa; como se aprecia en la Figura 5.4.

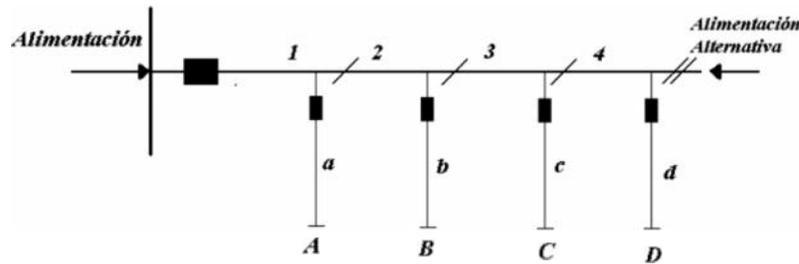


Figura 5.4 Topología alimentador para el estado (1, 1, 1)

Se analiza el punto de carga C. Se aprecia como afecta a la indisponibilidad y por consiguiente a la ENS, la presencia de alimentación alternativa. El modo de falla queda compuesto por: 1, 2, 3, 4 y c. Para la indisponibilidad se considera tiempos de reparación los tiempos de maniobra de 0,5 h/f, según corresponda.

$$\}c = \}1 + \}a + \}2 + \}3 + \}4 = 1 \left[\frac{f}{a} \right]$$

$$U_c = \}1 \cdot r_1 + \}c \cdot r_c + \}2 \cdot r_2 + \}3 \cdot r_3 + \}4 \cdot r_4$$

$$U_c = 0,2 \cdot 0,5 + 0,2 \cdot 0,5 + 0,3 \cdot 4 + 0,4 \cdot 2 + 0,2 \cdot 0,5 = 2,25 \left[\frac{h}{a} \right]$$

$$r_c = \frac{U_c}{\}c} = 1,88 \left[\frac{h}{f} \right]$$

$$CCDF_c(1,88) = 0,0108 + 1,0377 \cdot (1,88)^{0,5} + 4,2680 \cdot (1,88)^{1,5} - 1,7044 \cdot (1,88)^2 + 0,1019 \cdot (1,88)^3$$

$$CCDF_c = 7,069 \left[\frac{USD}{kW} \right]$$

$$ECOST_c = 7,069 \cdot 3.000 \cdot 1 = 25.449 \left[\frac{USD}{año} \right]$$

Para los puntos de carga restantes, se tiene los modos de falla “1, 2, 3, 4, a”; “1, 2, 3, 4, b”; y “1, 2, 3, 4, d”, respectivamente. Se efectúa el mismo procedimiento realizado para el punto de carga C. Los resultados obtenidos se muestran en la TABLA 5.7.

$$ECOST_{total} = 28.158 + 29.233 + 25.449 + 11.263 = 94.103 \left[\frac{USD}{año} \right]$$

$$SAIFI = 1,153 \left[\frac{f}{a} \right]$$

$$SAIDI = 1,795 \left[\frac{h}{a} \right]$$

$$CAIDI = 1,556 \left[\frac{h}{f} \right]$$

$$ENS = \sum (L_{pc} \cdot U_{pc}) = 5 \cdot 1,5 + 4 \cdot 1,95 + 3 \cdot 2,25 + 2 \cdot 1,5 = 25,5 \left[MW \right]$$

La estrategia correspondiente a este estado contempla la adición de fusibles, cuchillas y alimentación alternativa, por lo que la empresa debe incurrir en gastos de inversión.

$$TOTEX = 4 \cdot 1.800 + 3 \cdot 1.000 + 50.000 = 60.200 \text{ [USD]}$$

$$SOTEX = 94.103 + 60.200 = 154.303 \text{ [USD]}$$

TABLA 5.7 Indicadores y costos para estado (1, 1, 1)

Pto. de Carga	[f/a]	U[h/a]	r[h/f]	CCDF [USD/kW]	ECOST [USD/a]	TOTEX [USD]	SOTEX [USD]
A	1,00	1,50	1,50	5,632	28158		
B	1,40	1,95	1,39	5,220	29.233		
C	1,20	2,25	1,88	7,069	25.449		
D	1,00	1,50	1,50	5,632	11.263		
	SAIFI[f/a]	SAIDI[h/a]	CAIDI[h/f]				
Sistema	1,153	1,795	1,556	23,553	94.103	60.200	154.303

Un resumen, de los valores obtenidos para todos los estados posibles del sistema de prueba se muestra en la TABLA 5.8.

TABLA 5.8 Indicadores de calidad y costos asociados a cada estado

Estado	SAIFI [f/a]	SAIDI [h/a]	CAIDI [h/f]	ENS [MW]	CCDF [USD/kW]	ECOST [USD/a]	TOTEX [USD]	SOTEX [USD]
(0,0,0)	2,2	6	2,727	84	41,348	318.381	0	318.381
(0,0,1)	2,2	6	2,727	84	41,348	318.381	50.000	368.381
(0,1,0)	2,2	3,76	1,709	50,9	28,187	191.456	3.000	194.456
(0,1,1)	2,2	2,318	1,054	32,35	15,727	120.334	53.000	173.335
(1,0,0)	1,153	3,907	3,387	54,8	52,270	209.328	7200	216.528
(1,0,1)	1,153	3,907	3,387	54,8	52,270	209.328	57.200	266.528
(1,1,0)	1,153	2,472	2,143	33,65	35,873	127.310	10.200	137.510
(1,1,1)	1,153	1,795	1,556	25,05	23,553	94.103	60.200	154.303

Con los datos anteriores, se puede obtener la Figura 5.5, donde se distinguen tres curvas, que representan la aplicación de la teoría de la calidad. Se aprecia la curva ECOST, que representa los costos estimados en que incurren los consumidores, cuando son víctimas de interrupciones, la curva TOTEX, que representa los costos en que incurre la empresa en una mejora de calidad, y la curva SOTEX, que representa el costo social. En esta última se aprecia un mínimo para un SAIDI de 2,472 (h/a), el cual se obtiene para la estrategia que contempla la adición de fusibles y cuchillas definida en la Figura 5.3.

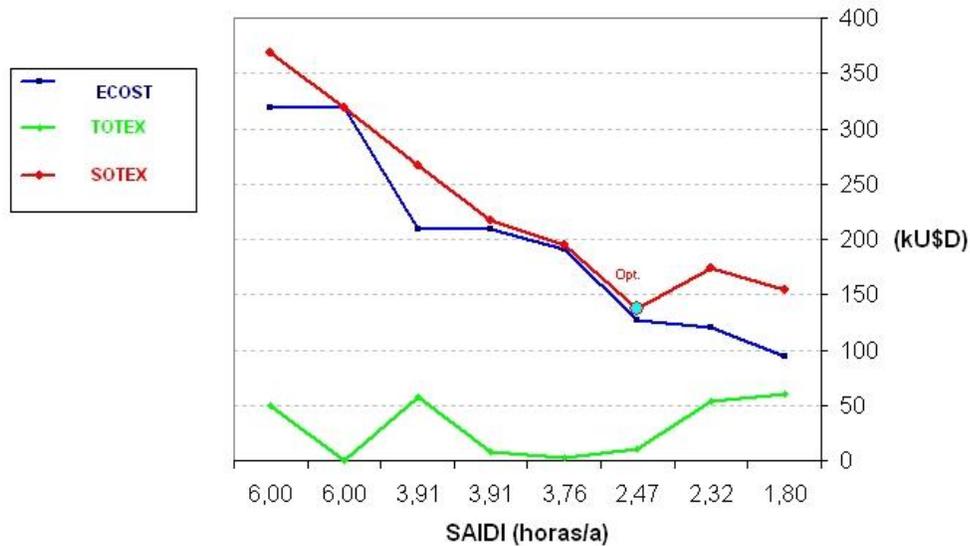


Figura 5.5 Curva costos estimados para el sistema de prueba

Gracias al sistema de prueba, se puede comprobar, que una mayor inversión por parte de la empresa para mejorar la calidad, no necesariamente implica la mayor calidad, y es necesario encontrar un óptimo tanto para el cliente como el distribuidor. El óptimo social encontrado corresponde a un SAIFI de 1,153 [f/a] y un SAIDI de 2,4772 [h/a].

Debido a la simplicidad de este sistema de prueba, se puede encontrar fácilmente el óptimo social a través de método analítico o simple inspección. Para un sistema más complejo y de mayor escala, es válido todo el procedimiento planteado, pero para encontrar el óptimo se debe aplicar algún algoritmo de optimización como AG.

Para definir los límites de los indicadores para este alimentador, se utiliza el coeficiente de variación definido por (5.4). La decisión de definir de esta manera el coeficiente de variación, se basa en emular el procedimiento que se utiliza para determinar la zona muerta en un Sistema PBR, pues es consistente con determinar una zona que relaciona un indicador de calidad con costos [6].

$$CV = 0,5 \cdot SD \quad (5.4)$$

donde,

$$SD = \text{Desviación estándar}$$

Los datos históricos entre los años 1998 y 2003 para la los indicadores de confiabilidad para este alimentador se muestran en la TABLA 5.9.

TABLA 5.9 Media y S.D. de SAIFI y SAIDI entre los años 1998-2003

	Media	S.D.
SAIFI [int./año]	1,05	0,19
SAIDI [h/año]	3,11	2,33

Los límites de calidad se definen según (5.5) y (5.6) para cada indicador.

$$I_{\min} = I_{opt} - 0.5 \cdot SD \quad (5.5)$$

$$I_{\max} = I_{opt} + 0.5 \cdot SD \quad (5.6)$$

Luego, con los valores de la desviación estándar, se tiene para cada límite:

$$SAIFI_{\min} = 1,153 - 0,5 \cdot 0,19 = 1,058 \left[\frac{i}{a} \right]$$

$$SAIFI_{\max} = 1,153 + 0,5 \cdot 0,19 = 1,248 \left[\frac{i}{a} \right]$$

$$SAIDI_{\min} = 2,472 - 0,5 \cdot 2,33 = 1,307 \left[\frac{h}{a} \right]$$

$$SAIDI_{\max} = 2,472 + 0,5 \cdot 2,33 = 3,637 \left[\frac{h}{a} \right]$$

Finalmente, el estándar que debe cumplir el sistema de prueba para operar sin sanciones se resume en la TABLA 5.10.

TABLA 5.10 Niveles de calidad propuestos para el alimentador

	SAIFI [int./año]	SAIDI [h/año]
Límite Superior	1,248	3,637
Límite Inferior	1,058	1,307

5.2. Sistema Real

Se presenta un caso real correspondiente a un alimentador propiedad de la empresa CHILECTRA. Se consideró esta empresa, pues actualmente corresponde a la empresa de referencia del Área Típica de Distribución 1. La base de datos fue obtenida a través de los informes publicados en la página Web de la CNE, correspondiente al año 2008 y el informe de sostenibilidad publicado por CHILECTRA durante dicho año[40][42]. Se consideran datos de los indicadores de confiabilidad de años anteriores al 2008, presentes en los informes de sostenibilidad.

El sistema está constituido por un alimentador con las siguientes características y consideraciones, su topología se muestra en la Figura 5.6.

- 164 puntos de carga, denominados en forma correlativa de 1 a 164
- 163 tramos de línea denominados con su nodo inicial y final
- Cargas de tipo residencial (92%), comercial (6,7%) e industrial (1,3%)
- Factor de potencia unitario
- Estado inicial sin penalidades

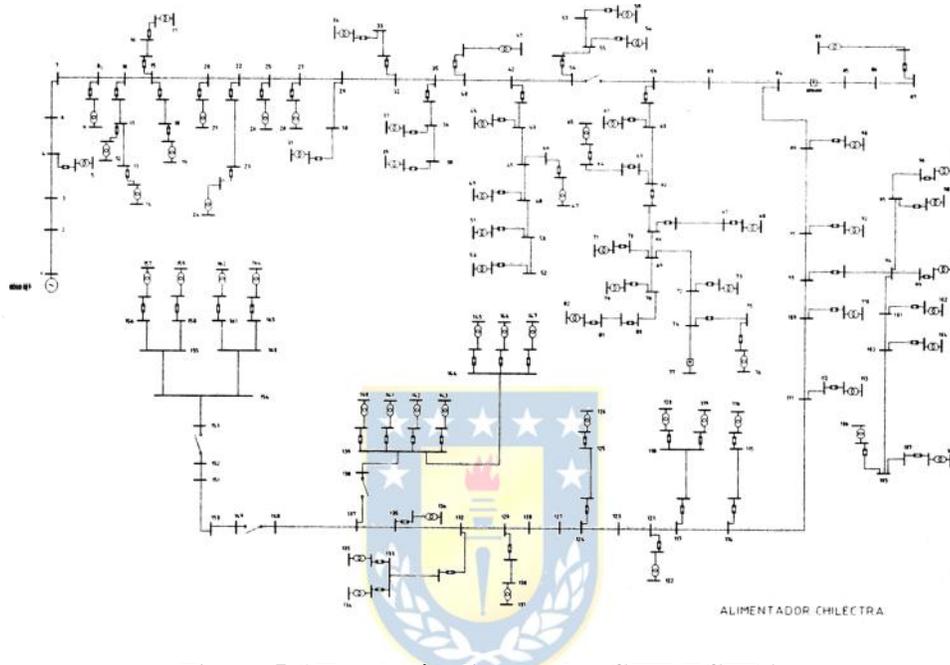


Figura 5.6 Topología alimentador CHILECTRA

En el anexo B.2 se incluyen las tablas con los indicadores de confiabilidad a utilizar, tasa de fallo al año, tiempo de reparación por cada falla, potencia, y se especifica la presencia o no de elementos de protección y/o maniobra, y se definen todos los posibles estados del alimentador.

Para poder evaluar los costos de falla asociados a las diferentes estrategias, se asignan valores a los elementos de maniobra y protección por unidad.

- Costo de incluir elementos de protección (fusibles) de 1.800 [USD], con confiabilidad de 100%, uno en cada lateral.
- Costo reconectar de 1.200 [USD].
- Costo de instalación de elementos de maniobra (cuchillas) de 1.000 [USD].
- No existen costos asociados a la eliminación de elementos.

Se procede para cada estado a seguir los 8 pasos señalados en la sección 5.1, Para determinar los valores óptimos de los indicadores de confiabilidad. Debido a la cantidad de datos, el óptimo

social no se puede encontrar por simple inspección de la curva de Costos Social o inspección de datos. Por lo tanto, es necesario optimizar vía algoritmos genéticos para obtener el óptimo social.

Se considera una población inicial de 2.000 individuos escogidos de un tiraje aleatorio de 10.000. Las nuevas generaciones se consiguen con el método de la baraja, entre aquellos individuos que presentan el mejor fitness. En la Figura 5.7 se aprecia la evolución del algoritmo para cada generación y en la TABLA 5.11 se muestran los niveles óptimos de calidad, encontrados con AG, para este alimentador.

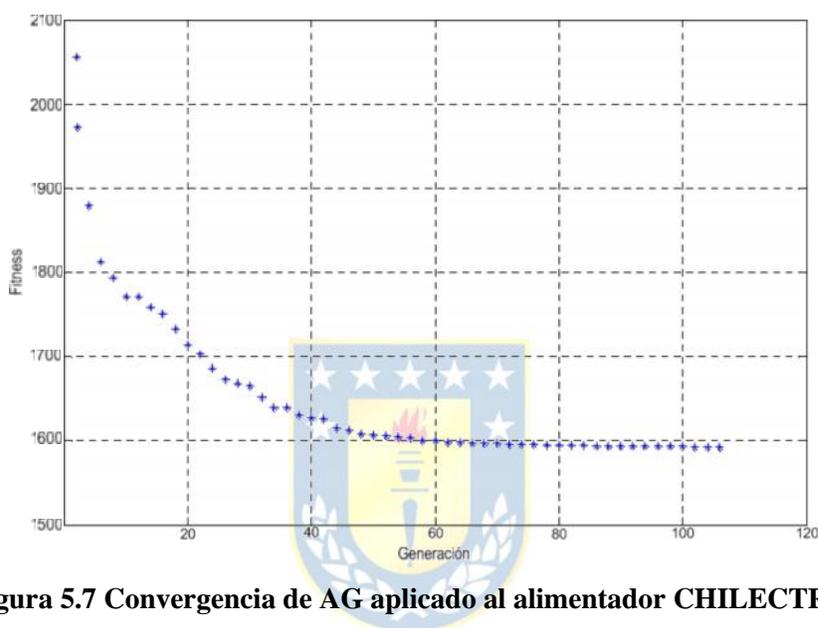


Figura 5.7 Convergencia de AG aplicado al alimentador CHILECTRA

TABLA 5.11 Indicadores de calidad y costos para nivel óptimo

SAIFI [f/a]	SAIDI [h/a]	CAIDI [h/f]	TOTEX [USD]	SOTEX [USD]
0,932	8,196	8,7940	50.000	1.596.777

Para definir los límites de los indicadores de calidad, se procede según los pasos presentados en el capítulo cuatro y de idéntica forma que se procedió para el sistema de prueba. Se considera el coeficiente de variación según (5.7). La decisión de definir de esta manera el coeficiente de variación, se basa en emular el procedimiento que se utiliza para determinar la zona muerta en un Sistema PBR, pues es consistente con determinar una zona que relaciona la calidad y costos [6].

$$CV = 0,5 \cdot SD \quad (5.7)$$

donde,

$$SD = \text{Desviación Estándar}$$

TABLA 5.12 Media y S.D. de SAIFI y SAIDI para CHILECTRA entre los años 2005-2007

	Media	S.D.
SAIFI [int./año]	3,3167	0,8393
SAIDI [h/año]	4,1667	3,1315

Los límites de calidad se definen según (5.5) y (5.6), para cada indicador.

$$I_{\min} = I_{opt} - 0.5 \cdot SD \quad (5.8)$$

$$I_{\max} = I_{opt} + 0.5 \cdot SD \quad (5.9)$$

Luego,

$$SAIFI_{\min} = 0,932 - 0,5 \cdot 0,8393 = 0,5123 \left[\frac{i}{a} \right]$$

$$SAIFI_{\max} = 0,932 + 0,5 \cdot 0,8393 = 1,3517 \left[\frac{i}{a} \right]$$

$$SAIDI_{\min} = 8,196 - 0,5 \cdot 3,1315 = 6,6302 \left[\frac{h}{a} \right]$$

$$SAIDI_{\max} = 8,196 + 0,5 \cdot 3,1315 = 9,7618 \left[\frac{h}{a} \right]$$

TABLA 5.13 Niveles de calidad propuestos para el alimentador.

	SAIFI [int./a]	SAIDI [h/a]
Límite Superior	1,3517	9,7618
Límite Inferior	0,5123	6,6302

TABLA 5.14 Límites indicadores de calidad impuestos por la normativa

	FMIT [int./a]	FMIK [int./a]	TTIT [Horas/a]	TTIK [Horas/a]
Zona Urbana	5	3,5	22	13
Zona Rural Tipo 1	7	5	28	18
Zona Rural Tipo 2	11	8	42	27

En la Figura 5.8 se muestra el contraste de la elección de niveles de calidad sólo con límite superior, definida por la normativa, y el rango propuesto para el alimentador de Chilectra, centrado en el óptimo social. La normativa actual chilena no presenta límites inferiores para los indicadores de calidad, lo que también se puede alejar del óptimo social, pues se puede caer en la zona de confiabilidad casi perfecta (indicadores cercanos a cero), pero a costos elevado para los consumidores.

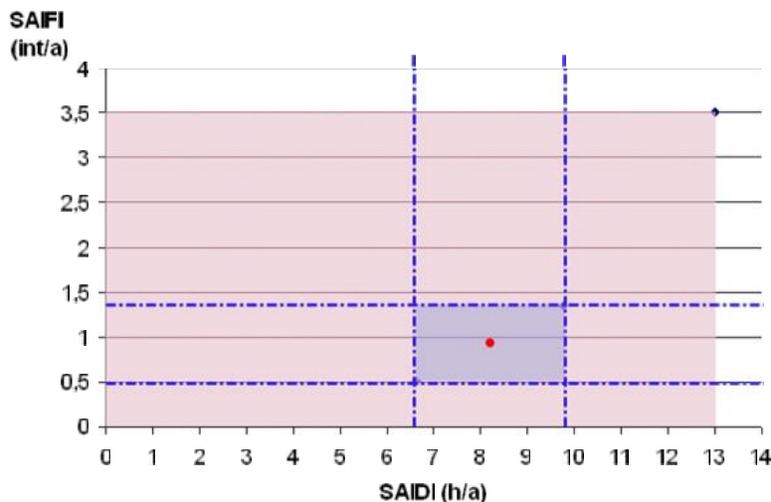


Figura 5.8 Niveles de calidad propuestos en contraste con la normativa actual

Uno de los indicadores que tiene el mayor impacto en la percepción de los clientes es el TTIK, pues mide la duración promedio de interrupción por unidad de potencia instalada. Este indicador para Chilectra tuvo un valor de 2,8 [h/a] durante el 2008, muy por debajo de las 13 [h/a] que establece la normativa. Chilectra, en sus informes de sostenibilidad, entrega los valores de SAIFI y SAIDI, que durante el 2008, correspondieron a, 3,86 [f/a] y 2,02 [h/a], respectivamente. Chilectra, y se indica en el informe de sostenibilidad, para el cálculo de SAIDI no incluye todo tipo de eventos. Por ejemplo para el año 2007, se publicó un SAIDI de 3,61[h/a], el cual aumentaba a 7,76[h/a] incluyendo todo tipo de eventos. En Chile, una interrupción se considera sostenida si dura más de 3 minutos. En los informes internos de las distribuidoras para el cálculo de los índices de continuidad de suministro, se consideran sólo las interrupciones sostenidas y no programadas.

En la Figura 5.9, se muestra como en el 2007 y 2008, Chilectra se encuentra cercana a la media del indicador TTIK chilena. Sin embargo, muy alejado de lo que exige la normativa para este indicador.



Figura 5.9 Medición TTIK urbano, Chilectra 2007-2008

Capítulo 6. Conclusiones

En este trabajo se realizó una revisión del estado del arte sobre regulación del mercado eléctrico, calidad de suministro y la problemática de la integración calidad-precio, con el fin de definir estándares que normen la confiabilidad de un SED. Se concluye, de ésta, que se justifica una regulación que integre el valor de la continuidad de suministro.

Del análisis comparativo, efectuado a la normativa internacional, surgen varios puntos al definir estándares mínimos de calidad. Entre otros, distintos países valoran de diferente forma una misma calidad de servicio y falta de uniformidad al definir un estándar. Lo previo corrobora la complejidad que reviste el tema.

El esquema chileno de regulación incitativa con benchmarking, utilizando particularmente el concepto de empresa modelo, necesita ser complementado con otros instrumentos de regulación, con el objeto de permitir transferir parte de los beneficios de la eficiencia lograda con este esquema a los usuarios finales.

Para toda la normativa chilena estudiada, se aprecia un progreso constante en la formulación de las leyes y reglamentación para el sector eléctrico chileno. No obstante, en el aspecto confiabilidad, aún se carece de normas y señales lo suficientemente claras. Se necesita mejorar la forma en que se construye la empresa modelo y se definen las ATDs. Este proceso es poco claro y deja entrever irregularidades, por parte de los regulados y de los entes reguladores. La forma que se lleva a cabo el proceso de evaluación de las empresas para determinar si incurren o no en faltas, tampoco obedece a un proceso completamente estandarizado y transparente. No se definen explícitamente las sanciones, ni si los consumidores debieran ser compensados por valores de calidad inferiores a los establecidos por la ley.

La segmentación utilizada actualmente en Chile, para evaluar la calidad de suministro comprende zonas urbanas y rurales. Además, para los estudios de continuidad y costos, realizados por las empresas distribuidoras y la misma Comisión de Energía, se consideran las Áreas Típicas de Distribución. Las empresas basan su planificación de inversión y operación en base a dichos estudios. Consecuentemente, la evaluación de la calidad de suministro debería efectivamente realizarse según la ATD a la cual pertenecen.

Los indicadores de calidad definidos en Chile son comparables, en orden de magnitud, a los utilizados en este trabajo, bajo la premisa de considerar cargas homogéneas. La normativa chilena impone un límite superior para el índice TTIK de 13 horas al año, que contrasta con el SAIDI

máximo, obtenido para el sistema de prueba, de 3,63 horas al año. En cuanto al alimentador de CHILECTRA, el SAIDI máximo obtenido fue de 9,76 horas, también por debajo de lo exigido por la normativa chilena. La media chilena para el índice TTIK durante el año 2008 fue de 3,39 horas al año. De lo anterior, se evidencia la necesidad de establecer nuevos límites para los indicadores de calidad y estos deben obedecer a una segmentación acorde a la estructura de costos, como las Áreas Típicas de Distribución. Hay que tener presente que el precio que pagan los hogares chilenos más que duplican los de un estadounidense (11 USD/kWh). Se ha demostrado el descontento del consumidor chileno por los costos de la energía eléctrica y sus bajos niveles de calidad.

El trabajo realizado evidencia la robustez de la Teoría general de la Calidad en la estandarización de los niveles de confiabilidad. Se deben obtener los indicadores óptimos para cada ATD, proporcionando un rango permisible con límite inferior y superior entorno al óptimo. Estos últimos, según lo propuesto, son una consecuencia del concepto de “zona muerta” en un esquema PBR, donde se asume que por este medio se define una banda esperable para una empresa eficiente y que cumple con el compromiso de no ser demasiado permisiva.

La principal dificultad para aplicar lo propuesto, recae en la determinación de la función que exprese la voluntad a pagar de un consumidor por un aumento de calidad. Conocer la tendencia del comportamiento de los usuarios para establecer niveles de calidad adecuados, permite beneficiarlos con un mejor servicio y tarifas más adecuadas. En Chile no se cuenta con esta información. Con las actuales encuestas efectuadas a los clientes (ECSE), sólo se logra una apreciación de satisfacción general del servicio y está enfocada hacia la calidad comercial. Esto limita la obtención de la función de costo social.

Es evidente la necesidad de que los reguladores chilenos, representados por la Superintendencia y la Comisión Nacional de Energía, efectúen reformas explícitas y concisas pertinentes a la regulación de la calidad del servicio, presentes en el DFL N°4, su Reglamento y la Norma Técnica. Reconociendo que la calidad no es sólo un problema asociado a la existencia de monopolio, sino más bien, es un tema arraigado a la regulación.

Bibliografía

- [1] Elena Fumagalli, Luca Lo Schiavo, Florence Delestre. “Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail”. Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2007.
- [2] Catherine Waddams Price, Bitten Brigham, Lin Fitzgerald. “Service Quality In Regulated Monopolies”. Journal compilation CIRIEC 2008.
- [3] Lester C. Hunt, Colin Robinson, “Energy in a competitive market: Essays in honour of Colin Robinson”. University of Pennsylvania Press, 2003.
- [4] John R. LOWEN. “Quality Aspects”. Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC, 2000.
- [5] Cristian J. Gutiérrez Herrera, “Confiabilidad Económica de Sistemas de Distribución Primaria Vía Algoritmo Genético, Un Motor para el Incentivo a la Calidad”. Informe de Memoria de Título, para optar al Título de Ingeniero Civil Eléctrico. Universidad de Concepción. Enero 2010.
- [6] Brown, R.E., Marshall, M.W. “Microeconomic examination of distribution reliability targets”. Power Engineering Society Winter Meeting, *IEEE Transactions*, Volumen 1 págs. 58 - 65 vol. Febrero 2001.
- [7] Goel, L. Billinton, R. “Determination of reliability worth for distribution system planning”. *Power Delivery, IEEE Transactions*, Volumen 9, N° 3, págs. 1577 - 1583 . Julio 1994.
- [8] A. A. Chowdhury, *Senior Member*, “Distribution System Risk Assessment Based on Historical Reliability Performance”. *IEEE Electro Information Technology*. 2005.
- [9] Virendra Ajodhia. “Integrated Price and Reliability Regulation: The European Experience”. Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES. Volumen 2, págs. 710 - 715 . Octubre 2002.
- [10] Raineri, R., Rudnick, H., "Análisis de normativas de calidad de servicio para empresas distribuidoras". Documento de Trabajo No 1/97, Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería. Departamento Ingeniería de Sistemas. 1996.
- [11] Rudnick, H., Mocárquer, S., Cerda, S., "Propuestas sobre sanciones y multas en el mercado

- eléctrico chileno", Revista de Derecho Administrativo Económico N° 14, págs. 35 - 51, 2005
- [12] Sumper, A. Sudrià, R. Ramirez, R. Villafáfila¹, Mircea Chindris. “Índices de continuidad en redes de distribución y su mejora,” *9º Congreso HISPANO LUSO Ingeniería Eléctrica (9CHLIE)*.
- [13] Fernando A. Letelier Bravo. “Un Modelo para Incentivar la Calidad en Sistemas de Distribución Eléctrica”. Informe de Memoria de Título para optar al Título de Ingeniero Civil Eléctrico. Universidad de Concepción. Mayo 2009.
- [14] London Economics en asociación con el Profesor Jarmo Partanen. “Incentive Proposals for Quality of Service Measures in Finnish Electricity Distribution”. Noviembre 2006.
- [15] R. Lopez, J. M. Glachant and Y. Perez, “A theoretical framework for Quality Regulation in Electricity Distribution”. *5th Conference on the European Electricity Market*. Lisbon, Portugal, 2008.
- [16] Arriagada, A. "Evaluación de confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución". Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería. Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago, 1994.
- [17] Gregorio San Martín, Fernando Fuentes, Gastón Held. “Estudio, Análisis y Aplicación del Concepto de Empresa Modelo en los Procesos de Tarificación de Servicios Sanitarios, Eléctricos y de Telecomunicaciones”. Abril 2001.
- [18] Germán Lillo Mierzejewski. “Calidad Incitativa en Sistemas de Distribución”. Informe de Memoria de Título para optar al Título de Ingeniero Civil Eléctrico. Universidad de Concepción. Octubre 2009.
- [19] Ricardo Baeza G., José Rodríguez P., Juan L. Hernández S. “Evaluación De Confiabilidad de Sistemas de Distribución Eléctrica en Desregulación”. *Revista Facultad de Ingeniería, U.T.A. (Chile)*, Vol. 11 N°1, págs. 33-39. 2003.
- [20] Hugh Rudnick, Alberto Orlandini, Sergio Hudson. “Empresas Modelo para la Regulación y Fijación de Precios en Sectores Eléctrico, Sanitario y Telecomunicaciones”. Pontificia Universidad Católica de Chile. Mayo de 2008.
- [21] V.S. Ajodhia. “Regulating Beyond Price: Integrated price-quality regulation fot electricity distribution networks”. 2005.

- [22] Juan Rivier Abbad. “Calidad del servicio. Regulación y Optimización de Inversiones”. Tesis doctoral. Universidad Pontificia Comillas De Madrid, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Departamento de Electrotecnia y Sistemas. Madrid 1999.
- [23] Doeg Rodríguez Sanabria. “Comparative Framework for Service Reliability in Electric Distribution Systems”. Tesis para completar grado de Master de Ciencias en Ingeniería Eléctrica. Universidad de Puerto Rico. 2005.
- [24] Hugh Rudnick, Sebastian Mocarquer. “Benchmark regulation and efficiency of electricity distribution: strengths and weaknesses”. Power Engineering Society General Meeting. Junio, 2007.
- [25] Grupo de investigación, Desarrollo e innovación (I+D+i) en Sistemas Eléctricos y Electrónicos de Potencia de la Universidad de Extremadura. Badajoz. España. “Calidad de servicio en un sistema eléctrico de potencia”.
- [26] Satu Viljainen. “Regulation Design In The Electricity Distribution Sector – Theory And Practice”. Tesis para optar al grado de doctorado en ciencias (tecnología). Lappeenranta University of Technology, Lappeenranta, Finland. 2005.
- [27] Ana C. Neira V., Guillermo A. Matas T. “Revisión de los Indicadores de Calidad de Servicio Eléctrico”. Universidad Simón Bolívar. Venezuela, 2005.
- [28] Jaime Guillermo Venegas Castro. “Metodología de Evaluación de Costo de Falla en Sistemas Eléctricos”. Memoria para optar al Título de Ing. Civil de Industrias con mención Electricidad. Santiago, 1994.
- [29] R. Billinton y R. N. Allan, “Reliability Evaluation of Power Systems”. Pitman Advanced Publishing Program. 1994.
- [30] Council of European Energy Regulators (CEER), Working Group on Quality of Electricity Supply. “Quality Of Electricity Supply: Initial Benchmarking On Actual Levels, Standards And Regulatory Strategies”. Abril 2001.
- [31] Council of European Energy Regulators (CEER), Working Group on Quality of Electricity Supply. “Third Benchmarking Report On Quality Of Electricity Supply”. Diciembre 2005.
- [32] Council of European Energy Regulators (CEER), Working Group on Quality of Electricity Supply. “4th Benchmarking Report On Quality Of Electricity Supply”. Diciembre 2008.

- [33] IEEE Power Engineering Society. “IEEE Trial-Use Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices”. *IEEE STD 1366-1 998*. April 1999, New York.
- [34] IEEE Power Engineering Society. “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices”. *IEEE STD 1366-2001*. Marzo 2001.
- [35] IEEE Power Engineering Society. “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices”. *IEEE STD 1366-2003*. Diciembre 2003.
- [36] Henryk Markiewicz & Antoni Klajn. “Voltage Characteristics in Public Distribution Systems” *Standard EN 50160*. Wroclaw University of Technology. July 2004.
- [37] Ministerio de Minería. Decreto Supremo N° 327: “Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos”. Chile, Septiembre 1998.
- [38] Comisión Nacional de Energía de Chile. “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio”. Chile, Octubre 2009.
- [39] Ministerio de Economía, Fomento Y Reconstrucción, Subsecretaría de Economía, Fomento Y Reconstrucción. Decreto Con Fuerza De Ley N° 4 “Fija Texto Refundido, Coordinado Y Sistematizado del Decreto Con Fuerza De Ley N° 1, De Minería, De 1982, Ley General De Servicios Eléctricos, En Materia De Energía Eléctrica”. Última Revisión Febrero 2010.
- [40] Página Web de La Comisión Nacional de Energía (CNE) de Chile. <http://www.cne.cl/cnewww/opencms/index.html>
- [41] Página Web de la Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A., ELECDA, miembro del Grupo CGE. <http://www.elecda.cl/>.
- [42] Página Web de la Compañía Chilena de Electricidad Ltda., CHILECTRA. <http://www.chilectra.cl>.
- [43] Hugh Rudnick and Jorge A. Donoso. “Integration of Price Cap and Yardstick Competition Schemes in Electrical Distribution Regulation”. *IEEE Transactions On Power Systems*, Vol. 15, No. 4, Noviembre del 2000.
- [44] Página Web del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) de Argentina. <http://electric.mecon.ar/enre>.
- [45] Daniel Mugerza, Ernesto Kersberg, Rodrigo A. Fernández. “Valor de la Confiabilidad en el

- Sistema Eléctrico, La Discusión Metodológica para su Determinación.” *Documento CEARE 01-03*. Junio 2003.
- [46] Claudio Lara Cortés, Economista y Académico ELAP. “La Maldición de la Electricidad en Chile: Tarifas y Suministro”. Universidad ARCIS. Agosto del 2010.
- [47] Comisión Nacional de Energía, Gobierno de Chile. “La Regulación del Segmento Distribución en Chile”. Santiago de Chile, Junio del 2006.
- [48] Comisión Nacional de Energía, Gobierno de Chile. Documentos Técnicos para la Elaboración del “Estudio Para el Cálculo de las Componentes del Valor Agregado de Distribución; Cuadrienio Noviembre 2008- Noviembre 2012” y del “Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”. Santiago de Chile, Marzo de 2008.



Anexo A. Normativa Chilena

A.1. Decreto Supremo N°327

TITULO VI: CALIDAD DE SERVICIO Y PRECIOS

CAPITULO 1: CRITERIOS GENERALES

Artículo 222, declara:

“La calidad de servicio es el conjunto de propiedades y estándares normales que, conforme a la ley y el reglamento, son inherentes a la actividad de distribución de electricidad concesionada, y constituyen las condiciones bajo las cuales dicha actividad debe desarrollarse.

La calidad de servicio incluye, entre otros, los siguientes parámetros:

- a) Las normas y condiciones que establezcan los decretos de concesión;
- b) La seguridad de las instalaciones y de su operación, y el mantenimiento de las mismas;
- c) La satisfacción oportuna de las solicitudes de servicio, en los términos y condiciones establecidos en este reglamento;
- d) La correcta medición y facturación de los servicios prestados, y el oportuno envío a los usuarios y clientes;
- e) El cumplimiento de los plazos de reposición de suministro;
- f) La oportuna atención y corrección de situaciones de emergencia, interrupciones de suministro, accidentes y otros imprevistos;
- g) La utilización de adecuados sistemas de atención e información a los usuarios y clientes;
- h) La continuidad del servicio; e
- i) Los estándares de calidad del suministro”.

Artículo 223, declara:

La calidad del suministro es el conjunto de parámetros físicos y técnicos que, conforme a este reglamento y las normas técnicas pertinentes, debe cumplir el producto electricidad. Dichos parámetros son, entre otros, tensión, frecuencia y disponibilidad.

Artículo 227, declara:

“La calidad de suministro deberá ser evaluada. La evaluación se realizará separadamente en los sistemas de generación, transporte, distribución, y en los propios del consumidor final. Las mediciones de calidad se efectuarán bajo las siguientes dos modalidades:

- a) En un punto específico de la red, para determinar el nivel de calidad del suministro entregado al usuario; y
- b) En un conjunto de puntos de la red o de usuarios, seleccionados de acuerdo a procedimientos estadísticos y al programa y metodología que determine la Superintendencia. Esta medición determinará la calidad global de suministro, considerando el nivel promedio de los parámetros de calidad de suministro y su distribución probabilística. En este caso, la evaluación de la calidad de suministro sólo podrá efectuarse en forma coordinada entre el operador y el organismo habilitado para realizar la medición”.

Artículo 230, declara:

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 doce 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.

Artículo 231, declara:

“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 los aspectos de calidad de servicio que se indican en este reglamento y a cualquier otro que señale la Superintendencia....”

CAPITULO 2: CALIDAD DE SUMINISTRO

Artículo 243, parte a. declara:

La norma técnica fijará las magnitudes de la tensión nominal de 50 Hz. El proveedor del servicio deberá indicar explícitamente, a cada usuario, la tensión en el punto de conexión entre ambos, en adelante punto de conexión. Las variaciones u holguras permitidas de la tensión nominal en el punto de conexión, serán las siguientes:

- a) En Baja Tensión (BT) deberá estar dentro del rango de -7,5% a +7,5% durante el 95% del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro.
- b) En Media Tensión (MT) deberá estar dentro del rango -6,0% a +6,0% durante el 95% del tiempo de cualquiera semana del año o de siete días consecutivos de medición y registro.
- c) En Alta Tensión (AT):
 - c.1) Tensión nominal de 154 kV. y superiores.... rango de $\pm 5\%$ durante el 95% ...
 - c.2) Tensión nominal inferior a 154 kV .. . rango de $\pm 6\%$ durante el 95% ...

Artículos 245, declara:

“Durante cualquier período de doce meses, las interrupciones de suministro de duración superior a tres minutos, incluidas las interrupciones programadas, no deberán exceder los valores que se indican a continuación:

- a) En puntos de conexión a usuarios finales en baja tensión: 22 interrupciones, que no excedan, en conjunto, de 20 horas;
- b) En todo punto de conexión a usuarios finales en tensiones iguales a media tensión: 14 interrupciones, que no excedan, en conjunto, de 10 horas;
- c) En puntos de conexión a concesionarios de servicio público de distribución, la indisponibilidad aceptable en horas anuales será igual a la indisponibilidad aceptable de generación más la indisponibilidad aceptable de transmisión.

La indisponibilidad aceptable de generación, será establecida por la Comisión con motivo del programa de obras a que se refiere el artículo 272 de este reglamento.

La indisponibilidad aceptable de transmisión será la establecida por la Comisión para efectos del cálculo de factores de penalización, según se señala en el artículo 281.

Las interrupciones de suministro de duración inferior o igual a tres minutos, no deberán superar los límites que dictamine la norma técnica que al efecto establecerá el Ministerio, a proposición de la Comisión.”

Artículo 246, declara:

“Para efectos de la aplicación del literal b) del artículo 227, en lo que respecta al parámetro interrupciones de suministro en instalaciones de servicio público de distribución, se considerarán al menos los siguientes índices, sobre la base de valores promedio y su distribución probabilística, calculados en los términos que señale la norma técnica:

- a) Frecuencia media de interrupción por transformador, FMIT;
- b) Frecuencia media de interrupción por kVA, FMIK;
- c) Tiempo total de interrupción por transformador, TTIT;
- d) Tiempo total de interrupción por kVA, TTIK;

Los valores exigidos dependerán del área típica de distribución de que se trate y serán definidos por la Comisión con ocasión del cálculo de valores agregados de distribución. Para este efecto, los fijará en las bases del estudio de cada área típica a que se refiere el artículo 296, y serán exigibles a contar de la vigencia del decreto tarifario respectivo. En todo caso, los valores máximos para los parámetros mencionados, considerando sólo interrupciones internas de la red, deberán estar dentro de los rangos siguientes, con la probabilidad de ocurrencia que determine la norma técnica correspondiente:

- FMIT entre 5 y 7 veces al año;
- FMIK entre 3,5 y 5 veces al año;
- TTIT entre 22 y 28 horas al año;
- TTIK entre 13 y 18 horas al año”.

Modificación introducida por el Oficio 1438

Se entenderán como zonas rurales tipo 1, a aquellas comunas que cumplen simultáneamente con las siguientes dos condiciones:

Condición 1:

- Población total inferior a 70.000 habitantes;
- Población total mayor a 70.000 habitantes y relación entre viviendas urbanas y superficie total de la comuna, inferior a 350 viviendas/km² ($N^{\circ}\text{Viv.Urb./km}^2 < 350$).

Condición 2:

- Número de clientes de la empresa dentro de la comuna inferior a 10.000;
- Número de clientes de la empresa dentro de la comuna mayor a 10.000 y una relación entre la potencia total vendida y los kilómetros de línea de media tensión, inferior a 15 kW/km (kW/km MT <15).

Se entenderá como zonas rurales tipo 2 a aquellas zonas que cumplen con las condiciones establecidas para ser clasificada como zona rural tipo 1 y, adicionalmente, en forma simultánea, se cumplen las siguientes condiciones:

Condición 1: Ser suministradas por un alimentador, cuya longitud total, conectado a través de líneas de media tensión sea superior a 75 km. Además el Oficio N°677 de junio de 2008 agrega que dicho límite mínimo de 75 kilómetros no será aplicable a los territorio insulares.

Condición 2: Ser suministradas por un alimentador cuya relación entre la suma de las potencias de las subestaciones de distribución (transformación MT/BT), conectadas a dicho alimentador mediante líneas de media tensión y medida en kVA, respecto de la suma de las longitudes de esas mismas líneas de media tensión expresada en kilómetros, sea inferior a 50 kVA/ km.

Artículo 249, declara:

Las suspensiones temporales programadas no deberán superar, para ningún cliente, un período de 12 horas en doce meses, ni de 8 horas continuas en ninguna ocasión. En el caso de puntos de entrega a usuarios finales en tensión igual a media tensión, las suspensiones temporales programadas no deberán superar, para ningún cliente, un período de 8 horas en doce meses, ni de 6 horas continuas en ninguna ocasión. Para cumplir con esta norma se debería instalar un dispositivo especial en el empalme de cada cliente.

Artículo 294, declara:

Los precios a nivel de distribución se determinarán sobre la base del precio de nudo establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución del concesionario, y de un valor agregado por concepto de costos de distribución. El valor agregado por concepto de costos de distribución se basará en empresas modelo y considerará:

- a) Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo;
- b) Pérdidas medias de distribución en potencia y energía; y
- c) Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el VNR de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual.

Las pérdidas medias y los costos estándares de inversión, mantenimiento y operación, se calcularán suponiendo que todos los usuarios tienen factor de potencia igual a noventa y tres por ciento inductivo. Los valores agregados de distribución deberán calcularse para satisfacer la calidad de servicio que establece este reglamento.

Artículo 295, declara:

Para los efectos de calcular el valor agregado por concepto de distribución, la Comisión deberá establecer un determinado número de áreas de distribución típicas, para las cuales se calcularán las componentes de dicho valor indicadas en el artículo anterior, oyendo previamente a las empresas. Para la determinación de las áreas típicas, la Comisión podrá encargar un estudio para definir los parámetros de clasificación de las empresas o sectores de ellas. Este estudio podrá considerar, entre otros, índices de ruralidad, de densidad de población y de densidad de consumo. Para la aplicación de las tarifas de distribución se establecerá un conjunto de sectores de distribución que en total correspondan a todas las zonas en que existan concesionarios de servicio público de distribución. Cada empresa concesionaria, globalmente o dividida en sectores de distribución, deberá ser asignada a una o más áreas de distribución típicas, de manera que la asignación cubra totalmente su zona de concesión.

Artículo 296, declara:

La Comisión encargará un estudio de costos de las componentes señaladas en las letras a), b) y c) del artículo 294, para la o las empresas modelos asociadas a las áreas típicas. La o las empresas modelo serán definidas por la

Comisión en las bases del estudio de costos, que elaborará al efecto, considerando los siguientes supuestos:

- a) Que la empresa cumple los estándares de calidad de servicio exigidos en este reglamento;
- b) Que sus instalaciones se encuentran adaptadas a la demanda del momento del estudio;
- c) Que es eficiente en su política de inversiones y en la gestión; y
- d) Que opera en el país.

La Comisión acordará con las empresas concesionarias, una lista de empresas consultoras con las cuales los concesionarios de distribución, como conjunto o individualmente, podrán contratar el mismo estudio.

CAPITULO 3: PRECIOS

Artículo 304, declara:

“Si conforme al cálculo del artículo anterior, las tarifas básicas preliminares determinadas permiten al conjunto agregado de las instalaciones de distribución de las empresas concesionarias, obtener una tasa de rentabilidad económica, antes de impuestos a las utilidades, que no difiera en más de cuatro puntos de la tasa de actualización de 10% real anual, esto es, no superior a 14% ni inferior a 6% anual, los valores agregados ponderados que les dan origen, serán aceptados. En caso contrario, los valores deberán ser ajustados proporcionalmente, de modo de alcanzar el límite más próximo superior o inferior.

Artículo 312, declara:

“Se entiende por Valor Nuevo de Reemplazo o VNR de las instalaciones de distribución de una empresa concesionaria, el costo de renovar todas las obras, instalaciones y bienes físicos destinados a dar el servicio de distribución en las respectivas zonas de concesión, incluyendo los intereses intercalarios, los derechos, los gastos y las indemnizaciones pagadas para el establecimiento de las servidumbres utilizadas, los bienes intangibles y el capital de explotación.

Artículo 314, declara:

“El VNR de las instalaciones de distribución de cada empresa concesionaria se recalculará cada cuatro años, durante el año anterior al que corresponda fijar fórmulas tarifarias....

....La Superintendencia dispondrá de un plazo de tres meses a contar del 30 de junio, para fijar el VNR, para lo cual podrá aceptar o modificar el valor comunicado por las empresas....

...En caso de existir discrepancias, las empresas podrán solicitar la constitución de una comisión pericial, a quien corresponderá determinar el respectivo VNR”.

TITULO IX: DISPOSICIONES TRANSITORIAS

El Artículo 25º, letra “g”, declara:

“g) Zonas Rurales:

Para los efectos previstos en el artículo 247, son zonas rurales los sectores de distribución que en la fijación de valores agregados del año 1997 quedaron asignados al área 4 y aquellas que se encuentran a una distancia superior a 20 kilómetros de una subestación primaria de distribución.

Si a la fecha de entrada en vigencia de los artículos 243 y 245 no se hubieren dictado las normas específicas para zonas rurales, y en tanto ellas no se dicten, las holguras a que se hace referencia en dichos artículos se incrementarán en las zonas rurales, de acuerdo a lo siguiente:

g.1) en el artículo 243, en baja tensión, de 7,5% a 10%;

g.2) en el artículo 243, en media tensión, de 6,0% a 8%;

g.3) en el artículo 245 letra a), de 20 horas a 30 horas y de 22 interrupciones a 42 interrupciones; y

g.4) en el artículo 245 letra b), de 10 horas a 15 horas y de 14 interrupciones a 26 interrupciones.”

Artículo 327, declara:

En el caso de concesionarios de servicio público de distribución, toda infracción al artículo 222 será sancionada como deficiente calidad de servicio, conforme al reglamento de sanciones.

A.2. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

CAPÍTULO Nº1: Terminología y Exigencias Generales

TITULO 1-2. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

Artículo 1-5, declara:

24) Costo de Falla de Corta Duración: Costo que en promedio incurren los consumidores finales al verse interrumpido su abastecimiento eléctrico en forma súbita y sin previo aviso. Dicho costo varía según el tipo de cliente o consumidor afectado, la duración de la falta de suministro eléctrico y la profundidad de la interrupción. Se determina a partir del costo unitario de la ENS de corta duración, expresado en USD/MWh, y la cantidad de ENS.

TITULO 5-12 ESTANDARES DE CALIDAD DEL SUMINISTRO

Artículo 5-72, declara:

Para las Interrupciones de suministro cuyo origen corresponda a instalaciones de generación o transmisión, se determinará la frecuencia y el tiempo de interrupción total o parcial del suministro a Instalaciones de Clientes. Se considerará instalación afectada a toda Instalación de Conexión de Cliente o Instalación para Conexión de Cliente que sufra la interrupción o disminución del flujo a través de ésta como consecuencia de una salida de servicio de un elemento serie o en paralelo del Sistema de Transmisión o de una unidad generadora. A estos efectos, la DP deberá informar a los Coordinados, a los 15 días del mes siguiente, las salidas forzadas de las instalaciones de generación y transmisión de cada mes.

Artículo 5-73, declara:

“Las interrupciones deberán ser medidas por los índices de continuidad FMIK y TTIK resultantes de la operación realizada conforme a los criterios técnicos, económicos y de seguridad y calidad de servicio establecidos en la normativa vigente, definidos como:

$$FMIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVA_{fs_i}}{kVA_{inst}} \quad (0.1)$$

$$TTIK = \frac{\sum_{i=1}^n kVA_{fs_i} \cdot T_{fs_i}}{kVA_{inst}} \quad (0.2)$$

en donde,

kVA_{fs} : Potencia interrumpida en la Instalación de Conexión, expresada en [kVA].

kVA_{inst} : Es la Capacidad de la Instalación de Conexión, expresada en [kVA].

T_{fsi} : es el tiempo de duración de cada interrupción, y

n : Número de interrupciones en el período

Estos índices se deberán determinar en forma separada para interrupciones de más de tres minutos y para interrupciones menores e iguales a tres minutos, según origen de la interrupción, ya sea generación o transmisión y en forma separada cuando se trate de interrupciones por actuación de EDAC”.

Artículo 5-74, declara:

“Para cumplir con las disposiciones del presente título, la DP deberá mantener un registro con detalle mensual, debidamente actualizado, de la información estadística y el cálculo de los índices de indisponibilidad y continuidad señalados en los artículos precedente, en el sitio WEB del CDEC”.

CAPÍTULO N°6: Estudios para Programación de la Seguridad y Calidad de Servicio

TITULO 6-2: INFORMACION TECNICA DE INSTALACIONES Y EQUIPAMIENTOS

Artículo 6-14, declara:

“Los Coordinados deberán entregar a la DP, información relativa a la Calidad del Suministro y Calidad del Producto en sus respectivos puntos de conexión, de acuerdo a lo indicado en el Procedimiento DP “Informe Calidad de Suministro y Calidad de Producto”. La información a entregar comprenderá los índices asociados a la Calidad del Suministro y Calidad del Producto de los diferentes niveles de tensión, indicando los incumplimientos de los estándares y/o exigencias establecidas en la presente NT”.

Artículo 6-15, declara:

“Los Coordinados deberán mantener los registros detallados de las mediciones de cantidad, duración y profundidad de interrupciones, con el fin de informarla de acuerdo a lo indicado en los Procedimientos DO “Informes de Falla de Coordinados” y DP “Informes de Calidad de Suministro y Calidad Producto”. Los datos serán publicados a través de sitio WEB del CDEC”.

Artículo 6-16, declara:

“Los Coordinados elaborarán un Informe Mensual de Calidad del Suministro en conformidad con el Procedimiento DP “Informes de Calidad de Suministro y Calidad de Producto”. El informe deberá incluir para cada punto de conexión de Clientes al menos la siguiente información:

- Cantidad total de interrupciones del último mes.
- MVA totales interrumpidos el último mes.
- Duración total acumulada de las interrupciones del último mes.
- Índices de continuidad FMIK y TTIK del último mes.
- Índices de continuidad FMIK y TTIK acumulados para el último periodo de 12 meses.

TITULO 6-4: ESTUDIO DE CONTINUIDAD

Artículo 6-26, declara:

“La DP deberá realizar un Estudio de Continuidad con el objeto de determinar los índices de continuidad FMIK y TTIK referenciales del SI. La periodicidad del Estudio de Continuidad será al menos anual, para determinar los valores esperados de los índices, para un horizonte de operación de 12 meses. Los estudios deberán identificar esos indicadores en todos los Puntos de Conexión de las Instalaciones de Clientes”.

Artículo 6-27, declara:

“La DP deberá utilizar un modelo de confiabilidad para realizar cálculos de índices esperados Calidad del Suministro, debido a fallas esperadas, en las instalaciones de generación e instalaciones del Sistema de Transmisión, diseñando un método de cálculo apropiado para cumplir con ese objetivo”.

Artículo 6-28, declara:

“El Estudio de Continuidad deberá cumplir al menos con los siguientes requisitos:

- a) Representar adecuadamente las capacidades máximas de las unidades generadoras, los límites de las instalaciones de compensación activa y reactiva, los límites de tolerancia aceptados para las excursiones de la tensión en todas las barras del Sistema de Transmisión, la curva normalizada de duración anual de la demanda del SI y su apertura por barra del Sistema de Transmisión, y los índices de indisponibilidad programada y forzada aceptables en generación y transmisión”.
- b) Se analizarán todos los modos de falla que representen las desconexiones intempestivas de las instalaciones del SI para situaciones de operación con todos los elementos disponibles y con un Elemento Serie fuera de servicio por mantenimiento programado.
- c) Se determinará la probabilidad y frecuencia de falla en el abastecimiento de la demanda para cada barra y se realizará el cálculo de los índices de continuidad esperados, a nivel global y por barra”.

A.3. DFL N°4

Artículo 181°, declara:

“La estructura de los precios a nivel de distribución considerará los precios de nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, y del cargo único por concepto de uso del sistema de transmisión troncal...”

Artículo 182°, declara:

“El valor agregado por concepto de costos de distribución se basará en empresas modelo y considerará:

1. Costos fijos por concepto de gastos de administración, facturación y atención del usuario, independientes de su consumo;
2. Pérdidas medias de distribución en potencia y energía, y
3. Costos estándares de inversión, mantención y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada. Los costos anuales de inversión se calcularán considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, en adelante VNR, de instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real anual”.

Artículo 183°, declara:

Las componentes para cada área típica se calcularán sobre la base de un estudio de costos encargado a una empresa consultora por la Comisión. Dicho estudio de costos se basará en un supuesto de eficiencia en la política de inversiones y en la gestión de una empresa distribuidora operando en el país. Las empresas concesionarias de distribución, como conjunto o individualmente, podrán contratar el mismo estudio, aplicado a las mismas áreas de distribución típicas definidas anteriormente, a otra empresa consultora, elegida por ellas de entre una lista de empresas acordada con la Comisión. En este caso la Comisión podrá revisar el o los estudios encargados por las empresas, y efectuar con la conformidad previa de ellas, las correcciones a que dé lugar esta revisión. Si no se produjere acuerdo, primará el criterio de las empresas respecto de los valores obtenidos en el o los estudios encargados por ellas...

...La Comisión calculará para cada área el promedio aritmético ponderado de los valores agregados resultantes de los estudios de la Comisión y de las empresas a que se ha hecho referencia anteriormente. Los coeficientes de ponderación serán: dos tercios para los que resulten del estudio encargado por la Comisión y un tercio para los valores que resulten del estudio encargado por las empresas como conjunto, o para el promedio de los valores resultantes en los estudios encargados individualmente por las empresas, si los hubiera...”

Artículo 189°, declara:

“Antes de quince días del término del período de vigencia de las fórmulas tarifarias, la Comisión informará al Ministerio de Energía las fórmulas tarifarias para el período siguiente, acompañadas de un informe técnico”.

Anexo B. Datos

B.1 Sistema de Prueba

TABLA B.1 Función de daño al cliente por sector

Sector	Duración de la interrupción				
	1 min.	2 min.	1 hr.	4 hrs.	8 hrs.
Grandes Usuarios	1,005	1,508	2,225	3,968	8,240
Industrial	1,625	3,868	9,085	25,163	55,808
Comercial	0,381	2,969	8,552	3,317	83,008
Agrícola	0,060	0,343	0,649	2,064	4,120
Residencial	0,001	0,093	0,482	4,914	15,690
Gob. & inst.	0,044	0,369	1,492	6,558	26,040
Ofic. & emp.	4,778	9,878	2,065	68,830	119,160

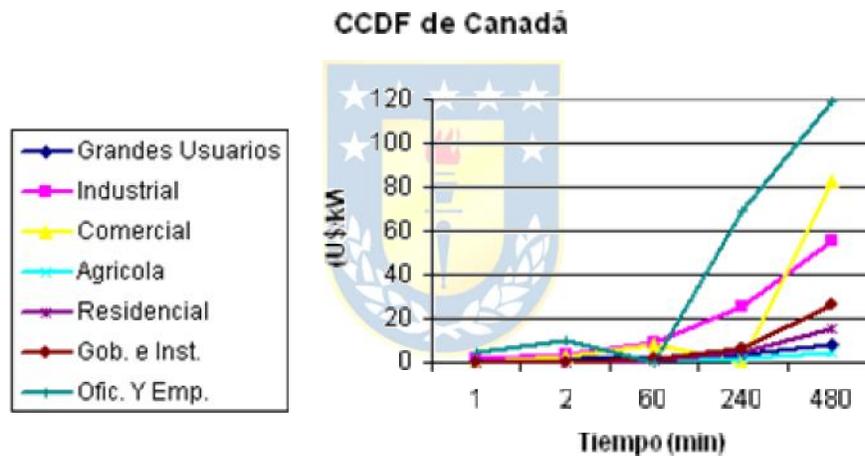


Figura B.1 Curvas de costos para datos Tabla B.1

TABLA B.2 Indicadores y costos para estado (0, 0, 1)

Pto. de Carga	[f/a]	U[h/a]	r[h/f]	CCDF [U\$/kW]	ECOST [U\$/a]	TOTEX [U\$]	SOTEX [U\$]
A	2,2	6	2,727	10,337	113.708		
B	2,2	6	2,727	10,337	90.966		
C	2,2	6	2,727	10,337	68.225		
D	2,2	6	2,727	10,337	45.483		
	SAIFI[f/a]	SAIDI[h/a]	CAIDI[h/f]				
Sistema	2,2	6	2,727	41,348	318.382	50.000	368.382

TABLA B.3 Indicadores y costos para estado (0, 1, 0)

Pto. de Carga	[f/a]	U[h/a]	r[h/f]	CCDF [USD/kW]	ECOST [USD/a]	TOTEX [USD]	SOTEX [USD]
A	2,2	2,10	0,955	3,541	38.947		
B	2,2	3,35	1,523	5,719	50.325		
C	2,2	5,00	2,273	8,591	56.701		
D	2,2	6,00	2,727	10,337	45.483		
	SAIFI[f/a]	SAIDI[h/a]	CAIDI[h/f]				
Sistema	2,2	3,760	1,709	28,187	191.456	3.000	194.456

TABLA B.4 Índices y Costos para estado (0, 1, 1)

Pto. de Carga	[f/a]	U[h/a]	r[h/f]	CCDF [USD/kW]	ECOST [USD/a]	TOTEX [USD]	SOTEX [USD]
A	2,2	2,100	0,955	3,5406	38.947		
B	2,2	2,350	1,068	3,9746	34.977		
C	2,2	2,750	1,250	4,6716	30.833		
D	2,2	2,100	0,955	3,5406	15.579		
	SAIFI[f/a]	SAIDI[h/a]	CAIDI[h/f]				
Sistema	2,2	2,318	1,054	15,727	120.335	53.000	173.335

TABLA B.5 Índices y Costos para estado (1, 0, 1)

Pto. de Carga	[f/a]	U[h/a]	r[h/f]	CCDF [USD/kW]	ECOST [USD/a]	TOTEX [USD]	SOTEX [USD]
A	1,00	3,600	3,600	13,798	68.988		
B	1,40	4,400	3,143	11,958	66.967		
C	1,20	4,000	3,333	12,716	45.777		
D	1,00	3,600	3,600	13,798	27.595		
	SAIFI[f/a]	SAIDI[h/a]	CAIDI[h/f]				
Sistema	1,00	3,600	3,600	13,798	68.988		

B.2 Alimentador CHILECTRA

TABLA B.6 Base de datos para el alimentador CHILECTRA. Parte a

N° Elemento	Nodo Inicial	Nodo Final	F s/n	M s/n	Descripción del Elemento	Tasa Falla f/año	Potencia kVA	T.R. hrs.	T.M. hrs.
1	1	2	n	n	Cable	0,00034376		30	0
2	2	3	n	n	Línea	0,00340100		5	1
3	3	4	n	n	cable	0,00365700		30	1
4	4	5	s	n	Transformador	0,00620000	100	200	10
5	4	6	n	n	Línea	0,00680200		5	1
6	6	7	n	n	Cable	0,00365700		30	1
7	7	8	n	n	Línea	0,00680200		5	1
8	8	9	s	n	Transformador	0,00620000	150	200	10
9	8	10	n	n	Línea	0,00129240		5	1
10	10	11	s	n	Línea	0,00149400		5	1
11	11	12	s	n	Transformador	0,00620000	75	200	10
12	11	13	n	n	Línea	0,01587500		5	1
13	13	14	s	n	Transformador	0,00620000	75	200	10
14	10	15	n	n	Línea	0,04575000		5	1
15	15	16	s	n	Línea	0,00408100		5	1
16	16	17	s	n	Transformador	0,00620000	75	5	1
17	15	18	s	n	Línea	0,01201700		5	1
18	18	19	s	n	Transformador	0,00620000	150	200	10
19	15	20	n	n	Línea	0,00600000		5	1
20	20	21	s	n	Transformador	0,00620000	150	200	10
21	20	22	n	n	Línea	0,00181000		5	1
22	22	23	s	n	Línea	0,00793600		5	1
23	23	24	s	n	Transformador	0,00620000	75	200	10
24	22	25	n	n	Línea	0,00453500		5	1
25	25	26	s	n	Transformador	0,00620000	250	200	10
26	25	27	n	n	Línea	0,08616000		5	1
27	27	28	s	n	Transformador	0,00620000	75	200	5
28	27	29	n	n	Línea	0,00952300		5	1
29	29	30	n	n	Línea	0,00226700		5	1
30	30	31	s	n	Transformador	0,00620000	75	200	10
31	29	32	n	n	Línea	0,00226700		5	1
32	32	33	s	n	Línea	0,01269700		5	1
33	33	34	s	n	Transformador	0,00620000	150	200	10
34	32	35	n	n	Línea	0,00861600		5	1
35	35	36	s	n	Línea	0,00385500		0	0
36	36	37	s	n	Transformador	0,00620000	75	200	10
37	36	38	n	n	Línea	0,00861600		5	1
38	38	39	s	n	Transformador	0,00620000	75	200	10
39	35	40	n	n	Línea	0,02945000		5	1

TABLA B.7 Base de datos para el alimentador CHILECTRA. Parte b

N° Elemento	Nodo Inicial	Nodo Final	F s/n	M s/n	Descripción del Elemento	Tasa Falla f/año	Potencia kVA	T.R. hrs.	T.M. hrs.
40	40	41	s	n	Transformador	0,00620000	75	200	10
41	40	42	n	n	Línea	0,00294800		5	1
42	42	43	s	n	Línea	0,00226700		5	1
43	43	44	s	n	Transformador	0,00620000	150	200	10
44	43	45	n	n	Línea	0,00680200		5	1
45	45	46	n	n	Línea	0,00521500		5	1
46	46	47	s	n	Transformador	0,00620000	150	200	10
47	45	48	n	n	Línea	0,00748200		5	1
48	48	49	s	n	Transformador	0,00620000	75	200	10
49	48	50	n	n	Línea	0,01133670		5	1
50	50	51	s	n	Transformador	0,00620000	75	200	10
56	55	57	n	n	Línea	0,00521500		5	1
57	57	58	s	n	Transformador	0,00620000	45	200	10
58	54	59	n	s	Línea	0,00770900		5	1
59	59	60	s	n	Línea	0,02154000		5	1
60	60	61	s	n	Transformador	0,00620000	75	200	10
61	60	62	n	n	Línea	0,00907000		5	1
62	62	63	n	n	Línea	0,00408100		5	1
63	63	64	s	n	Línea	0,00498100		5	1
64	64	65	s	n	Transformador	0,00620000	150	200	10
65	62	66	s	n	Línea	0,01020000		5	1
66	66	67	s	n	Línea	0,00226700		5	1
67	67	68	s	n	Transformador	0,00620000	75	200	10
68	66	69	n	n	Línea	0,00861000		5	1
69	69	70	n	n	Línea	0,00634900		5	1
70	70	71	s	n	Transformador	0,00620000	150	5	1
71	69	78	n	n	Línea	0,02154000		5	1
72	69	72	n	n	Línea	0,02720000		5	1
73	72	73	s	n	Transformador	0,00620000	150	200	10
74	72	74	n	n	Línea	0,04535000		5	1
75	74	75	s	n	Línea	0,00793600		5	1
76	75	76	s	n	Transformador	0,00620000	150	200	10
77	74	77	n	s	Línea	0,00793600		5	1
78	78	79	s	n	Transformador	0,00620000	150	200	1
79	78	80	n	n	Línea	0,00294800		5	1
80	80	81	s	n	Línea	0,00952300		5	1
81	81	82	s	n	Transformador	0,00620000	150	200	10
82	59	83	n	n	Línea	0,00566880		5	1
83	83	84	n	n	Línea	0,00340100		5	1
84	84	85	n	s	Línea	0,00272100		5	1
85	85	86	n	n	Línea	0,00907000		5	1

TABLA B.8 Base de datos para el alimentador CHILECTRA. Parte c

N° Elemento	Nodo Inicial	Nodo Final	F s/n	M s/n	Descripción del Elemento	Tasa Falla f/año	Potencia kVA	T.R. hrs.	T.M. hrs.
86	86	87	n	n	Línea	0,02924500		5	1
87	87	88	s	n	Transformador	0,00620000	150	200	10
88	84	89	n	n	Línea	0,01587000		5	1
89	89	90	s	n	Transformador	0,00620000	150	200	10
90	89	91	n	n	Línea	0,01224400		5	1
91	91	92	s	n	Transformador	0,00620000	150	200	10
92	91	93	n	n	Línea	0,00907000		5	1
93	93	94	s	n	Línea	0,00793600		5	1
94	94	95	n	n	Línea	0,00266700		5	1
95	95	96	n	n	Línea	0,00907000		5	1
96	96	97	s	n	Transformador	0,00620000	45	200	10
97	95	98	s	n	Transformador	0,00590000	300	360	10
98	94	99	n	n	Línea	0,00226700		5	1
99	99	100	s	n	Transformador	0,00590000	300	360	10
100	94	101	n	n	Línea	0,00748200		5	10
101	101	102	s	n	Transformador	0,00620000	150	200	10
102	101	103	n	n	Línea	0,00294000		5	1
103	103	104	s	n	Transformador	0,00620000	150	200	10
104	103	105	n	n	Línea	0,00861000		5	1
105	105	106	s	n	Transformador	0,00590000	300	360	10
106	105	107	n	n	Línea	0,00589500		5	1
107	107	108	s	n	Transformador	0,00620000	150	200	10
108	93	109	n	n	Línea	0,00680200		5	10
109	109	110	s	n	Transformador	0,00620000	150	200	10
110	109	111	n	n	Línea	0,01972600		5	1
111	111	112	n	n	Línea	0,00272100		5	1
112	112	113	s	n	Transformador	0,00620000	150	200	10
113	111	114	n	n	Línea	0,00294800		5	1
114	114	115	s	n	Línea	0,00226700		5	1
115	115	116	s	n	Transformador	0,00620000	240	200	10
116	114	117	n	n	Línea	0,00566800		5	1
117	117	118	s	n	Línea	0,00226700		5	1
118	118	119	s	n	Transformador	0,00590000	300	360	10
119	118	120	s	n	Transformador	0,00590000	440	360	10
120	117	121	n	n	Línea	0,00113400		0	0
121	121	122	s	n	Transformador	0,00620000	150	200	10
122	121	123	n	n	Línea	0,00113400		5	1
123	123	124	n	n	Línea	0,00340100		5	1
124	124	125	s	n	Línea	0,00226700		5	1
125	125	126	s	n	Transformador	0,00620000	150	200	10
126	124	127	s	n	Línea	0,00204100		5	1

TABLA B.9 Base de datos para el alimentador CHILECTRA. Parte d

N° Elemento	Nodo Inicial	Nodo Final	F s/n	M s/n	Descripción del Elemento	Tasa Falla f/año	Potencia kVA	T.R. hrs.	T.M. hrs.
127	127	128	n	n	Línea	0,00453500		5	1
128	128	129	n	n	Línea	0,00226700		5	1
129	129	130	s	n	Línea	0,00113400		5	1
130	130	131	n	n	Transformador	0,00590000	300	360	10
131	129	132	n	n	Línea	0,00453500		5	1
132	132	133	s	n	Cable	0,00087768		30	1
133	133	134	s	n	Transformador	0,00590000	1.000	360	10
134	133	135	s	n	Transformador	0,00590000	1.000	360	10
135	132	135	n	n	Línea	0,00113400		5	1
136	135	136	s	n	Transformador	0,00620000	200	200	1
137	135	137	n	n	Línea	0,00113400		5	1
138	137	138	n	s	Aldutti	0,00610000		5	1
139	138	139	n	n	Cable	0,00087700		30	1
140	139	140	s	n	Transformador	0,00590000	1.000	360	1
141	139	141	s	n	Transformador	0,00590000	1.000	360	10
142	139	142	s	n	Transformador	0,00590000	1.000	360	10
143	139	143	s	n	Transformador	0,00590000	1.000	360	10
144	139	144	n	n	Cable	0,00255990		30	1
145	144	145	s	n	Transformador	0,00590000	400	360	10
146	144	146	s	n	Transformador	0,00590000	400	360	10
147	144	147	s	n	Transformador	0,00590000	400	360	10
148	137	148	n	n	Línea	0,00272100		5	1
149	148	149	n	s	Aldutti	0,00610000		5	1
150	149	150	n	n	Línea	0,00113400		5	1
151	150	151	n	n	Línea	0,00113400		5	1
152	151	152	n	n	Línea	0,00113400		5	1
153	152	153	n	s	Aldutti	0,00610000		5	1
154	153	154	n	n	Línea	0,00453500		5	1
155	154	155	n	n	Cable	0,00365700		5	1
156	155	156	n	n	Cable	0,00365700		30	1
157	156	157	s	n	Transformador	0,00590000	1.250	360	10
158	155	158	n	n	Cable	0,00087768		30	1
159	158	159	s	n	Transformador	0,00590000	1.250	360	10
160	154	160	n	n	Cable	0,00087768		30	1
161	160	161	n	n	Cable	0,00036570		30	1
162	161	162	s	n	Transformador	0,00590000	1.250	360	10
163	160	163	n	n	Cable	0,00036570		30	10
164	163	164	s	n	Transformador	0,00590000	1.500	360	10

*S: Sí hay fusible o desconectador

N: No hay fusible o desconectador