

# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



## FACULTAD DE INGENIERÍA DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

### Propuesta de estándares de suministro para una empresa de distribución de energía eléctrica

Que para obtener el Título de Ingeniero Eléctrico Electrónico.

Presentan:

María del Rosario Salazar Altamirano

Rosalba Santiago Mijangos



Director de tesis:

Ing. Augusto Octavio Hintze Valdez



## AGRADECIMIENTOS

Agradecemos especialmente el tiempo y dedicación del director de tesis Ing. Augusto Octavio Hintze Valdez, así como también a los profesores que hicieron las revisiones pertinentes, a todos quienes hicieron alguna aportación para la realización de este documento, y a la Universidad Nacional Autónoma de México por abrirnos sus puertas.

María del Rosario Salazar Altamirano  
Rosalba Santiago Mijangos

# ÍNDICE.

|                                                                              |           |
|------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>SINOPSIS</b>                                                              | <b>I</b>  |
| <b>INTRODUCCIÓN.</b>                                                         | <b>1</b>  |
| <b>I.</b> Antecedentes.                                                      | 1         |
| <b>II.</b> Objetivos.                                                        | 3         |
| <br>                                                                         |           |
| <b>1.  ASPECTOS GENERALES DEL SUMINISTRO.</b>                                | <b>4</b>  |
| <b>1.1.</b> El Servicio de Energía Eléctrica.                                | 4         |
| <b>1.2.</b> La Potencia Eléctrica como un Producto.                          | 8         |
| <b>1.3.</b> Relación Empresa Distribuidora – Clientes.                       | 9         |
| <b>1.4.</b> La Tarifa o el Costo del Servicio.                               | 11        |
| → Óptimo Socio-Económico.                                                    | 12        |
| → El Costo de las Interrupciones.                                            | 14        |
| <b>1.5.</b> La Eficiencia de una Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica. | 14        |
| <b>1.6.</b> El Suministro de Energía Eléctrica y su Calidad.                 | 15        |
| → Calidad de la Tensión.                                                     | 16        |
| <br>                                                                         |           |
| <b>2.  CALIDAD DEL SERVICIO.</b>                                             | <b>17</b> |
| <b>2.1.</b> La Calidad de la Potencia Eléctrica.                             | 17        |
| → Índices para la Calidad de la Potencia.                                    | 19        |
| <b>2.2.</b> Las Componentes de la Calidad del Servicio Eléctrico.            | 21        |
| → Aspectos Funcionales de un Sistema Eléctrico de Potencia.                  | 21        |

|           |                                                                       |           |
|-----------|-----------------------------------------------------------------------|-----------|
| 2.2.1.    | La Disponibilidad del Producto.                                       | 24        |
| →         | Interrupciones Sostenidas (ISs).                                      | 24        |
| 2.2.2.    | La Calidad de la Tensión.                                             | 27        |
| →         | Interrupciones Momentáneas (IMs).                                     | 27        |
| →         | Atenuaciones Temporales (Sags) en la Tensión.                         | 28        |
| 2.2.3.    | La Calidad de Atención.                                               | 29        |
| 2.3.      | ¿Cómo se Mide la Calidad?                                             | 31        |
| →         | Índices de Calidad.                                                   | 31        |
| 2.3.1.    | Índices de Confiabilidad Basados en los Clientes.                     | 33        |
| 2.3.2.    | Índices Basados en la Carga.                                          | 36        |
| 2.4.      | ¿Cómo se Premia o se Penaliza la Calidad?                             | 38        |
| →         | Costo de las Interrupciones de Suministro.                            | 39        |
| →         | Esquemas de Incentivos para la Regulación de la Calidad.              | 42        |
| <b>3.</b> | <b>CARACTERIZACIÓN DE LOS DISTURBIOS EN LA TENSIÓN DE SUMINISTRO.</b> | <b>45</b> |
| 3.1.      | ¿Qué Puede Fallar en el Suministro de la Energía Eléctrica?           | 45        |
| →         | Disturbios en el Sistema.                                             | 45        |
| →         | Disturbios por Sobretensiones Transitorias.                           | 46        |
| →         | Disturbios por Atenuaciones Temporales de Tensión.                    | 47        |
| →         | Interrupciones de Servicio.                                           | 49        |
| 3.2.      | Curvas de Caracterización.                                            | 49        |
| →         | Caracterización de las Sags y de las Interrupciones Momentáneas.      | 50        |
| →         | Estándares Industriales.                                              | 50        |
| →         | Detalles para la Caracterización.                                     | 54        |

|      |                                                                                                    |    |
|------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 3.3. | Ocurrencia de Sags en la Tensión.                                                                  | 56 |
| →    | Ubicación de la Falla.                                                                             | 57 |
| →    | Falla - Sag                                                                                        | 58 |
| 3.4. | Variables que Afectan los Índices de Confiabilidad.                                                | 59 |
| →    | Trombas y el Estado del Tiempo.                                                                    | 59 |
| →    | Exposición del Circuito y Densidad de la Carga.                                                    | 60 |
| →    | Configuración del Suministro.                                                                      | 60 |
| →    | Tensión.                                                                                           | 60 |
| 4.   | <b>REGULACIÓN DE LOS COMPONENTES DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO.</b>                         | 62 |
| →    | Instituciones Supervisoras.                                                                        | 62 |
| 4.1. | Necesidad de Supervisar.                                                                           | 63 |
| →    | Modelos Regulatorios                                                                               | 65 |
| 4.2. | Regulación de la Continuidad del Suministro.                                                       | 69 |
| 4.3. | Regulación de la Calidad de la Tensión.                                                            | 76 |
| 4.4. | Regulación de la Calidad Comercial.                                                                | 78 |
| 5.   | <b>ESTÁNDARES DE SUMINISTRO.</b>                                                                   | 83 |
| 5.1. | Características de la Electricidad Suministrada a los Clientes a Través de la Red de Distribución. | 83 |
| →    | Rango de Tensión del Suministro.                                                                   | 83 |
| →    | Fluctuaciones de Tensión.                                                                          | 86 |
| →    | Fluctuaciones Rápidas de la Tensión de Suministro.                                                 | 87 |
| →    | Atenuaciones Temporales de Tensión.                                                                | 89 |
| →    | Transitorios por Maniobras.                                                                        | 93 |

|                                                                  |                |
|------------------------------------------------------------------|----------------|
| → Diferencias de Tensión Entre Neutro y Tierra.                  | 95             |
| → Descargas Atmosféricas.                                        | 96             |
| → Tensiones por Fallas a Tierra.                                 | 98             |
| → Desequilibrio de las Tensiones.                                | 99             |
| → Corriente Directa.                                             | 102            |
| → Contenido de Armónicas en las Ondas de Tensión y de Corriente. | 103            |
| → Interarmónicas.                                                | 106            |
| → Señales por los Circuitos Principales.                         | 107            |
| → Confiabilidad de las Señales por los Circuitos Principales.    | 108            |
| → Ruido.                                                         | 109            |
| → Ranurado de la Onda de Tensión.                                | 110            |
| → Inyección de AT.                                               | 111            |
| → Disponibilidad de Suministro.                                  | 111            |
| → Niveles en la Capacidad de Suministro.                         | 116            |
| → Frecuencia de la Tensión de Suministro.                        | 117            |
| → Niveles de Campos Electromagnéticos.                           | 118            |
| <b>5.2. Estándares de Servicio Garantizados al Cliente.</b>      | <b>119</b>     |
| <br><b>6. CONCLUSIONES.</b>                                      | <br><b>122</b> |
| <br><b>REFERENCIAS.</b>                                          | <br><b>124</b> |

## **ANEXOS.**

|                 |                                                                    |     |
|-----------------|--------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>ANEXO 1.</b> | Los principales tipos de normas para la continuidad de suministro. | 125 |
| <b>ANEXO 2.</b> | Los efectos de continuidad de regulación del suministro.           | 126 |
| <b>ANEXO 3.</b> | La duración de interrupción por cliente por la sola interrupción.  | 127 |
| <b>ANEXO 4.</b> | Compromisos del servicio.                                          | 128 |
| <b>ANEXO 5.</b> | Número de interrupciones por cliente por año.                      | 131 |
| <b>ANEXO 6.</b> | La duración anual de interrupción.                                 | 132 |
| <b>ANEXO 7.</b> | Mejoramiento de normas.                                            | 133 |

## ÍNDICE DE FIGURAS.

|               |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |     |
|---------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figura # 1.1. | Nivel Óptimo de Calidad del Suministro.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 13  |
| Figura # 2.1. | La disponibilidad es un subconjunto de la confiabilidad y la confiabilidad es un subconjunto de la calidad de la potencia. La confiabilidad involucra las interrupciones y la disponibilidad implica la probabilidad de que se presenten interrupciones.                                                                                                                                                                                                                                                       | 17  |
| Figura # 2.2. | Problemas comunes de la calidad de la potencia. La calidad de la potencia perfecta corresponde a una tensión sinusoidal sin distorsión con la amplitud constante y la frecuencia constante. La mayoría de los aparatos eléctricos puede acomodar las perturbaciones ligeras en la calidad de la potencia, siendo algunos mucho más sensible que otros. Los servicios normalmente intentan mantener la calidad de tensión dentro de las tolerancias definidas en las normas de industria como ANSI, IEEE e IEC. | 18  |
| Figura # 2.3. | Relación entre Funciones de un Sistema Eléctrico de Potencia.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | 23  |
| Figura # 2.4. | Muestra una sag en la tensión que hizo que la tensión cayera aproximadamente al 45% de la tensión nominal durante 4.5 ciclos.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  | 29  |
| Figura # 2.5. | Función de Daño para Consumidores Industriales.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | 40  |
| Figura # 2.6. | La Interrupción Cuesta en Función de su Duración.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | 41  |
| Figura # 3.1. | Curva ITI que Muestra la Sensibilidad Típica del Equipo.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | 51  |
| Figura # 3.2. | Requerimientos para Sobreponerse a un Sag de la Tensión en la SEMI Comparados con la Curva ITI. (Curva SEMI de F47-0200, 1999).                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | 53  |
| Figura # 3.3. | Ubicación de la Falla y Área de Disturbio a Clientes Específicos.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | 57  |
| Figura # 3.4. | Ejemplo de un Sistema de Distribución Mostrando las Ubicaciones de las Fallas y su Impacto en un Cliente.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | 58  |
| Figura # 4.1. | Aspectos de la Regulación de la Calidad.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | 79  |
| Figura # 5.1. | Envolvente Tolerancia de Tensión para Computadoras                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | 95  |
| Figura # 5.2. | La presencia de armónicas pares en el lado de suministro es indicativa de cd en el lado de la carga de transformadores.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        | 104 |

## ÍNDICE DE TABLAS.

|              |                                                                                                           |     |
|--------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Tabla # 2.1. | Costo Promedio para la Interrupción por su Duración (\$).                                                 | 40  |
| Tabla # 2.2. | Costo Promedio para la Interrupción por kWh Anual y por Duración (\$).                                    | 41  |
| Tabla # 4.1. | Principales Factores de la Continuidad de Suministro en las Redes de Distribución.                        | 71  |
| Tabla # 4.2. | Promedio de la Duración Anual de las Interrupciones: Países que usan los Indicadores Cliente-Compensado.  | 73  |
| Tabla # 4.3. | Promedio Anual de la Duración de las Interrupciones: Países que usan los Indicadores Potencia-Compensada. | 73  |
| Tabla # 4.4. | Número Anual de Interrupciones por Cliente de BT: Países que usan el Indicador Cliente-Compensado.        | 74  |
| Tabla # 4.5. | La Calidad de Tensión: la Comparación de Regulación Actual.                                               | 77  |
| Tabla # 5.1. | Atenuaciones de Tensión (Sags) - Objetivo                                                                 | 92  |
| Tabla # 5.2. | Atenuaciones de Tensión (Sags) - Promedio                                                                 | 92  |
| Tabla # 5.3. | Disponibilidad de Suministro – Objetivo                                                                   | 114 |
| Tabla # 5.4. | Disponibilidad de Suministro – Promedio                                                                   | 114 |
| Tabla # 5.5. | Estándar de Control de Frecuencia de Operación Sistema                                                    | 118 |

## **SINOPSIS.**

El aspecto eléctrico que se ocupará este trabajo es el suministro en la distribución (con énfasis en la calidad de la tensión de suministro) de la energía ya que requiere gran atención para adecuarse a las necesidades actuales. Las características del suministro de energía eléctrica han cambiado drásticamente en la última década, y por esta y otras razones ha evolucionado a nivel mundial el servicio de energía eléctrica, tanto en los aspectos técnicos como en los de atención al cliente, a quien ya no se le considera como “usuario”.

En nuestro país es poco lo que se ha hecho para tener un servicio de energía eléctrica, con el que el cliente quede satisfecho y en donde además exista un órgano regulador o mediador, que vigile el cumplimiento adecuado de las obligaciones de las partes que integran esta actividad, la empresa distribuidora de energía eléctrica y su cliente, con reglas claras y específicas, ya que es muy corto el alcance del papel que en este momento juega la Comisión Reguladora de Energía (CRE), para cumplir este propósito.

Este trabajo lo que intenta es proporcionar un documento útil tanto para que las compañías distribuidoras establezcan sus estándares de suministro, como para que se informe adecuadamente a los clientes lo que se le exige, para tener un servicio de energía eléctrica eficiente y acorde con la tecnología actual. Esto se logrará definiendo o caracterizando los incidentes que interrumpen el suministro de energía eléctrica, de que manera lo hacen y que se requiere hacer para evitar o minimizar sus efectos. Partiendo de la información que se tiene y que se ha hecho, tanto en nuestro país como en otros países.

### **PROCEDIMIENTO:**

Para mejorar el suministro de energía eléctrica y adecuarlo a la demanda actual, es posible y necesario reestructurar las empresas del sector para mejorar su eficiencia, esto puede lograrse de diversas formas, por ejemplo introduciendo el concepto de los sistemas de calidad, la reingeniería de procesos, incorporar tecnologías económicas y eficientes que permitan ofrecer un mejor servicio a los clientes y mejorar la toma de decisiones. Y de manera muy importante mediante la creación de normas o estándares que fijen los requerimientos mínimos para tener energía eléctrica de calidad, se impongan penalizaciones y bonificaciones cuando la calidad del servicio y la atención que se preste a los clientes estén dentro del rango de los estándares propuestos.

Para llegar a la creación e imposición de estándares de calidad del servicio, para los aspectos técnicos y también para la atención al cliente, debido a que se le ha llegado a considerar un producto de alto consumo a la energía eléctrica; es necesario hacer estudios muy específicos con el propósito de identificar los problemas más controlables desde el punto de vista técnico y tecnológico por las compañías distribuidoras para mejorar la calidad de la energía que suministran. El procedimiento que seguiremos es el siguiente:

- Identificar y describir los aspectos en los que un estudio debe basarse para normalizar o estandarizar el suministro de energía eléctrica.
- Revisar las propuestas o avances en calidad de energía eléctrica. Así como identificar cada uno de sus componentes.
- Identificar a los agentes que supervisan o regulan el cumplimiento de los estándares de calidad de energía eléctrica, y cómo lo hacen.
- Recopilación y análisis de los datos estadísticos más relevantes de otros países en donde se han dado avances más importantes en el tema.
- Caracterizar los incidentes que provocan fallas o interrupciones de suministro.
- Finalmente fijar requerimientos mínimos, o proponer límites para desarrollar eficientemente esta actividad, en los aspectos técnicos más importantes y en la atención brindada al cliente.

#### RESULTADOS ESPERADOS:

- Localizar y explicar los incidentes más importantes que deben controlarse para mejorar la calidad de suministro eléctrico.
- Conformar una propuesta de estándares de suministro eléctrico adecuada para el futuro cercano del país.

## INTRODUCCIÓN.

### ANTECEDENTES.

La energía eléctrica ha dejado de ser un artículo de lujo, para convertirse en uno de primera necesidad. No se puede concebir la vida moderna sin el servicio de energía eléctrica en los hogares, en los comercios o en la industria. Cada día es más necesario que el servicio de distribución de energía eléctrica sea de mejor calidad, los usuarios están exigiendo que haya menos interrupciones, que no se tengan variaciones de tensión, y cada día más clientes demandan que la atención personal que brinda la empresa distribuidora sea más profesional. Los gobiernos por su parte están estructurando organismos dedicados a la supervisión de las actividades y procesos de las empresas distribuidoras para verificar que los procesos internos de las empresas se realicen con eficiencia y que la calidad y la atención que proporcionan a los clientes, va de acuerdo con la tarifa que pagan por ello.

De tal manera la energía eléctrica se ha convertido en un “producto” que las empresas distribuidoras adquieren en bloque de las empresas transmisoras y/o generadoras y, a través de las unidades comercializadoras, lo transportan hasta los sitios de utilización donde se vende a los consumidores, que antes se les llamaba “usuarios” y ahora se les denomina como “clientes”, en los mercados eléctricos internacionales.

Un aspecto muy importante de la energía eléctrica y su utilización formando una mancuerna muy especial, es un elemento que no se puede almacenar, por lo tanto, en el momento que la requiera el cliente hay que producirla, transportarla, acondicionarla y entregarla. El cliente desea tenerla disponible las veinticuatro horas del día, los trescientos sesenta y cinco días del año, con la magnitud de la tensión y frecuencia del sistema nominales; esto no puede ser posible por la propia naturaleza del sistema: cuando una carga aumenta, la tensión y la frecuencia bajan, las empresas que proporcionan el servicio tienen que regularla. Estos dos ejemplos representan problemas que posiblemente sean los menos complicados de resolver.

Para su distribución la energía eléctrica debe llevarse en conductores aislados, unos de otros (no forrados o con recubrimiento necesariamente), primero en media tensión y luego, en la inmensa mayoría de los casos, es necesario bajar la tensión para que sea utilizada; si el aislamiento se llega a perder, se presenta lo que conocemos como corto circuito, o en general, como una falla, lo que provoca la desconexión del circuito y a la interrupción del servicio con los inconvenientes para todos conocidos.

El aislamiento de los conductores está expuesto a diversos incidentes: conductores caídos por accidentes de vehículos que se impactan contra los postes, ramas de árboles y otros objetos no identificados que caen sobre las líneas, descargas atmosféricas que inciden en los conductores o cerca de ellos y alcanzan a romper el aislamiento de los conductores o hace fallar algún elemento de protección; como ejemplo de esto último se tiene la operación de fusibles de transformadores que operan con corrientes producidas por descargas atmosféricas, y dejan sin energía a varios clientes hasta que llega personal a cambiarlo.

En cuanto a la carga en el sistema, las cargas no lineales toman corrientes deformadas que dependiendo de la fortaleza del sistema pueden llegar a deformar también a la tensión, afectando así a otros clientes vecinos, este fenómeno conocido como inyección de armónicas afecta al “producto”. Otras cargas pulsantes como las que toman las soldadoras en baja tensión o los hornos de arco en alta tensión, requieren filtros que atenúen el efecto que producen en el sistema, como tensiones deformadas o parpadeo (flicker). En algunas ocasiones las señales de comunicación a frecuencias más altas se introducen en los conductores produciendo ruido eléctrico que puede provocar la pérdida de la calidad de la onda. Estos y otros fenómenos que mencionaremos a lo largo del trabajo alteran la forma de la onda sinusoidal que originalmente se produjo en las plantas generadoras, y que en el camino al sitio de utilización es contaminada.

Actualmente las empresas distribuidoras de energía eléctrica llevan estadísticas de las fallas y de sus causas, sin embargo, todavía es necesario realizar mucho trabajo e invertir una importante cantidad de recursos para obtener toda la información necesaria y poder determinar con muy buena precisión como se afecta el servicio por estas fallas. En este renglón el trabajo está por venir.

En fin, existen muchas condiciones que hacen que el servicio no pueda estar disponible para el cliente durante algunos minutos, horas y algunas veces días cada año. Como a la mayoría de los clientes no conocen o no les interesa conocer, todos estos aspectos (generalmente al cliente solamente le interesa que haya energía) es necesario que las empresas dejen muy claro, en el momento de establecer un contrato, que el servicio que van a proporcionar tiene esos inconvenientes, y que el cliente, una vez enterado, está de acuerdo en que así sea el servicio. Además, como existen situaciones en que los fenómenos que presenta el producto pueden dañar a los equipos de los clientes, es necesario que éstos estén suficientemente protegidos para evitar que dichos fenómenos los dañen, esto también debe quedar muy claro en el convenio que establecen el vendedor y el cliente.

## OBJETIVOS.

Este trabajo intenta dar primero, una idea general de los diversos incidentes que pueden dejar sin servicio eléctrico a los clientes o hacer que el producto pierda calidad y que hacen las empresas distribuidoras de energía eléctrica para evitarlos o para atenuar el impacto que estos incidentes tienen sobre los clientes, y segundo, proporcionar una guía para que las empresas de distribución en México establezcan sus estándares de servicio, así como una serie de datos útiles para que los clientes estén advertidos y tomen las medidas de protección, para que el producto no dañe sus equipos e instalaciones. Creemos que un documento similar a este se le debe proporcionar a cada uno de los clientes en el momento de firmar el convenio de compra del servicio para evitar posteriormente fricciones molestas.

Una vez establecidos los estándares que una empresa puede ofrecer actualmente, el organismo regulador debe compararlos con otras empresas y tomar las medidas necesarias para que la empresa proporcione la energía eléctrica de una calidad de acuerdo al precio que los clientes pagan por ella. Estas medidas deben considerar que la empresa debe ser eficiente, y financieramente saludable, que le permita ir mejorando el servicio hasta lograr estar dentro de la normativa internacional. Se reconoce que es una tarea nada fácil, que la comparación tiene que considerar muchos factores, pero éstos tienen que ser superados para que juntos, las empresas y los clientes logren proporcionar unos y retribuir lo justo a los otros, un servicio de calidad mundial.

Como en muchos países los organismos reguladores han establecido estándares de servicio mínimos y se espera que en México, en un futuro próximo, también se ejerza esa atribución, esperamos que este trabajo aporte su granito de arena en el proceso de determinar cuales pueden ser los estándares que se supervisen y al igual que en otros países, se impongan penalizaciones y bonificaciones cuando la calidad del servicio y la atención que se preste a los clientes este dentro del rango de los estándares propuestos.

## **1. ASPECTOS GENERALES DEL SUMINISTRO.**

En este capítulo trataremos de mostrar un panorama del entorno en que se presenta el problema de la calidad del servicio de energía eléctrica. La sociedad moderna está cada vez más digitalizada, lo que implica, que los clientes la están exigiendo, una mejor calidad de la energía eléctrica. En el mundo de las empresas distribuidoras y de las entidades encargadas de regularlas se habla de costo y eficiencia, tarifas justas para calidades adecuadas y la tendencia es hacia considerar que la calidad del servicio se puede ver desde tres puntos complementarios: la calidad de la atención, la disponibilidad, y la calidad de la onda de tensión. Algunas de estas partes se pueden ofrecer como garantizadas pues están dentro del alcance humano el resolverlas, pero las otras como la disponibilidad y la calidad la tensión están sujetas a una diversidad de factores que es necesario discutir. Algunas veces gracias a las estadísticas, las empresas pueden ofrecer valores mínimos y en otras, ofrecer atención inmediata cuando los problemas se presenten.

### **1.1. EL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

El crecimiento económico de un país está determinado por la evolución de todos los sectores de la industria, y estos a su vez están ligados al desarrollo tecnológico de la industria eléctrica y a su estructura de aprovisionamiento de materias primas. Actualmente existe en el mundo un proceso generalizado de cambios en la regulación de los sistemas de energía eléctrica, después de dos décadas de desregularización del sector a escala mundial, en el sistema se ha impactado más en la generación y se ha creado un mercado para comprar y vender energía y con el propósito de mejorar su eficiencia se han abierto mecanismos de competencia.

Sin embargo en México, de acuerdo con el artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.

El transporte y la distribución de la energía eléctrica constituyen un monopolio natural. La distribución es la etapa que tiene mayor impacto con los clientes ya que las fallas en este sistema implican generalmente problemas con la industria, el comercio y las residencias.

Sin embargo, se reconoce que el problema, puede tener consecuencias de menor gravedad por el número de afectados, que las que presenta una falla en la transmisión o en la generación, que resulta en costos económicos muy elevados. La regulación en la generación y transporte está más o menos cubierta en el aspecto de confiabilidad, más no del todo en la calidad de la tensión. No obstante, es en la distribución de energía eléctrica donde actualmente es necesario establecer las bases para una buena regulación.

Entonces es posible y necesario reestructurar a las empresas del sector para mejorar su eficiencia, esto se puede lograr de diversas formas, introduciendo, por ejemplo, conceptos de los sistemas de calidad, de la reingeniería de procesos, incorporar tecnologías económicas y eficientes que permitan ofrecer un mejor servicio a los clientes y mejorar la toma de decisiones.

En los siguientes párrafos describiremos los problemas propios de un sistema eléctrico, que justifican el trabajo mencionado en el párrafo anterior.

El suministro de energía eléctrica puede verse afectado por el diseño y la configuración de la infraestructura de la red de la empresa, por ejemplo, pocos o mal ubicados los apartarrayos, alimentadores radiales con pocas o nulas posibilidades de respaldo, etc., y por la operación normal del sistema diseñado para mantener la tensión dentro de un cierto rango.

En los sistemas de distribución se tiene instalado equipo de regulación de la tensión para compensar los efectos de las variaciones diarias de tensión debidos a las variaciones en la carga del sistema. Sin este equipo, la tensión se podría abatir hasta valores inaceptables durante el periodo de carga máxima y podría llegar a ser excesivamente alto en las horas de carga baja. El equipo de regulación de la tensión en la red está diseñado para mantener la tensión en estado estable dentro de un rango definido. Sin embargo, se presentan algunas fluctuaciones de corta duración durante la operación normal de la red.

Ocasionalmente, el equipo en la infraestructura de la red falla; con más frecuencia, el daño en el equipo lo originan ramas o árboles que caen sobre las líneas de distribución, vehículos que chocan contra los postes, vientos fuertes que llegan a tirar las líneas, y aún pájaros o animales que dañan las líneas. Cada uno de estos eventos provoca que se presente una falla. Muchas de estas fallas – particularmente aquellas que involucran árboles y alimentadores aéreos – son transitorias por naturaleza, causando la interrupción del suministro solamente por varios segundos, debido a que el suministro se restablece automáticamente mediante un dispositivo de recierre.

Las fallas eléctricas pueden ser causa de la interrupción del suministro, o de un alejamiento del estado estable. La red contiene mecanismos para interrumpir corrientes de falla y transferir la carga de tal manera que en muchos casos proporciona una segunda trayectoria a otra fuente de suministro. Cuando ocurre una falla, puede haber un repentino incremento o decremento de tensión, y también puede haber disturbios extremadamente cortos debido al inicio de la falla, o a la interrupción de la corriente de falla mediante un dispositivo de protección. Esa parte de la red, donde ocurre la falla, se debe aislar. Si se tiene una trayectoria de alimentación alterna disponible, se debe utilizar, pero si no se tiene, el suministro eléctrico será interrumpido hasta que se haga la reparación física o el reemplazo de las partes dañadas.

La variación del suministro es una característica inaceptable de la distribución. Muchos usuarios de la energía eléctrica notarán esta variación pero se pueden ver o no adversamente afectados por ella.

Sin embargo, los clientes que poseen o intentan adquirir equipo eléctricamente sensible y que puede sufrir pérdida o daño por la variación del suministro se debe asegurar que sus equipos tienen interconstruido un circuito que proporcione una inmunidad adecuada y que su instalación eléctrica tiene suficientes dispositivos de protección para mitigar los efectos de los disturbios en la tensión que ocurrirán inevitablemente debido a causas relacionadas con la generación, transmisión, distribución, condiciones ambientales o la carga de los clientes.

La ubicación del cliente tiene un efecto importante en las interrupciones de suministro y en algunos aspectos de la calidad del suministro. En áreas con edificios altos (centros de ciudades y suburbios), es generalmente posible restablecer el suministro a través de circuitos alternos cuando se daña parte de la red. En algunas áreas rurales, esto no es siempre posible, así que el suministro quedará interrumpido hasta que el daño sea reparado. Las reparaciones pueden llevarse más tiempo en las áreas remotas debido al tiempo que toma llegar hasta las partes dañadas.

Y cuando se tienen líneas aéreas, hay más probabilidades de que el suministro sea variable. Los alimentadores aéreos son más vulnerables a daños por vientos, descargas atmosféricas, árboles caídos, interferencias electromagnéticas, etc.

Considerando también que para seccionar la línea, como para realizar las reparaciones el tiempo de viaje a las partes alejadas de la red con frecuencia se prolonga debido a las distancias que se deben recorrer. En el campo, se tienen más líneas y ramales aéreos (en las zonas urbanas, hay muchas parte subterráneas) y éstas son más susceptibles a daños por vientos, rayos, árboles

caídos, etc.

Además, entre mayor es la distancia a la subestación más cercana y al punto de conexión del cliente, mayor será la resistencia al flujo de la energía eléctrica. Esta se conoce como “impedancia del sistema”. A medida que la impedancia se incrementa, se intensifican los efectos de las fluctuaciones de la carga y de las corrientes armónicas en la tensión.

Luego entonces el programa prioritario de la modernización de la red eléctrica es establecer un proyecto estratégico que reduzca el tiempo de interrupción del suministro de energía eléctrica al usuario como una primera fase de la calidad en el servicio, para incrementar la confiabilidad. Este proyecto estratégico viene acompañado de una fase muy importante que es la automatización de la red, que ha iniciado con el telecontrol de los equipos de seccionamiento, hasta alcanzar zonas cuyas necesidades así lo requieren. Es decir, la transferencia de forma automática entre alimentadores, con objeto de mantener el servicio.

Es necesario implementar nuevas tecnologías relacionadas con los nuevos sistemas de adquisición de datos y control para el manejo de la red. Si bien los equipos de seccionamiento tienen muchísimos años siendo utilizados, en los sistemas de distribución la tecnología ha venido avanzando. Los sistemas de control de los equipos que se requieren instalar son de la tecnología más avanzada y se tiene que afrontar el reto de capacitar al personal para operar esos sistemas. Para lograrlo se requiere de un control absoluto de tres elementos clave: las comunicaciones, el control y la automatización.

Con la implantación masiva de equipos se tiene que establecer planes más concretos orientados hacia la capacitación. Esta capacitación no se puede obtener en las universidades o en las escuelas, es una capacitación práctica, porque el día que se tiene que hacer se realiza en el terreno, con equipos energizados y con problemas probablemente de mucha presión. Otra parte muy importante en donde se debe tener suficiente tiempo y suficiente personal para atender es en las especificaciones técnicas de los equipos. Ambos aspectos representan una demanda de inversión por parte de las empresas eléctricas.

Los clientes de energía eléctrica como: comerciantes e industriales en áreas rurales deben estar especialmente conscientes de estos problemas potenciales y es necesario, que busquen asesoría experta en medios de protección de sus equipos contra los disturbios experimentados en sus dispositivos domésticos y en sus equipos. Además de estar dispuestos a invertir en el aspecto eléctrico de su propia industria y pagar a la compañía suministradora un precio justo por un servicio de calidad, para evitar fallas o interrupciones al máximo.

El principal problema de la red de distribución es su confiabilidad y el nivel de pérdidas de energía, para mejorar la calidad del servicio y las finanzas de la entidad. Las compañías suministradoras no han tenido la inyección de recursos para el sistema de distribución que requiere el crecimiento de una red tan grande como la que atienden. En estos momentos, el principal problema es la necesidad de mejorar el servicio a través del incremento de la confiabilidad y disminuir las pérdidas que son un grave daño en la economía del país.

## **1.2. LA ENERGÍA ELÉCTRICA COMO UN PRODUCTO.**

El suministro de energía eléctrica tiene un proveedor y un cliente, que tradicionalmente se le había denominado usuario; este nombre ha cambiado debido a los requerimientos que ahora los clientes demandan. Además el precio que se ha de pagar por la energía eléctrica debe ser un factor decisivo en la competitividad de buena parte de nuestra economía; por estas características se le puede considerar como un producto; recordando que en nuestro país el suministro de energía corresponde a la Nación y no existe competencia. Son varias las razones para considerarla un producto muy especial debido a que es un servicio de infraestructura que es visto como monopolio natural, así como también un servicio que es potencialmente competitivo, con la condicional de acceso a ciertas "instalaciones esenciales" para hacer factible la competencia en los segmentos del suministro.

Pero en un análisis real, las tarifas que se pagan por el servicio no son suficientes para recuperar los costos, por proporcionar el servicio (amortización de bienes, gastos de operación y mantenimiento, impuestos, utilidad, e inversión para ampliaciones), y las empresas del sector disponen de flujos de efectivo pobres, encontrando dificultades para movilizar los recursos financieros necesarios para mantener el equipo y construir la adecuada capacidad adicional para satisfacer el crecimiento de la demanda.

La base de un buen producto eléctrico es adecuar los costos y precios a sus segmentos; el segmento potencialmente competitivo es la generación, y en una plataforma muy distinta están los precios y costos para el acceso y uso de los servicios complementarios del monopolio natural.

Pero como ya se mencionó el transporte y la distribución de la energía eléctrica constituyen el monopolio natural: se trata de una actividad intensa en capital, que requiere conexiones directas con los consumidores, que demandan un producto no almacenable -como la energía eléctrica-

varía en períodos relativamente cortos de tiempo.

Además, la imposibilidad de almacenar la energía eléctrica requiere que la oferta sea igual a la demanda en cada instante de tiempo, que sugiere necesariamente una coordinación de la producción de energía eléctrica, así como la coordinación entre las decisiones de inversión en la generación y en el transporte de la energía eléctrica.

De tal manera que los mercados en otros países requieren la factibilidad de establecer precios y costos equitativos para los servicios de monopolio, que impidan la discriminación de los "competidores", o que favorezcan al operador de la red, con el incremento del precio de los servicios de competencia.

Cabe señalar que la electricidad tiene atributos físicos inusuales que hacen que el diseño de un mercado de energía competitivo sea un reto técnico importante. Otra característica muy importante es que los mercados competitivos de electricidad no funcionarán bien si los consumidores están completamente aislados por la regulación de los precios del mercado mayorista.

### **1.3. RELACIÓN EMPRESA DISTRIBUIDORA - CLIENTES.**

Los consumidores de electricidad poco a poco han tomado conciencia de la necesidad de contar con un servicio de alto nivel en términos de calidad de tensión proporcionada por las compañías suministradoras.

La relación que se da entre cliente y distribuidora es básicamente mediante un contrato donde quedan definidas las características del servicio, pero es necesario plantear una comunicación clara y continua entre las dos partes. Las compañías suministradoras deben tener una percepción de sus clientes sobre el nivel de calidad proporcionado.

Una primera aproximación para la mejora del nivel de calidad de la energía, es tener en consideración los puntos de conexión entre distribuidor y consumidor en cualquier nivel de tensión, revisando problemas relacionados con la tensión (magnitud, regulación, forma de onda, etc.).

El cliente necesita determinar el consumo de energía de cada proceso, producto o departamento de su empresa en una forma precisa y detallada; ya que los costos de la energía suben año tras año.

Ya que el consumo de energía es uno de los gastos más significantes de cualquier edificio y representa un porcentaje importante de la renta de cualquier inquilino. Las empresas suministradoras, reaccionan a demandas más altas, han desarrollado programas que ofrecen incentivos para utilizar mejor y conservar la energía, ofreciendo información sobre equipos ahorradores de energía y con tarifas horarias donde el consumo durante horas pico es más caro. Muchas empresas ya consideran el consumo de energía dentro del presupuesto de la línea de producción, o de departamento.

El proceso comercial es otra especialidad, principalmente porque requiere de mucho manejo de información, de un procesamiento de millones de datos permanentemente y el control necesario de la información. Cuando hablamos de los millones de usuarios que atienden las compañías suministradoras, se convierte en un verdadero desafío el manejo del proceso comercial, por su volumen y por lo delicado que es el reflejar la lectura que se toma de un medidor hacia una facturación que los clientes deben liquidar. Se debe ser certero en la información y de ahí que el principal reto sea contar con sistemas que hagan este trabajo de manera eficiente. De otra manera, el proceso se vuelve vulnerable y lento, traduciéndose en dos cosas que son las más importantes y que son los problemas actuales.

El primero, es el de la cartera vencida, generado porque el propio sistema no permite ser más ágiles. El segundo, son las pérdidas no técnicas, la falta de control conlleva a registrar pérdidas elevadas y en muchos casos estas pérdidas no son hechas a propósito, son pérdidas dentro del mismo proceso, son faltas de control. Prácticamente todos los días se generan miles de facturas de diferentes tipos, es un proceso complejo. Porque para emitir una factura hay que leer una gran cantidad de mediciones diarias. Hoy en día, no se puede concebir que sólo con medios modernos, con sistemas que permitan hacer todo de manera sistemática y automática, para llevar el control y el registro de toda esta información. El gran reto es entrar a sistemas modernos de gestión comercial.

El primer paso que se está dando es separar los diferentes tipos de servicios que se solicitan. Normalmente, para proporcionar un servicio de energía eléctrica se dividen en dos tipos: aquellos clientes que con acudir a una sucursal de la compañía, hacen un contrato y se instala una acometida del poste más cercano o simplemente se instala un medidor porque el servicio se requiere en un edificio o comercio, en donde ya está todo preparado. Este es el gran volumen de

clientes que se atiende. Pero hay otro tipo de clientes que requiere de la construcción de obras específicas, es decir, hay que ampliar la red, ya sea en capacidad o extenderla para poder llegar a dar el servicio. Hay una gran variedad de servicios, desde los grandes conjuntos habitacionales, comercios, edificios, cambios de contrato, etcétera. Para ellos se está abriendo módulos de atención en forma regional, para que todos los solicitantes de servicios especiales puedan ser atendidos rápidamente y con todas las facilidades a través de una ventanilla única. Para el otro gran problema en magnitud, se está trabajando en implantar un nuevo sistema de gestión comercial, que permitirá hacer frente a todas estas nuevas demandas.

El ciclo empieza con una solicitud de servicio, un contrato, una instalación de medidor, la toma de la primera lectura, la facturación, la entrega del recibo para pago y el pago por parte del usuario.

Actualmente, en la lectura de cada medidor, un lectorista realiza su labor rayando en una papeleta. . Esas papeletas marcadas se reúnen por sucursal, se procesan a través de lectores y la información es enviada a un centro de cómputo, durante toda la noche se hace el proceso de facturación y se emiten los recibos. No es ahí donde está el problema, pues ahí no hay ilícitos. Éstos se llevan a cabo en la medición o cuando se cuelgan. Puede haber errores en la toma de lectura, pero no tienen tanta afectación como los errores de los equipos de medición, como son el manipuleo de equipos de medición, alteración de éstos, robo directo a través de diablitos, colgados o cables ocultos. Ése es el robo hormiga que es sumamente fuerte en las compañías suministradoras de energía eléctrica. En el proceso de facturación no hay forma de cometer ilícitos porque es un proceso automatizado. La información que entra a la computadora es la que se procesa.

#### **1.4. LA TARIFA O EL COSTO DEL SERVICIO.**

El pago por el suministro de energía eléctrica debe ser suficiente para que la empresa sea rentable, es decir debe recuperar la inversión realizada en la infraestructura, debe erogar el costo de operar y mantener la red, debe pagar impuestos, debe obtener una cantidad para ampliarse y mejorarse y finalmente debe considerar el tener una utilidad razonable.

Si la tarifa se calcula dividiendo esa serie de conceptos entre la energía suministrada y se multiplica por la energía que consume cada uno de los clientes se obtiene el pago que cada uno de los clientes debe hacer. O bien, el costo del kWh consumido es igual al costo total dividido

entre la energía total suministrada, ésta última es igual a la energía comprada (que a su vez es igual a la vendida más las pérdidas).

Este cálculo tiende a que las empresas no cuiden la inversión ni la eficiencia, ya que de todas maneras recuperan la inversión y obtienen utilidades. De aquí que las entidades reguladoras en otros países han incluido en el costo un factor de calidad, y limitan el costo del kWh. Pero se han encontrado con la dificultad de comparar en igualdad de circunstancias a las diferentes empresas para establecer estándares de calidad, ya que los alimentadores son diferentes entre sí, unos cortos otros largos, unos tienen más clientes que otros, unos son aéreos otros subterráneos, otros más son urbanos y otros rurales, etc. por lo que han experimentado con otras formas de cálculo para establecer la tarifa correcta. Sin embargo estas consideraciones no corresponden totalmente, con el trabajo que queremos desarrollar y las dejamos para otra ocasión.

La calidad del servicio tiene un costo, si la calidad es mejor se necesita más inversión. ¿Hasta donde el cliente está dispuesto a pagar esta calidad?

### ***ÓPTIMO SOCIO-ECONÓMICO.***

Obviamente, todos los esfuerzos para mejorar la calidad tienen un costo y no se debe ir mas allá del óptimo socio-económico que se ilustra en la figura 1.1.

En un mercado competitivo ideal del sector eléctrico, los clientes podrían elegir un suministrador que ofrece un nivel de calidad del servicio que refleje la disposición de pagar por ella. Con el supuesto, que la cantidad máxima que los consumidores pagarían por la calidad, iguala los costos totales que incurren por mala calidad, el óptimo socioeconómico ocurre en un nivel de calidad, donde la suma del costo total del suministro de calidad por los operadores de red y los costos totales por mala calidad confrontados por los consumidores se minimiza, como se muestra en la figura 1.1.

Sin embargo, en ausencia de regulación (incentivos), los monopolios naturales como las empresas de distribución de electricidad pueden funcionar en un nivel sub óptimo de calidad y costo social. Por lo tanto, para prevenir la asignación ineficiente de recursos, es necesario incorporar estándares de calidad del servicio y sus incentivos en la regulación de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

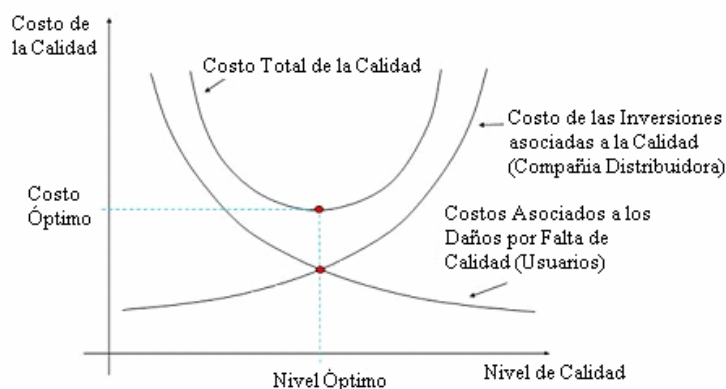


**Figura # 1.1**  
**Nivel óptimo de calidad del suministro**

Un ejemplo de intento para alcanzar el óptimo se realizó en Noruega, donde al limitar la tarifa a un valor máximo (RCR revenue caps), que definiremos en el capítulo 4, para Transmisión y Distribución (T&D) da como resultado la calidad. El arreglo incluye todos los incidentes en las redes con tensión arriba de 1 kV, que resultan en interrupciones de duración arriba de 3 minutos.

Con base en estimaciones de energía no suministrada (ENS) y costos de interrupciones promedio para cada categoría de cliente, anualmente se calculan los costos de interrupción (CI) para cada empresa. El nivel esperado de ENS se calcula para cada compañía dependiendo de los niveles obtenidos de los años anteriores y de esta el nivel esperado de IC. Al final de año el regulador calcula la diferencia entre el IC esperado y el real. Si la diferencia es positiva, es decir la calidad del suministro ha sido mejor de lo esperado, la diferencia será agregada al ingreso máximo de la compañía. La diferencia será sustraída de los ingresos máximos si la calidad ha sido peor de lo esperado.

Con este arreglo, un incremento en la calidad del suministro siempre da un ingreso y tarifas más altos, pero una compañía regulada no incrementará la calidad si cuesta más de lo que los clientes ganan con ello. En teoría, cualquier nivel inicial de calidad, todos los operadores de sistema desplazarán su calidad hacia el óptimo socio-económico.

Por otro lado, algunos países emplean para fijar tarifas, un concepto llamado mercado con "precios de tiempo real" que implica la modernización de los sistemas de medición, facturación, y por supuesto, del despacho de energía, introduciendo tecnología de punta y equipos de telecomunicación de gran capacidad. El costo de toda esta infraestructura sería a cargo de las empresas "monopólicas" del estado (transmisión y distribución), y hay que considerar un ambiente donde los cambios tecnológicos tanto en materia de hardware como de software son casi cotidianos.

**EL COSTO DE LAS INTERRUPCIONES.**

Como complemento a las tarifas del pago por el servicio de energía eléctrica está el costo que implica el no tener suministro de energía, por mucho o muy corto tiempo, de manera que las tarifas influyen para mejorar la calidad del servicio y evitar o limitar al máximo las interrupciones de suministro. El equipo dañado, el tiempo extra pagado, la venta de energía perdida, las reclamaciones de daño de los clientes – las interrupciones les cuesta mucho dinero a las empresas.

Se habla del costo de la mano de obra, como la parte más grande de los costos reportados en las actividades de restablecimiento de la red después de un disturbio, éstos se escalan cuando el disturbio implica varios eventos simultáneos como en el caso de movimientos telúricos o trombas severas que dañan fuertemente la infraestructura de distribución.

Algunas empresas también consideran los costos a los clientes cuando planean para confiabilidad. El costo de las interrupciones a los clientes varía mucho, dependiendo del tipo de cliente, del tamaño del cliente, la duración de la interrupción, y la hora del día y el día de la semana. Los costos son más altos para los clientes comerciales e industriales, así también, se elevan para interrupciones de larga duración.

El conflicto es que los clientes realmente no pagan por las soluciones para eliminar las interrupciones, aún si la solución tiene un retorno muy corto considerando los costos de pérdidas que reclaman.

**1.5. LA EFICIENCIA DE UNA EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

La eficiencia de una empresa consiste en proporcionar un buen servicio a costos razonables para la misma empresa y para el cliente. Es decir, el menor número de problemas en el suministro combinado con una buena administración económica de la empresa y una atención de calidad al cliente.

De tal manera que el suministro de energía se considera bueno si se tiene un número bajo de interrupciones. Este número es uno de los más claros índices de calidad de una empresa distribuidora. Hoy en día los requerimientos de energía eléctrica por parte de los clientes tienen

especificaciones muy estrictas que se deben cumplir de común acuerdo entre la distribuidora y el cliente.

Para una buena eficiencia en este sentido, las acciones aplicables de manera general es utilizar, en las zonas muy arboladas, cable semiaislado. Al aislar los conductores de media tensión disminuye de manera muy importante su vulnerabilidad; al contacto con las ramas, el efecto de la lluvia y el viento, que tienen sobre los alimentadores. Otra acción consiste en instalar equipo que permita seccionar automáticamente y llegar eventualmente a la automatización de la red de distribución. Esto, en combinación con los conductores semiaislados, incrementará de manera sustancial la continuidad del servicio. El número de apartarrayos para proteger los transformadores debe ser suficiente, uno para protección de transformadores en baja tensión y uno más para mejorar las condiciones de aislamiento en general de toda la red.

En general es necesario reconocer que las redes de distribución requieren una inversión importante para reducir pérdidas y mejorar la eficiencia. Sin esto, un porcentaje importante de la energía generada seguirá siendo desperdiciada.

## **1.6. EL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SU CALIDAD.**

Qué sucede cuando existe una falta de Calidad de la Energía, variaciones en la tensión y presencia de armónicas, causan problemas a todos los clientes, dependerán del nivel de tecnología y sensibilidad de los equipos del cliente, las afectaciones para cada uno de ellos, y a su vez la de los equipos hacia el sistema de potencia. En última instancia el equipo en cuestión será ahora una preocupación para muchos clientes y no solamente para el dueño del mismo. Además el daño a los equipos es una prioridad cuando de procesos industriales se trata.

También puntualicemos que los problemas y su impacto en la calidad en el suministro de la energía es sinónimo de la calidad de tensión. La tensión en un punto dado debe ser lo más cercano posible al valor nominal. Una primera aproximación para la mejora del nivel de calidad de la energía, es tener en consideración los puntos de conexión productor/consumidor en cualquier nivel de tensión, revisando problemas relacionados con la tensión (magnitud, regulación, forma de onda, etc.).

***CALIDAD DE LA TENSION.***

Esta calidad se puede describir en términos de la amplitud, frecuencia y simetría de las tres fases. Mientras que la no calidad de la tensión está representada por las perturbaciones de una o más de sus características, como pueden ser:

- Las variaciones lentas causadas por el parpadeo (flicker),
- Las caídas de tensión,
- Las sobretensiones temporales,
- Los transitorios,
- Las armónicas, etc.

Posibles efectos derivados de la no calidad:

- Funcionamiento incorrecto,
- Salidas de servicio,
- Reducción de vida útil (daño incipiente), y
- Daño.

Sectores o actores involucrados:

- Empresa eléctrica,
- Organismo regulador.
- Usuario.
- Fabricante de equipos.
- Municipalidad o alcaldía.

En las empresas de suministro de energía eléctrica del país, debe buscarse cada vez un mayor compromiso en la calidad del suministro con sus clientes y a la vez estar preparado ante la posibilidad de una regulación del servicio de energía en México.

Tomando en cuenta la relevancia actual de la calidad de la energía eléctrica dedicaremos el capítulo 2 al planteamiento de la calidad de suministro eléctrico. Ya que abarca otros aspectos además de la calidad de la tensión, que podría parecer incuestionable, que define que tan buena o mala es la energía eléctrica que se recibe, sin embargo, no es suficiente considerarla la única variable o la más importante.

## 2. CALIDAD DEL SERVICIO.

En todo el mundo existe una demanda cada vez mayor por tener un servicio de energía eléctrica de alta calidad, pues la sociedad, está cada vez más digitalizada, y así lo requiere. En los párrafos siguientes, se establecen una serie de definiciones, sobre los términos comúnmente utilizados sobre la calidad, y se exponen varias consideraciones sobre el tratamiento que se le dá a la calidad, en el mundo. En México las empresas distribuidoras de energía eléctrica, Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LyFC), sin estar sujetas a una regulación como en otros países, y contar con presupuestos muy limitados, están haciendo grandes esfuerzos por ofrecer un servicio de clase mundial y tener indicadores que compiten con las mejores empresas suministradoras de energía eléctrica.

### 2.1. CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

El término "*calidad de energía eléctrica*" se emplea para describir la variación de la tensión, corriente, y frecuencia de un sistema eléctrico. En la siguiente figura se incluye un esquema que ejemplifica todos los elementos que forman este concepto.

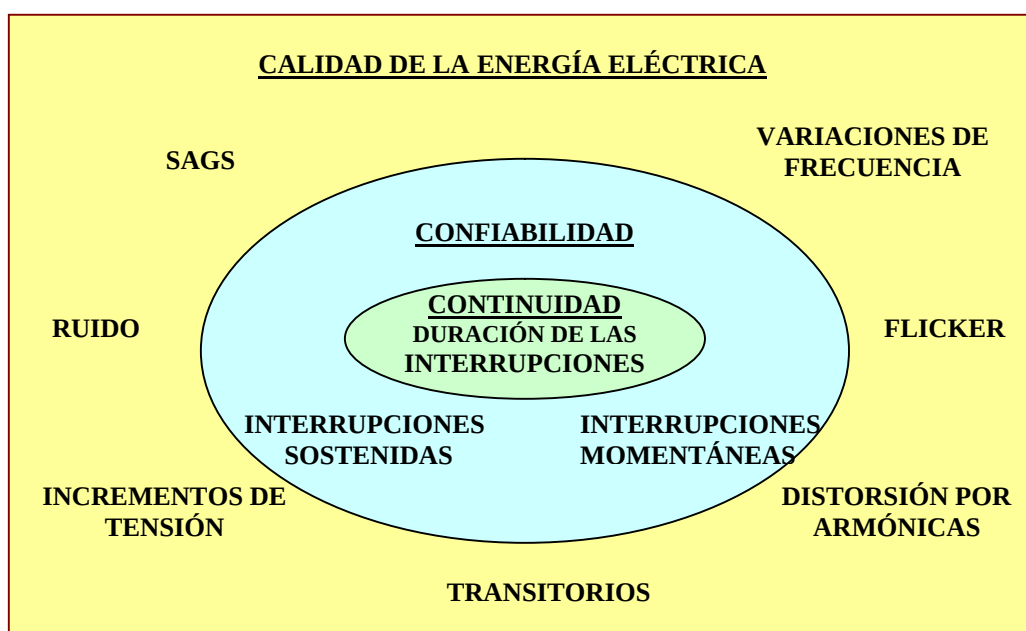


Figura # 2.1

La disponibilidad es un subconjunto de la confiabilidad y la confiabilidad es un subconjunto de la calidad de la potencia. La confiabilidad involucra las interrupciones y la disponibilidad implica la probabilidad de que se presenten interrupciones.

La calidad de la potencia es un tema esencial el cual ha evolucionado en la última década a escala mundial, está relacionada con las perturbaciones eléctricas que pueden afectar a las condiciones eléctricas de suministro y ocasionar el mal funcionamiento o daño de equipos y procesos. Por tal razón, se requiere un tratamiento integral del problema desde diversos frentes. Que comprenden, entre otros; investigación básica y aplicada, diseño, selección, operación y mantenimiento de equipos, normalización, regulación, programas de medición y evaluación, capacitación de personal. etc.

De acuerdo a la figura 2.1, todos los elementos de la calidad de la energía se orienta a la continuidad de suministro; en donde los factores de desempeño y los factores de calidad son elementos que deben estar orientados hacia la satisfacción del usuario final de la energía eléctrica, que, en una primera fase, se mide como la continuidad.

La figura 2.1, indica que la calidad de energía es adecuada cuando la magnitud de tensión, frecuencia y la forma de onda de la tensión permiten que los equipos conectados funcionen de acuerdo con sus especificaciones de diseño. Si no se reúnen estas condiciones, los equipos no funcionan como se espera y pueden afectarse.

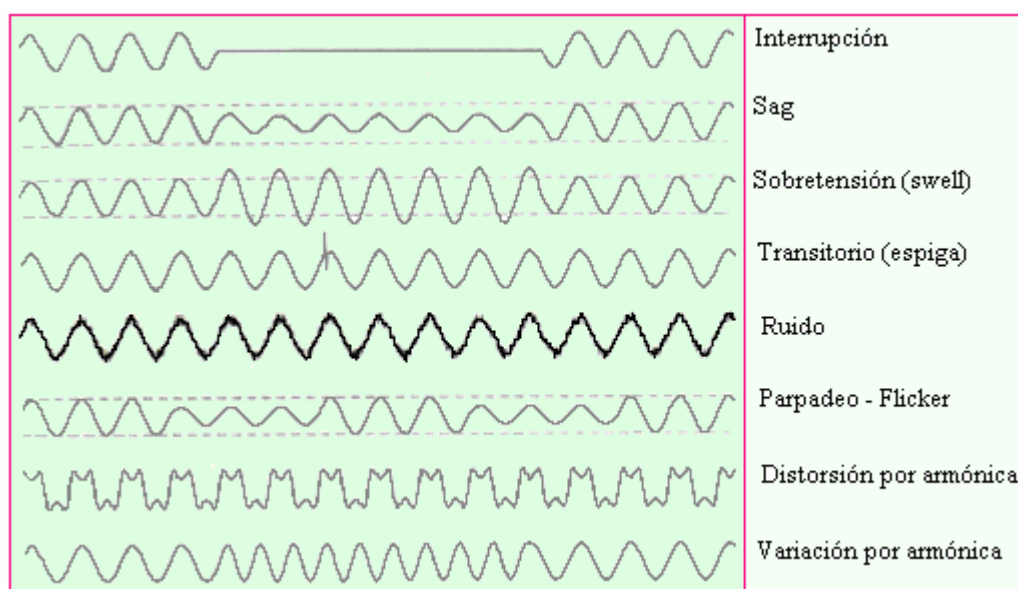


**Figura # 2.2**

**Problemas comunes de la calidad de la potencia. La calidad de la potencia perfecta corresponde a una tensión sinusoidal sin distorsión con la amplitud constante y la frecuencia constante. La mayoría de los aparatos eléctricos puede soportar las perturbaciones ligeras de la calidad de la potencia, siendo algunos mucho más sensible que otros. Los servicios normalmente intentan mantener la calidad de la tensión dentro de las tolerancias definidas en las normas de la industria como ANSI, IEEE e IEC.**

A continuación se presentan los índices para conocer la calidad de la potencia eléctrica de manera general.

### **ÍNDICES PARA LA CALIDAD DE LA POTENCIA.**

- Distorsión armónica total (THD):
  - Muchas aplicaciones de propósito general.
  - Usada en muchos estándares.

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{\infty} I_i^2}}{I_1} \dots\dots\dots(2.1)$$

- Factor de potencia (PF):
  - Potencialmente usado en medidores para facturación.

$$PF = \frac{\sum_{i=1}^{\infty} P_i}{V_{rms} I_{rms}} \dots\dots\dots(2.2)$$

- Factor de Interferencia Telefónica:
  - Una medida de la interferencia en los circuitos de audio.

$$TIF = \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{\infty} w_i^2 I_i^2}}{I_{rms}} \dots\dots\dots(2.3)$$

Donde:

$$w_i = 2\pi f_i = \text{frecuencia de la onda}$$

- Factor de cresta (CF):
  - Evaluación del esfuerzo dieléctrico

$$CF = \frac{V_{peak}}{V_{rms}} \dots\dots\dots(2.4)$$

- Factor de Desbalance (UF):
  - Desbalance del circuito trifásico.

$$UF = \frac{V^-}{V^+} \dots\dots\dots(2.5)$$

- Fluctuación de Tensión (F):
  - Medida de las fluctuaciones de la tensión de baja frecuencia.

$$F = \frac{\Delta V}{V} \dots\dots\dots(2.6)$$

Los tres tópicos más importantes a nivel técnico, que definen la calidad del suministro de energía eléctrica son los siguientes:

- Interrupciones Momentáneas (IMs).
- Interrupciones Sostenidas (ISs).
- Las Atenuaciones en la Tensión (Sags).

Como los clientes utilizan la energía eléctrica en forma diferente, estas perturbaciones afectan también en forma diferente. A la mayoría de los clientes residenciales les afectan las ISs y las IMs. Para los clientes comerciales e industriales, las Sags y las IMs representan los problemas más comunes.

Las fallas en el sistema de potencia de la empresa suministradora provocan estos tres problemas de la calidad de la potencia (PQ por sus siglas en inglés). Presentándose la mayoría de ellas en el sistema de distribución. Las fallas nunca pueden ser eliminadas completamente, pero se tienen varias maneras de minimizar el impacto en los clientes.

Por supuesto, se pueden presentar otros tipos de problemas en la PQ, pero estos tres son los más comunes. El primer paso para mejorar la PQ es identificar el problema real. Las ISs son las más fáciles de clasificar ya que la potencia está generalmente fuera cuando el cliente llama.

## **2.2. LAS COMPONENTES DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO.**

Entre los aspectos genéricos a considerar en la filosofía de mejorar la calidad del suministro de la energía eléctrica, está la relación existente (medida en forma estadística) entre el nivel de calidad y la “inmunidad” o tasa de falla de los equipos, aspecto que tiende a mejorar sensiblemente con las nuevas tecnologías. La regulación de la calidad se deriva a partir de tres aspectos que son considerados por las compañías y por los propios clientes como los más importantes: la disponibilidad del producto, la calidad de la tensión y la calidad de atención.

Antes de describir los tres componentes de la calidad del suministro eléctrico describiremos los aspectos funcionales de un sistema eléctrico, para entender mejor el papel de cada uno de ellos en la calidad de esta energía.

### ***ASPECTOS FUNCIONALES DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.***

En un sistema eléctrico participan diversos agentes, todos ellos relacionados de alguna forma con la calidad del servicio. Estos agentes van desde la generación de electricidad, hasta el cliente final, pasando por todos los intermediarios. A continuación se les enumera y define.

#### **1. GENERACIÓN.**

Esta función tiene a las unidades generadoras que normalmente están conectadas al sistema de transmisión y eventualmente al de distribución. La producción se puede planear en forma centralizada por operación o sistema, o también se puede planear en forma descentralizada por cada generador independiente, de acuerdo con la curva de carga del sistema y en ocasiones con los contratos con los usuarios.

#### **2. TRANSMISIÓN.**

La función de la transmisión es proporcionar una red de transporte de energía eléctrica con una capacidad suficiente para conectar la generación por un lado y la distribución por el otro, interconectando las distintas áreas de control. Los objetivos principales de un sistema de transmisión son:

- Dar capacidad de transporte de la energía eléctrica en estado estable y en primera contingencia, manteniendo la continuidad del suministro.
- La regulación de la potencia activa (capacidad para ajustar la generación para seguir a la carga y balancear el sistema).
- La regulación de la tensión.

Adicionalmente, se puede incorporar un concepto de economía para minimizar las pérdidas del sistema de transmisión.

### 3. DESPACHO DE CARGAS (OPERACIÓN DEL SISTEMA).

Según sea la modalidad adoptada por la empresa, también se conoce como *planeación de la operación o mercado de energía*, y tiene como función principal, el suministro de generación para cubrir la demanda, planeando la generación en forma centralizada o en forma desconcentrada por cada generador o compañía generadora, de acuerdo con la carga o los contratos con los usuarios. Debe mantener la continuidad del suministro y dar seguridad operativa.

### 4. DISTRIBUCIÓN.

La función de distribución tiene a su cargo las redes de subtransmisión y distribución entre los puntos de conexión a la transmisión y el usuario, debe incluir todas las actividades relacionadas con los servicios de la red y su uso, y para los fines de estudio de la calidad de la energía, debe excluir la comercialización o venta de la energía eléctrica.

Cada una de las funciones anteriores proporciona y recibe servicios de las otras, por lo que la calidad de los servicios de cada función afecta al desempeño general del sistema eléctrico de potencia.

### 5. CLIENTE.

Agente que consume la electricidad.

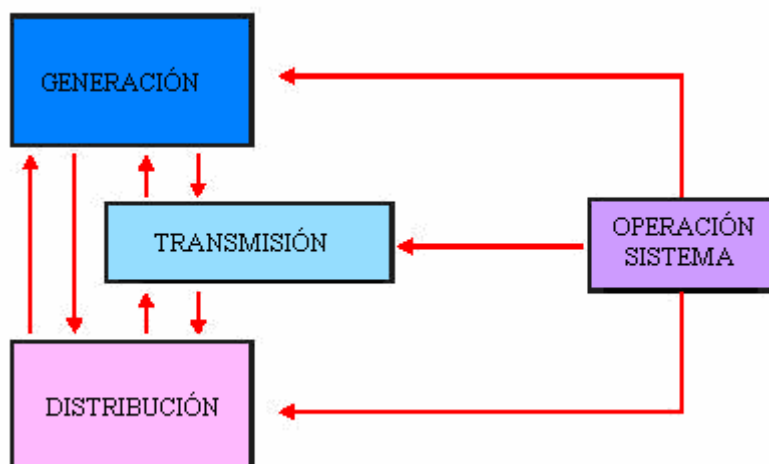


**Figura # 2.3**  
**Relación entre funciones de un sistema eléctrico de potencia.**

## 6. COMERCIALIZADOR.

Agente que comercializa energía eléctrica. Hasta ahora, las actividades de distribución y comercialización eran realizadas por un mismo agente, pero las nuevas regulaciones tienden a separar las dos actividades. El comercializador se encarga de todos los aspectos comerciales del suministro de electricidad: compra por un lado la electricidad a los productores y vende al cliente final, con quien firmaría un contrato de suministro de energía eléctrica. La energía eléctrica llegaría al cliente final a través de la red de transporte y la red de distribución local, pero el cliente no tendría por qué tener ningún contacto con el transportista o el distribuidor. El comercializador debe encargarse de llegar a un acuerdo con ambos, teniendo garantizado el acceso a las redes de transporte y distribución.

## 7. ADMINISTRACIÓN.

Es la autoridad competente en el ordenamiento de los sistemas eléctricos, ya sea el estado a través del ministerio correspondiente o las Comunidades Autónomas en lo que les compete.

## 8. REGULADOR.

Ente que regula el sistema eléctrico, diseña las reglas del mercado eléctrico y vigila su cumplimiento. En algunos casos, el Regulador y el Administrador son el mismo agente, y en otros el Regulador se constituye a parte con cierta independencia frente al estado. El nivel de independencia y sus atribuciones dependen de la legislación correspondiente.

### 2.2.1. LA DISPONIBILIDAD DEL PRODUCTO.

Para tener claro este concepto vamos a definir también los otros dos conceptos con los que se podría confundir:

Continuidad: La definición exacta según la norma UNE-EN 50160<sup>1</sup>, es que existe interrupción del suministro cuando la tensión esté por debajo de 1% (de 1% a 3%) de la tensión nominal en cualquiera de las fases de alimentación. Cada interrupción de suministro viene caracterizada por su duración. En continuidad únicamente se tienen en cuenta las interrupciones largas, es decir más de tres minutos.

La confiabilidad está definida por el número de contingencias en un cierto periodo de tiempo, en tanto que la disponibilidad es el número de fallas, la duración de cada falla y la duración total de las interrupciones por año.

Se consideran dentro de este tema las interrupciones sostenidas que por su duración pueden ser provocadas por fallas, a diferencia de las interrupciones momentáneas.

#### ***INTERRUPCIONES SOSTENIDAS (ISs).***

Las interrupciones pueden ser ocasionadas por una falla de generación: puede no haber un parque de generación suficiente, lo que supone dejar sin alimentación una parte de la demanda. Esta situación puede darse en países en vía de desarrollo, con un fuerte crecimiento en la demanda y sin haber realizado las inversiones a largo plazo. Otra posible causa puede ser la baja de disponibilidad de las centrales generadoras, provocando una falta de generación para cubrir toda la demanda. En cualquier caso, estas situaciones, son muy poco probables en países desarrollados donde el parque generador está sobredimensionado.

El transporte también puede provocar interrupciones largas. Pero se han desarrollado muchos estudios de fiabilidad de las redes de transporte y de protección frente a fallas. La razón es que una falla en la red de transporte afecta a una zona muy amplia de suministro, y el daño causado es muy grande. Estas fallas provocan apagones generales. Al ser redes malladas, generalmente suelen diseñarse las redes de transporte con un criterio N-1 (e incluso N-2), es decir, capaces de

---

<sup>1</sup> La norma EN-50160 es la norma europea básica en calidad de la energía eléctrica. Esta norma describe las características principales que debe tener la tensión suministrada por una red general de distribución en baja y en media tensión en condiciones normales de explotación y en el punto de entrega al cliente.

soportar el fallo de un elemento de la red (o de dos) sin problemas.

La distribución es en donde se genera la mayoría de las interrupciones de suministro. Dependiendo del país y del momento de la toma de datos, suele asignarse entre un 80% y un 95% de las interrupciones a la distribución, repartiéndose el restante 5-20% entre la generación y el transporte. El porcentaje puede llegar hasta un 99%.

Las interrupciones provocadas por fallas en el sistema de distribución tienen a su vez multitud de orígenes o causas distintas. Hacer una clasificación de las mismas nos permite entender mejor las soluciones de mejora de la continuidad, así como posibles implicaciones a la hora de medir la calidad del servicio con fines regulativos o meramente informativos. La siguiente es una posible clasificación de las interrupciones largas por su origen.

La primera distinción que se propone es entre interrupciones programadas e imprevistas.

#### INTERRUPCIONES PROGRAMADAS:

Estas interrupciones se distinguen de todas las demás, puesto que están previstas y por tanto los clientes afectados están avisados. De hecho, para ser consideradas previstas, deben ser avisadas con un tiempo mínimo de antelación a los clientes afectados, para que estos puedan tomar las medidas oportunas para minimizar el impacto de las mismas. Suelen producirse por motivo de mantenimiento de las líneas, nuevas instalaciones, etc.

#### INTERRUPCIONES IMPREVISTAS:

Son todas las demás interrupciones. Son mucho más dañinas, puesto que los clientes no han tomado medidas específicas contra ellas. Para las interrupciones imprevistas, se enumeran las siguientes causas: fuerza mayor, agentes externos, climatología, fallo de componentes, operaciones de la distribuidora, causas desconocidas, etc.

La asignación de las interrupciones a alguno de estos orígenes no resulta sencilla. La primera razón es que muchas veces se desconoce la causa por la que ha existido una interrupción. La segunda es que no todo el mundo está de acuerdo en qué es un origen externo a la distribuidora, y qué es fuerza mayor, etc., debido a las posibles implicaciones de responsabilidad que pudiese conllevar.

**ORIGEN DESCONOCIDO:**

Aquí se incluyen todas las interrupciones cuya causa se desconoce. Son transitorias que no dejan rastro, pero que no han podido operar las protecciones de las líneas ni los reenganches.

**CLIMATOLOGÍA:**

Este apartado incluye todas las interrupciones que tienen su origen en fenómenos climatológicos como rayos, viento, nieve, etc., que provoquen fallas o averías en componentes. También puede incluirse aquí la contaminación, la humedad, la corrosión salina en zonas cercanas al mar, etc.

**ORIGEN EXTERNO:**

Incluye todas las interrupciones causadas por agentes externos al sistema eléctrico: animales, árboles, ramas, excavadoras, vehículos, personas, todos estas pueden dañar o alterar el funcionamiento del sistema eléctrico. De alguna forma también puede considerarse en algunos casos como causa externa las interrupciones provocadas por el funcionamiento de las instalaciones de un cliente.

**ORIGEN INTERNO:**

Se incluyen todas las interrupciones causadas por agentes o elementos pertenecientes al sistema eléctrico: falsa maniobra, fallo de algún componente de la red, fallo de los sistemas de protección, fallo humano en la operación del sistema, sobrecarga del sistema, etc.

**FUERZA MAYOR:**

Este apartado es redundante con los anteriores, pero intenta recoger los casos extremos de climatología y causas externas: huracanes, terremotos, actos de terrorismo, etc. la frontera entre esta causa y las de climatología y causas externas varía según quien hace la clasificación.

## 2.2.2 LA CALIDAD DE LA TENSIÓN.

La calidad se puede describir en términos de la amplitud, frecuencia y simetría de las tres fases. La falta de calidad de la tensión está representada por perturbaciones de una o más de sus características, como pueden ser: las variaciones lentas causadas por el parpadeo (flicker), las caídas de tensión, las sobretensiones temporales, los transitorios, las armónicas, etc.

Se consideran en este tema las interrupciones momentáneas y los Sags que por su duración sólo afectan la forma de onda de la tensión.

### ***INTERRUPCIONES MOMENTÁNEAS (IMs).***

Existe diferencia entre la definición de IM proporcionada en confiabilidad y la definición dada en la PQ. La definición en confiabilidad de la Guía de Empleo de Pruebas para Índices de Fiabilidad de Distribución de Energía (IEEE Std 1366-2000) es:

“Una sola operación de un dispositivo interruptor que resulta en cero tensión”.

Además, hay una diferencia entre interrupciones momentáneas y *eventos* con interrupción momentánea:

Una interrupción de duración limitada al período requerido para restablecer el servicio mediante un dispositivo interruptor.

Tales maniobras se deben completar en un tiempo especificado que no exceda de 5 minutos. Esta definición incluye todas las operaciones de recierre que ocurren dentro de los 5 minutos de la primera interrupción. Por ejemplo, si un restaurador o un relevador 52 operan dos, tres, o cuatro veces y luego se mantiene, el evento debe considerarse como un evento con interrupción momentánea.

La definición de interrupción momentánea en PQ de la Práctica Recomendada para Supervisión de Calidad de Energía (IEEE Std. 1159-1995) se basa en las características de la tensión más que en la causa:

Un tipo de variación de corta duración. La pérdida completa de tensión ( $<0.1$  pu) en una o más de las fases durante un periodo de tiempo entre 0.5 ciclos y 3 segundos.

Varios eventos extra caen dentro de la definición de interrupción momentánea dada en la PQ. La definición dada en la PQ incluye ambas operaciones de los dispositivos de interrupción así como también las Sags en la tensión que son muy profundas.

Las IMs se pueden reducir de varias maneras:

- *Reducir el número de fallas.-* poda, tres hilos, guarda animales, apartarrayos, patrullajes, etc.
- *Recierres más rápidos.*
- *Limitar el número de clientes interrumpidos.-* Restauradores monofásicos, más restauradores aguas abajo, no utilizar el esquema de ahorro de fusible, etc.

### **ATENUACIONES TEMPORALES EN LA TENSION (SAGS).**

Una sag, término anglosajón, adoptado mundialmente, en la tensión se define como una reducción en el valor  $\text{RMS}^2$  de la tensión de CA, a la frecuencia nominal, con duración desde medio ciclo hasta unos cuantos segundos (IEEE Std. 1159-1995). Las sags también son llamadas dip's.

Las fallas en el sistema de transmisión o de distribución causan la mayoría de las Sags. Los dispositivos de protección eliminan a la mayoría de las fallas, así que la duración de la Sag en la tensión es el tiempo de operación del dispositivo de protección.

Las Sags en la tensión causan algunos de los problemas de la PQ más comunes, y más difíciles de resolver. Las Sags pueden ser originadas por fallas a una cierta distancia de la ubicación de un cliente. La misma Sag en la tensión afecta a diferentes clientes y a diferentes equipos de manera diferente. Las soluciones incluyen mejorar el equipo en su capacidad para sobreponerse a las atenuaciones en la tensión, agregando equipo de protección adicional (tal como UPS), o haciendo mejoras o cambios en el sistema de potencia.

---

<sup>2</sup> Si la tensión es una onda sinusoidal pura, el valor  $\text{RMS} = \text{valor pico} / 2^{1/2}$

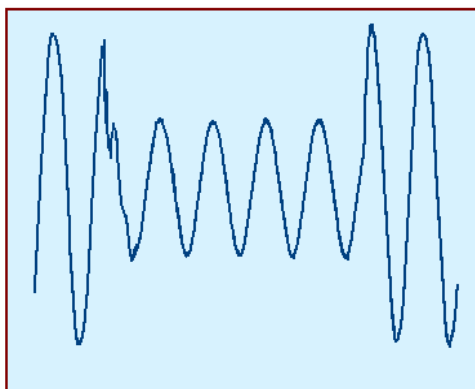


**Figura # 2.4**

**Muestra una Sag en la tensión que hizo que la tensión cayera aproximadamente al 45% de la tensión nominal durante 4.5 ciclos.**

### **2.2.3. LA CALIDAD DE ATENCIÓN.**

La calidad de la atención es el aspecto del servicio eléctrico menos definido de todos. No se refiere a ningún aspecto del producto electricidad, sino de todo lo referente a la relación comercial entre el proveedor del producto y el cliente comprador del producto. No es por tanto exclusivo del suministro de electricidad y es una preocupación muy reciente en este campo. A este nuevo interés se une el hecho de que en la mayoría de los procesos de liberalización de los mercados eléctricos, se está planteando la posibilidad de crear la figura de las comercializadoras. La relación entre el cliente y su proveedor de electricidad cambiaría mucho, sobre todo en lo que se refiere a la atención comercial.

La mayoría de los aspectos de la atención comercial no son específicos del suministro de electricidad. Los conceptos que se manejan son, por ejemplo, el del tiempo de espera para un cliente en una consulta telefónica, tiempo de resolución de quejas, información incluida en la factura, etc. No existe un consenso real en definir los aspectos más importantes de la atención comercial, ya que ha sido muy poco tratado hasta ahora desde un punto de vista regulativo. Además de estos aspectos, aparecen otros más técnicos y por tanto más específicos del suministro de energía eléctrica: tiempo de conexión de nuevos clientes, medición de los consumos (número de mediciones reales frente a estimadas), etc. Algunos de estos puntos dependen más de la Distribuidora que de la Comercializadora.

En cualquier caso, se pueden definir índices de atención comercial que tengan en cuenta cualquier aspecto que se considere importante. A continuación se presentan unos cuantos:

- Tiempo promedio de espera para ser atendido por teléfono.
- Tiempo promedio de espera para ser dado de alta.
- Porcentaje de peticiones o reclamos de clientes a las que se les responde inmediatamente con un acuse de recibido.
- Tiempo medio de resolución de reclamos.
- Número de veces que se estima el consumo en vez de ser verificado.
- Numero de puestos de atención directa al cliente por número de clientes.
- Cantidad y claridad de la información aportada en la factura.

Existen muchos más índices que los aquí presentados. Además, tampoco existe consenso en cómo medir cada uno. Algunos índices, se calculan en función del tiempo medio de respuesta. También podría considerarse la posibilidad de tomar percentiles para medir exactamente el mismo aspecto de la calidad comercial: por ejemplo, el 95% de los clientes que llamen a la compañía deben ser atendidos en menos de 30 segundos.

La dificultad de determinar qué es la calidad de atención comercial, o más bien qué parte de la atención comercial es importante para los clientes, puede explicarse por el hecho de que lo que realmente se persigue es la satisfacción del cliente con el servicio ofrecido. No hay un elemento objetivo que se pueda mejorar o empeorar, como es la continuidad del suministro, sino muchos aspectos distintos a los que unos dan importancia y otros no, y viceversa, tales como la disponibilidad de la energía en un tiempo dado, las estadísticas de los niveles de consumo, la relación tarifa- período de consumo, la cantidad de energía consumida y el costo. Se puede conseguir medir la percepción que tienen los clientes de la calidad del servicio ofrecido mediante encuestas apropiadas. Pero cualquier índice que mida la satisfacción del cliente con el servicio ofrecido sería muy discutible, sobre todo en situaciones de monopolio en donde la relación entre cliente y empresa suministradora no sigue los mismos patrones que en situación de competencia.

Podemos hablar del sistema de atención a clientes. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) ya tiene en funcionamiento sistemas de atención al cliente, basados en computadoras, en la mayoría de las ciudades grandes del país. Estos sistemas permiten atender los requerimientos de los clientes, sobre todo desde el punto de vista comercial. La mayor parte de las reclamaciones se deben a errores de facturación y a problemas de pago; quizá es el más importante; y a facilidades de contratación.

La CFE ya puso en servicio el teléfono único para atención al cliente. Se puede hablar a ese número y un operador que tiene frente a sí una pantalla de computadora atiende los requerimientos del cliente. Se debe considerar este tipo de servicio también en una zona como la que atiende Luz y Fuerza del Centro, la otra compañía distribuidora del país.

Para mejorar la calidad de la atención es necesario encontrar la manera de hacer eficientes estas nuevas estrategias propuestas por las mismas compañías dedicadas al suministro de energía eléctrica, es el reto más importante en la situación actual. De lo contrario para dar paso a la desregulación de la economía hacía falta desacreditar el papel del Estado, los servicios públicos, denunciar las burocracias e ineficiencias asociadas a la gestión pública.

### **2.3. ¿CÓMO SE MIDE LA CALIDAD?**

La calidad depende de una serie de parámetros que definen al producto. Uno de los elementos calificadores más importantes del servicio eléctrico es la continuidad, que los usuarios toman por un hecho. Existen indicadores, como el tiempo de interrupción por usuario, que contabilizan el tiempo durante el cual el servicio no está disponible. Los sistemas sofisticados, bien atendidos, presentan tiempos de interrupción de decenas de minutos al año.

Prácticamente todas las empresas eléctricas hacen uso de índices para darle seguimiento al comportamiento de toda la empresa, de una región, o de un circuito.

Los Reguladores requieren que las empresas reporten sus índices de confiabilidad. La tendencia de los Reguladores es hacia tarifas con base en el desempeño, donde el comportamiento se penaliza o se premia con base a los índices de confiabilidad.

#### ***ÍNDICES DE CALIDAD.***

No existe un índice que sea capaz de medir la calidad total, incluyendo todos los aspectos. Tampoco se dispone de un único índice para cada una de las tres divisiones de la calidad del servicio presentadas anteriormente. Es necesario medir cada característica de interés con algún índice asociado. Esto conlleva a la existencia de multitud de índices de calidad, cada uno especializado en algún aspecto o perturbación. De tal maneja, que dependiendo del uso que se quiera hacer del índice, se puede calcular en modo histórico o en modo predictivo:

- En modo histórico, los índices se calculan utilizando estadísticas de interrupciones a los usuarios, y/o registros de incidencias de la empresa y a partir de los datos de funcionamiento del sistema eléctrico durante un periodo de tiempo en el pasado. Permite evaluar la calidad del servicio proporcionada y realizar análisis comparativos/tendencias.
- En modo predictivo, se calculan los valores medios y/o máximos esperados, obtenidos a partir de modelos de fiabilidad aplicados al sistema eléctrico en un tiempo específico al futuro. Permiten establecer objetivos ligados al tipo de red, identificar puntos débiles, realizar análisis alternativos de expansión de red, evaluar el impacto de nuevas inversiones en calidad. Los datos necesarios serán datos de fiabilidad de componentes, topología del sistema eléctrico, demanda, clientes, criterios de explotación, etc.

Los índices definidos en la mayor parte de los reglamentos o recomendaciones están referidos al comportamiento del sistema desde un punto de vista global, en contraste a los niveles de calidad que observa individualmente un usuario o cliente final. Por ellos se distinguen:

- Índices individuales de clientes, que reflejan el nivel de calidad que experimenta un cliente particular.
- Índices de sistema, que reflejan el comportamiento medio o en percentiles de la calidad del servicio en el sistema, definido éste como una red, zona de servicio, región, etc., donde se suministra energía eléctrica. Estos índices suelen ser promedios ponderados de los índices individuales de calidad para los clientes de la zona considerada.

Es muy importante saber por tanto qué se está midiendo y como, ya que cualquier apreciación, regulación o estudio de los niveles de calidad obtenidos en una red están sujetos a los índices elegidos y a sus particularidades.

### 2.3.1 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD BASADOS EN LOS CLIENTES.

Las empresas utilizan comúnmente dos índices: SAIFI y SAIDI, para evaluar (comparar) la Confiabilidad. Estos índices caracterizan la frecuencia y la duración de las interrupciones durante el periodo de reporte, generalmente un año (IEEE Std 1366-2000).

El SAIFI: Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones del Sistema.

$$\text{SAIFI} = \frac{\text{Número de Interrupciones x Cliente}}{\text{Número Total de Clientes Alimentados}} \dots\dots\dots(2.7)$$

Prácticamente, los clientes de una empresa, en Estados Unidos, tienen un promedio de una o dos interrupciones sostenidas por año. El SAIFI es también la tasa de falla promedio, llamada con frecuencia  $\lambda$ . Otra medida útil es el tiempo medio entre fallas (MTBF) que es el recíproco de la tasa de falla promedio;

$$\text{MTBF} = \frac{1}{\lambda} \dots\dots\dots(2.8)$$

El SAIDI: Índice de Duración Promedio de las Interrupciones del Sistema.

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{Suma de todas las Duración - Interrupción}}{\text{Número total de Clientes Alimentados.}} \dots\dots\dots(2.9)$$

El SAIDI cuantifica la duración promedio de todas las interrupciones. Se da en Horas o Minutos por cliente y por año. Otros nombres comunes del SAIDI son CMI y CMO, Minutos de Interrupción por Cliente o Minutos de Outage (Falla de equipos) por Cliente.

El SAIDI y el SAIFI son el par de índices más utilizados, entre muchos índices de confiabilidad, por las empresas dedicadas al servicio de distribución de energía eléctrica; es bueno recordar que la D es para Duración y la F para Frecuencia.

El CAIDI: Índice de Duración Promedio de Interrupciones al Cliente.

$$\text{CAIDI} = \frac{\text{SAIDI}}{\text{SAIFI}} = \frac{\text{Suma de todas las Duración - Interrupción}}{\text{Número total de Interrupciones x Clientes}} \dots\dots\dots(2.10)$$

Desde la perspectiva del cliente, el CAIDI es el tiempo de reparación “aparente”. En general, es mucho más corto que el tiempo de reparación real, ya que las cuadrillas seccionan los circuitos para reconectar a la mayor parte posible de clientes antes de arreglar el daño.

En muchas otras empresas la disponibilidad se cuantifica como:

El ASAI: Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio.

$$ASAI = \frac{\text{Horas de Servicio Promedio Disponible x Cliente}}{\text{Demanda de Horas de Servicio x Clientes}} \dots\dots\dots(2.11)$$

Los índices de las empresas varían mucho por varios factores:

- Estado del tiempo.
- Entorno físico (principalmente áreas con árboles).
- Densidad de carga.
- Tensión de distribución.
- Años de servicio de la red.
- Porcentaje de red subterránea.
- Método de registrar las interrupciones.

Dentro de una empresa, el comportamiento de los circuitos varía ampliamente por muchas de las mismas razones que causan la diferencia entre los índices de confiabilidad; los circuitos tienen diferentes longitudes necesarias para alimentar áreas de diferente densidad de carga, algunos son más antiguos que otros, y en algunas áreas la confiabilidad del cliente no está distribuida normalmente.

Observe que el SAIFI y el SAIDI son índices promediados. Acentúan el comportamiento de los circuitos que peor se comportan durante el año y el desempeño durante tormentas.

El SAIFI y el SAIDI no son necesariamente buenos indicadores del comportamiento típico que tienen los clientes.

Son menos usados los índices que no consideran al total de clientes afectados, tales como:

- Índice de la frecuencia promedio de interrupciones por cliente (CAIFI).

Este índice señala la frecuencia promedio de interrupciones sostenidas para aquellos clientes

que experimentan interrupciones sostenidas. El cliente se cuenta una sola vez sin tener en cuenta el número de veces de interrupciones para este calculo se utiliza la ecuación (2.12).

$$CAIFI = \frac{\sum \text{Número total de interrupciones de los clientes}}{\text{Número total de clientes afectados}} \dots\dots\dots(2.12)$$

- Índice promedio total de duración de interrupción al cliente (CTAIDI).

Este índice representa el tiempo promedio total sin energía en el periodo reportado, de clientes que realmente experimentaron una interrupción sostenida. Este índice es un híbrido del CAIDI y se calcula similarmente, excepto para aquellos clientes con múltiples interrupciones sólo se cuenta una vez. Matemáticamente, está es dada por la ecuación (2.13),

$$CTAIDI = \frac{\sum \text{Duración de las interrupciones por cliente}}{\text{Número total de interrupciones por cliente}} \dots\dots\dots(2.13)$$

- Clientes que experimentan interrupciones múltiples (CEMI<sub>n</sub>).

Este índice indica la relación de clientes individuales experimentan más que n interrupciones sostenidas a el número total de clientes suministrados. Matemáticamente, está dada por la ecuación (2.14).

$$CEMI_n = \frac{\text{Número total de clientes que experimentan más de n interrupciones sostenidas}}{\text{Número total de clientes suministrados}} \dots\dots\dots(2.14)$$

- Clientes que experimentan interrupción sostenida múltiple y eventos de interrupción momentánea (CEMSMI<sub>n</sub>).

Este índice es la relación de clientes individuales que experimentan más de n interrupciones sostenidas y eventos de interrupción momentánea para el total de usuarios suministrados. Su propósito es ayudar a identificar problemas a los consumidores que no puede observarse usando los promedios. Matemáticamente, está dado por la ecuación (2.15).

$$CEMSMI_n = \frac{\text{Número total de clientes experimentando más de n interrupciones}}{\text{Número total de clientes servidos}} \dots\dots\dots(2.15)$$

### 2.3.2. ÍNDICES BASADOS EN LA CARGA.

Los clientes residenciales están dentro del SAIFI y el SAIDI ya que estos índices consideran igual a todos los clientes. Aún cuando los clientes residenciales (en Estados Unidos) sean el 80% de una típica cuenta de una empresa, ellos solo toman el 40% de la carga de la empresa. Para darles un mejor peso a los clientes grandes, se dispone de índices basados en la carga:

Los equivalentes al SAIFI y al SAIDI, pero escalados a la carga son el ASIFI y el ASIDI:

- El ASIFI: Índice de Frecuencia Promedio de las Interrupciones del Sistema.

$$ASIFI = \frac{\text{kVA Conectados e Interrumpidos}}{\text{kVA Totales Conectados y Alimentados}} \dots\dots\dots(2.16)$$

- El ASIDI: Índice de Duración Promedio de las Interrupciones del Sistema.

$$ASIDI = \frac{\text{Duración de la Interrupciones de los kVA Conectados}}{\text{kVA Totales Conectados y Alimentados}} \dots\dots\dots(2.17)$$

En Estados Unidos menos del 8% de las empresas le dan seguimiento al ASIFI y al ASIDI, principalmente porque son difíciles de seguir (el conocer la carga interrumpida es más difícil que saber el número de clientes interrumpidos).

Otro calificador de calidad diferente a los anteriores tiene que ver con la tensión del suministro. Se supone que la tensión está normalizada y que la normatividad permite variaciones de  $\pm$  diez por ciento. Sin embargo, en la medida en que la calidad del servicio es buena, la variación se acerca a cero. Siempre se permite cierta tolerancia porque el funcionamiento de los sistemas eléctricos lleva implícitas ciertas variaciones que se procura mantener dentro de rangos aceptables.

Un tipo de calificador tiene que ver con la forma de onda. El servicio se proporciona con una onda senoidal, en teoría libre de armónicas, pero dependiendo de las cargas y las características del sistema se presentan distorsiones en la forma de onda. Estas distorsiones afectan en especial a equipos muy sofisticados que requieren de un tratamiento especial.

Normalmente en los sistemas grandes como el Sistema Interconectado Nacional, el control de frecuencia se maneja mediante sistemas electrónicos que lo mantienen con variaciones de centésimas de ciclo. Es decir, el equipo de control del sistema eléctrico garantiza una uniformidad de frecuencia bastante tolerable. En fallas grandes sí se afecta la frecuencia y puede llegar a afectar algunos de los equipos. En México, por ejemplo, el sistema no se usa para mantener el tiempo, no hay muchos relojes eléctricos basados en el sistema, a diferencia de países como los Estados Unidos.

En el contrato de suministro CENACE y distribución a partir del año de 1999 los índices convenidos son los siguientes:

- a) Índice de calidad de frecuencia (ICF).

Mide el tiempo (en horas) que la frecuencia del sistema permanece fuera de la banda de operación  $60 \text{ Hz} \pm 0.8 \% \text{ Hz}$ .

- b) Índice de calidad de tensión (ICT).

Este índice mide el tiempo (en horas) que la tensión permanece fuera de la banda de operación.

Si  $T_N$  es la tensión nominal o de referencia.

$$ICT = T_N \pm 3\% \dots \dots \dots (2.18)$$

- c) Índice de continuidad o de interrupciones momentáneas al cliente (NIMU).

Este número refleja el número de interrupciones momentáneas al cliente, como resultado de disparo de protecciones, pruebas y recierres en circuitos de media tensión y hasta 115 KV.

Se entrega un reporte mensual con el NIMU de cada circuito de distribución y hasta 115 KV.

## 2.4. ¿CÓMO SE PREMIA O SE PENALIZA LA CALIDAD?

En esta parte es muy importante hablar de un contrato claramente establecido entre empresa y cliente, para con base a ello poder reconocer el cumplimiento por ambas partes y alcanzar la calidad deseada, en consecuencia establecer penalizaciones económicas o bien bonificaciones tanto para la empresa como para el cliente. Para cumplir con estos propósitos se cuenta con organismos reguladores, los cuales describiremos en el capítulo 4.

Algunas de las metas que debe contemplar una buena normativa son:

1. Fijar precios razonables al consumidor por los servicios prestados estrictamente.
2. Proporcionar incentivos a los consumidores, para estimular el consumo eficiente mediante una estructura de precios adecuada y compensaciones.
3. Proporcionar incentivos adecuados para atraer capital adicional al sector monopolístico.

Como el regulador establece los niveles base para las compañías, hay varias formas en que pueden dar incentivos para mejorar la calidad del suministro. Los principales impactos económicos para las compañías de distribución son los pagos por penalización a los clientes. Generalmente los pagos por penalizaciones se asocian a los estándares individuales del cliente. También es posible contar con planes especiales de recuperación para que las compañías alcancen el nivel deseado de calidad. Además debe existir un acoplamiento entre la tarifa y el nivel de continuidad del suministro. La calidad de la tensión es difícil de medir en todos los puntos del sistema de forma confiable y económica. En la mayoría de la normalización, difícilmente existen penalizaciones si los criterios no se cumplen.

El costo de la mala calidad de la energía para factores importantes de la economía en cualquier país se puede ejemplificar de la siguiente manera:

- Fabricante de compresores: Costo de fluctuaciones e interrupciones \$ 1, 700, 000/año
- Industria Automotriz: Costo de interrupciones; \$ 10 millones/año
- Industria Papelera: En un estudio Billinton determinó que el costo de 2 segundos de interrupción cuesta aproximadamente \$ 30, 000 Dólares.
- Control del Tráfico Aéreo: Pérdida de control en un aeropuerto cuesta \$15,000/minuto.

***COSTO DE LAS INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO.***

En Bélgica, la estimación que frecuentemente se tiene es de unos 3.1 € por kWh no proporcionado. Basado en la proporción entre el producto nacional grueso (250 G€/año) y el consumo de electricidad (80 TWh/año). Dos comentarios al respecto:

1. Para un consumidor, el costo financiero de una interrupción es a veces escasamente dependiente en la duración - o de la energía no suministrada (ENS). Por ejemplo, en caso de depresiones de tensión, la duración de la interrupción y ENS son prácticamente iguales a cero, pero el proceso industrial puede detenerse durante varias horas.
2. Los datos internacionales pueden encontrarse en el informe presentado por R. Billinton al estudio del Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE) Comité 38 de París reunido en septiembre del 2000:
  - Australia: 16 €/kWh a partir de abril del 2002.
  - Noruega: 0.50 €/kWh para los consumidores domésticos y 6.3 €/kWh para los consumidores industriales.
  - Francia: 0.75 €/kW y 9.0 €/kWh (del comentario 1, parece lógico considerar además el poder de la energía no proporcionada).

También pueden encontrarse comentarios de la influencia de la duración de la interrupción en dos papeles recientes:

1. La figura 2.5 muestra un ejemplo de las variaciones del costo con relación a la duración de la interrupción, para varios tipos de consumidores industriales.

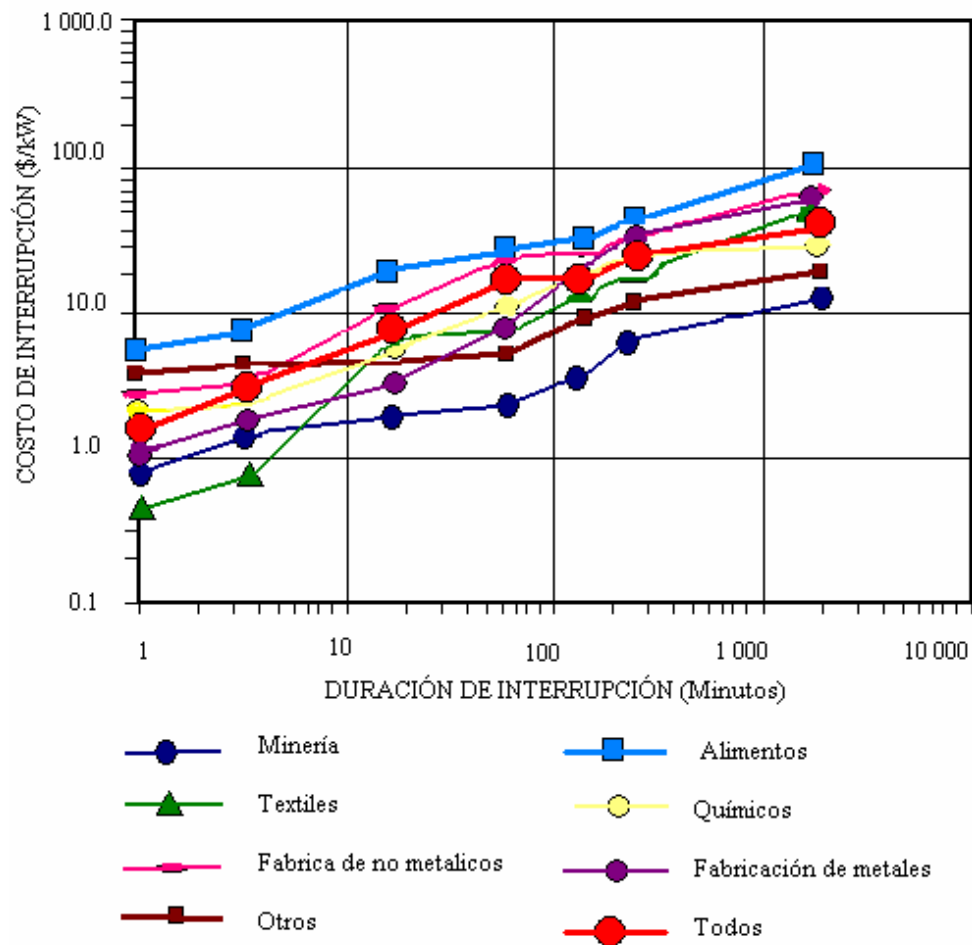


**Figura # 2.5**  
**Función de daño para consumidores industriales.**

2. El Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI, por sus siglas en inglés) proporciona algunas figuras generales para tres tipos de industrias (vea las Tablas 2.1 y 2.2):

- La Economía digital,
- Proceso continuo que Fabrica (CPM),
- La fabricación y los Servicios Esenciales (F&ES).

**Tabla # 2.1:**  
**Costo promedio para la interrupción por la duración (\$)**

| DURACIÓN | COSTO PROMEDIO (\$) |
|----------|---------------------|
| 1 s      | 1 477               |
| 3 min.   | 2 107               |
| 1 h      | 7 795               |

**Tabla # 2.2:**  
**El costo medio para la interrupción por kWh anual y duración (\$)**

| ANUAL kWh     | 1 s    | 3 min  | 1 h    |
|---------------|--------|--------|--------|
| < 50 MWh      | -      | -      | 3 304  |
| 50 – 500 MWh  | -      | -      | 6 783  |
| 0.5 – 5.0 GWh | 1 739  | 1 913  | 12 870 |
| > 5 GWh       | 31 478 | 44 522 | 58 435 |

Una comparación entre datos griegos y americanos para la dependencia de duración (considerando que los costos por el kW son el mismo para una duración de 3 min.) se muestra en la figura 2.6.

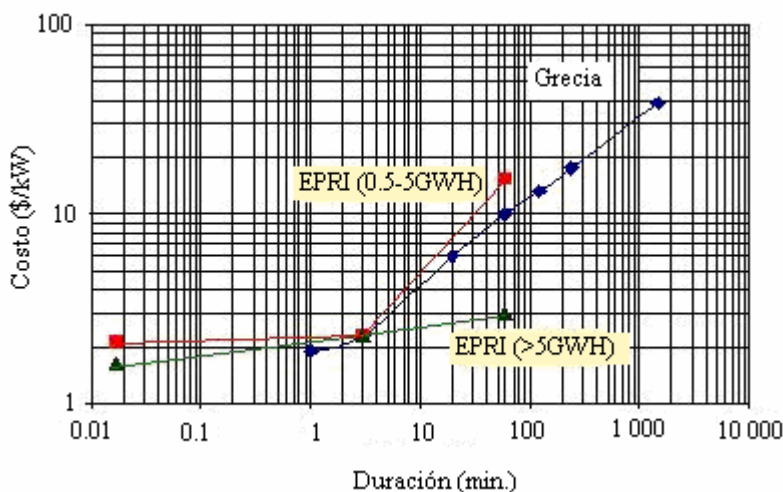


**Figura # 2.6**  
**La interrupción cuesta en función de su duración.**

Los tres juegos de datos parecen indicar un aumento del costo muy lento en función de la duración en el rango 1 s - 3 min. (Rango de “interrupciones cortas”). El aumento parece ser más fuerte para las interrupciones largas (pero esto no es verdad para la industria americana pesada). Sin embargo, en este rango, los datos griegos corresponden a  $\text{costo} = k \cdot (\text{duración})^{0.45}$ : el costo medio de una interrupción no es proporcional a su duración sino a la raíz cuadrada. Esto significa que el costo por kWh no proporcionado está disminuyendo con la duración.

De los costos de la mala calidad de la energía eléctrica surge la necesidad de esquemas regulatorios que eviten o reduzcan las pérdidas económicas para los clientes.

## **ESQUEMAS DE INCENTIVOS PARA LA REGULACIÓN DE LA CALIDAD.**

Bajo los esquemas regulatorios actualmente predominantes basados en incentivos, las empresas distribuidoras de electricidad enfrentan fuertes incentivos para tener ahorros en los costos. Esto ha planteado la pregunta de que tanto las compañías responden a los incentivos del ahorro en costo reduciendo la calidad del servicio, en lugar de perseguir mejoras reales de eficiencia. Es por esto que, la relación entre la eficiencia económica y la calidad del suministro eléctrico en sectores reestructurados, ha surgido como un tema regulatorio importante.

Por lo que es necesario incorporar estándares de calidad del servicio y sus incentivos en la regulación de las empresas distribuidoras de electricidad, para prevenir la asignación ineficiente de recursos.

Al diseñarse mecanismos regulatorios que incorporan la calidad, los evaluadores se enfrentan con la tarea de determinar una curva de demanda del mercado, para la calidad del servicio. Este procedimiento implica definir medidas apropiadas de calidad y posteriormente estimar que valor tiene para los clientes. Los criterios que se deben satisfacer para las medidas de calidad del servicio pueden ser los siguientes:

- (i) Importancia para los clientes,
- (ii) Control de los operadores de red y
- (iii) Medible por los evaluadores.

En cuanto a la participación del cliente para la regulación, la estimación del consumidor es obstaculizada por inconsistencia, contexto-dependencia y escasez de información: Los individuos dan a menudo respuestas no creíbles a las encuestas y son influenciados por su experiencia previa. La carencia de datos detallados y exactos es un problema común. La regulación de la calidad del servicio también implica un aspecto político que puede entrar en conflicto con las consideraciones económicas. Aunque la calidad del servicio individualmente adaptada daría lugar a un resultado eficiente, podría también exponer a los consumidores más pobres a niveles de calidad socialmente inaceptables. Del lado de la compañía distribuidora, existe un número de métodos generales para proporcionar incentivos de calidad a las compañías, incluyendo:

- (i) Compensaciones/Penalizaciones marginales,
- (ii) Multas absolutas y
- (iii) Benchmarking incorporando calidad.

*Esquema marginal de compensaciones y penalizaciones:* Las compañías reciben las compensaciones (o penalizaciones) por unidad de mejora (o degradación) de la calidad, la que debe ajustarse para reflejar el valor marginal que los clientes atribuyen a la calidad. En equilibrio, maximizar la ganancia de una empresa busca operar en el nivel eficiente, que varía según su curva individual de costo marginal. Los mecanismos de este tipo se conocen como “descentralizados”, pues permiten que las firmas elijan su propio nivel de suministro de calidad.

*Multas absolutas:* Tienen una naturaleza centralizada, esto es que las compañías tienen que pagar una cantidad preespecificada si la calidad cae por debajo de un margen. El evaluador fija la cantidad y el margen. Aunque los esquemas absolutos son económicamente inferiores a los marginales, estos conllevan beneficios sociales y políticos más amplios asegurándose de que se proteja a los clientes con estándares de desempeño garantizados. En la práctica, un régimen regulador puede incluir una combinación de componentes marginales y absolutos.

El *Benchmarking*: se puede definir como la comparación de alguna cierta medida del desempeño real contra un desempeño de referencia. Trata a las empresas distribuidoras como unidades de producción, que transforman entradas (posiblemente sujetas a factores externos) en salidas. Las variables usadas en el análisis pueden ser físicas y/o monetarias; las entradas monetarias son generalmente preferibles en un contexto regulatorio. Los evaluadores generalmente no tienen suficiente información para establecer el nivel de eficiencia de los costos de las empresas evaluadas. Bajo el supuesto de que la información de los costos de un grupo de empresas sea mutuamente informativa, el *Benchmarking* se utiliza para inferir el nivel de costos alcanzables y para fijar los *Factores X* dentro de las revisiones regulatorias periódicas del control de precios.

*Métodos de Benchmarking que incorporan calidad:* Están basados en los mismos principios que las bonificaciones/penalizaciones marginales. Por ejemplo, bajo regulación por límite de precio, una compañía que entrega un incremento en la calidad comparada con sus pares se le permitirá subir su precio por una cantidad que refleje el valor social del incremento de la calidad.

Una correspondiente reducción de precio se impondrá ante la reducción del desempeño de las compañías. Al igual que los esquemas de bonificación y penalización marginal, estos métodos

son descentralizados, minimizando así la necesidad de la intervención selectiva de parte del evaluador.

Por otra parte, tienen como objetivo introducir los beneficios dinámicos de la competencia en el suministro de calidad: Usando *Benchmarking*, las empresas reguladas compiten con eficiencia una contra otra para entregar un paquete óptimo de costo y calidad del servicio.

Así, además de la ganancia estática de la maximización (alcanzada ajustando el nivel de la calidad sujeta a una curva de costo fijo), las empresas también enfrentan un incentivo para perseguir las inversiones a largo plazo que reducen los costos del suministro de la calidad.

Un desafío asociado a introducir medidas de calidad en *Benchmarking* es mantener los incentivos financieros y de calidad bien equilibrados. Sin embargo, hasta hoy, pocos evaluadores han adoptado técnicas comparativas directamente para fijar los límites de precio y calidad. Una excepción notable es Noruega que introdujo en el 2001, un sistema de desempeño total por límite de ingreso dependiente de la calidad.

Los esquemas de incentivos para regular la calidad de la energía relacionan los niveles de desempeño de la compañía con sus ingresos. El evaluador primero tiene que fijar los parámetros, necesarios para determinar el nivel actual y el nivel óptimo de la calidad. El nivel de desempeño se puede medir en diversos niveles desde el nivel del sistema hasta el nivel de desempeño entregado a cada cliente.

Con base en el desempeño de la compañía contra el nivel óptimo, hay una bonificación o una penalización. El impacto financiero de las penalizaciones o de las bonificaciones se establece como un porcentaje del rédito o ganancia de la compañía. Para que quede más claro este escenario regulatorio dedicaremos el capítulo 4 para el tema de regulación, sus características y métodos.

### **3. CARACTERIZACIÓN DE LOS DISTURBIOS EN LA TENSIÓN DE SUMINISTRO.**

Desde el inicio de este documento nos hemos basado en los datos obtenidos de experiencias anteriores de los sistemas eléctricos de diferentes tamaños, tecnologías, necesidades y recursos, nos referimos a que hemos tomado los datos de otros países, en donde si hay una gran recopilación de información que caracteriza al suministro de energía eléctrica en todas sus etapas. En donde llevan mucho más tiempo tratando de optimizar la energía eléctrica e invirtiendo recursos; aplicados en tecnología, capacitación, que dan como resultado nuevas estructuras en este rubro de la energía eléctrica a nivel mundial de ahí que se tengan al sistema eléctrico, muy seccionado en algunos países: diferentes actores se encargan de cada etapa generación, transmisión y distribución. Complementándose la reorganización con diversos sistemas de regulación, de acuerdo a las características de la organización del sistema completo en cada país; se han desarrollado una gran cantidad de métodos de regulación, y se ha discutido también su optimización.

El propósito de este capítulo es hacer referencia a los problemas o contingencias que surgen de manera más frecuente en el suministro eléctrico, para afectar la calidad de la tensión que se suministra al cliente.

#### **3.1. ¿QUÉ PUEDE FALLAR EN EL SUMINISTRO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA?**

##### ***DISTURBIOS EN EL SISTEMA.***

Los disturbios en el sistema son generalmente variaciones temporales en la tensión del sistema. Que causan mala operación o fallas del equipo. La variación de frecuencia ocasionalmente es un factor en los disturbios del sistema, especialmente cuando una carga es alimentada por un generador de emergencia u ocurre un desequilibrio entre la carga de la planta industrial y la generación por la pérdida del suministro eléctrico. Sin embargo cuando el sistema eléctrico del usuario está interconectado a una red de potencia relativamente fuerte, la variación de frecuencia resulta a veces ser de preocupación insignificante.

***DISTURBIOS POR SOBRETENSIONES TRANSITORIAS.***

Las sobretensiones transitorias se refieren a las variaciones en la forma de onda de tensión, que dan como resultado condiciones de sobretensión durante una fracción de ciclo de la frecuencia fundamental. Las fuentes comunes de estos transitorios son los rayos, operación de los dispositivos de interrupción de los sistemas eléctricos y el arqueo de conexiones flojas o fallas intermitentes.

Las consideraciones claves se resumen como sigue:

1. Para equipo eléctrico tradicional estas sobretensiones han sido manejadas diseñando el equipo para soportar sobretensiones de magnitudes de varias veces la tensión pico normal y al mismo tiempo aplicar apartarrayos y algunas veces condensadores para frente de onda, con objeto de asegurar que las tensiones no excedan los niveles de diseño del equipo.
2. El equipo electrónico generalmente no tiene la misma capacidad de aguante como los equipos eléctricos más tradicionales. De hecho el uso de apartarrayos que limitan los transitorios a dos o tres veces la tensión nominal pico puede no proporcionar una protección adecuada a este equipo. En ese caso, los dispositivos de protección contra frente de onda para equipo electrónico pueden necesitar reactores en serie, condensadores en paralelo y/o dispositivos electrónicos, además de apartarrayos resistivos no lineales, para proporcionar una protección adecuada. Cuando no se logra esta protección pueden ocurrir fallas o mal funcionamiento.
3. La conmutación de los bancos de condensadores, ya sea en la planta industrial o en la red del sistema eléctrico puede causar el funcionamiento defectuoso de algunos equipos. En años recientes se ha vuelto un problema común asociado con el disparo inexplicable de muchos impulsores de CA pequeños. Muchos de estos impulsores están diseñados para desconectarse de la línea por una sobretensión del 10 al 20 % con duración de una fracción de ciclo. Ya que muchos bancos de condensadores de empresas eléctricas son conmutados diariamente, este problema podría ocurrir en forma muy frecuente. Usualmente este indeseable problema de disparo puede remediarse agregando un reactor en serie con el dispositivo sensible, o modificando su característica de disparo. Otras soluciones pueden incluir la reducción del transitorio en el banco de condensadores. La operación de los condensadores se asocia también ocasionalmente, con el funcionamiento defectuoso o falla de otros equipos además de los controladores.

***DISTURBIOS POR ATENUACIONES TEMPORALES DE TENSIÓN.***

Las caídas de tensión momentáneas se han vuelto un problema común en los años recientes, produciendo efectos que van desde el parpadeo de relojes digitales en los hogares hasta procesos industriales interrumpidos. Esta es una condición que típicamente ocurre cuando se inicia una falla en el sistema eléctrico y dura hasta que la falla sea eliminada por un dispositivo de sobrecorriente. La falla puede ocurrir en la planta industrial o en el sistema de la empresa eléctrica. Este tipo de condición puede ocurrir también durante el arranque de motores grandes.

Muchos productos eléctricos no están hechos para ajustarse a estas condiciones de baja tensión temporal. Esta condición temporal tiende a ocurrir en el orden de diez veces más frecuente que una interrupción total de energía. Los factores importantes al tratar con bajas tensiones momentáneas se resumen como sigue:

1. En una planta industrial las lámparas de descarga de alta intensidad (HID) frecuentemente son los equipos más sensibles a la baja tensión. Típicamente se extinguen a tensiones en el rango del 85 al 90 % de la nominal por periodos tan cortos como de 1 ciclo, y toman varios minutos para reencender. Una forma de minimizar este efecto es utilizar alumbrado HID que tenga capacidad de reencendido instantáneo, o utilizar bulbos de cuarzo con lámparas de HID. El bulbo de cuarzo enciende inmediatamente y se apaga aproximadamente 10 minutos después. Cualquiera de los dos métodos puede emplearse, en aproximadamente el 10 % de los lugares con alumbrado por HID en una planta industrial, para proporcionar un alumbrado temporal hasta que las luces HID vuelvan a encenderse. Es posible también obtener balastros regulados que pueden ajustarse hasta del 50 % de la baja tensión.
2. Los PLC's que se utilizan para controlar dispositivos tales como motores de CD y de CA pueden apagar los dispositivos cuando hay tensiones del orden del 80 a 85% de la nominal. Esto puede mejorarse, para condiciones momentáneas de baja tensión, proporcionando control instantáneo de tensión para el PLC a través de un regulador o una fuente de alimentación ininterrumpible (UPS).
3. Los motores de CA y CD están típicamente diseñados para la operación continua con variaciones de tensión de +10% a -5% hasta -15%. Fuera de este rango el motor no puede ser capaz de mantener la velocidad u otros parámetros que son críticos para el proceso, y que pueden llevar a un paro. La duración y magnitud de la caída de tensión que puede causar que esto suceda varía de dispositivo a dispositivo. Adicionalmente, aún si el motor estuviera diseñado para ajustarse a esta condición, el producto resultante del proceso puede resultar dañado, o sufrir en su calidad al grado de no ser aceptable

para su uso. Sin embargo, la inercia del motor ayuda a sobrellevar satisfactoriamente ese tipo de eventos. Si el proceso no se afecta por esta condición transitoria, entonces pueden darse consideraciones para activar el motor con re arranque automático. (La seguridad y el daño a los equipos son factores determinantes para decidir si el re arranque automático es apropiado).

4. Las bobinas de los contactores de arranque de los motores, generalmente se desactivan para tensiones en el rango de 50 a 75%, con duraciones de 1-5 ciclos. Si fuera necesario, en condiciones momentáneas de baja tensión, se puede mejorar proporcionando regulación de tensión instantánea a la bobina.
5. Si el 100 % de las bajas tensiones incluyen tensiones del 90 % o menos, los estudios del sistema han demostrado típicamente que en forma aproximada:
  - El 30% de las bajas tensiones incluyen tensiones del 80 % o menos;
  - El 15 % incluyen tensiones de 70 % o menos;
  - El 5 % incluyen tensiones del 60% o menos.

Estos valores ilustran cómo las mejoras en la capacidad de adaptación relativamente menores pueden reducir significativamente la cantidad de disturbios por baja tensión. Por ejemplo, la mejora de la capacidad de adaptación de un dispositivo particular desde 80 a 70 % típicamente recortaría el número de eventos de disturbio en un 50 %. Del 80 a 60 % reduciría el número en más del 80 %.

6. El 80% de estos eventos tienen duraciones de menos de 0.2 - 0.5 seg. Los sistemas de transmisión tienden a tener tiempos de eliminación más rápidos que los sistemas de distribución, pero esto está en función de las prácticas de coordinación de protecciones de la empresa eléctrica.

Para diseñar la capacidad adecuada de adaptación de un equipo eléctrico es importante conocer la magnitud, duración y frecuencia de ocurrencia de la baja tensión que se espera para las condiciones momentáneas. Las instalaciones alimentadas por la red de distribución de empresas eléctricas tienen más posibilidad de tener eventos de mayor duración y frecuencia, en comparación con las alimentadas por sistemas de transmisión.

La compañía distribuidora debe ser capaz de proporcionar información más detallada para un punto particular de servicio. Dependiendo de las circunstancias, la compañía distribuidora puede ser capaz de reducir la cantidad de eventos mejorando el podado de los árboles, agregando guardas contra animales, mejorando la conexión a tierra, con pararrayos, y con métodos revisados de coordinación contra sobrecorrientes. La duración de los eventos puede también reducirse revisando la coordinación de sobrecorriente existente.

***INTERRUPCIONES DE SERVICIO.***

La pérdida completa de energía en una instalación es generalmente de magnitud menos frecuente que un disturbio por tensiones bajas momentáneas. Sin embargo, si la periodicidad es suficientemente significativa, entonces deben tomarse las medidas para tener una fuente alterna disponible y conveniente.

Es importante darse cuenta de que existen otras fuentes de disturbios que no están asociadas con el suministro eléctrico de entrada. Estas pueden incluir descargas electrostáticas, interferencia electromagnética radiada, y errores de operadores. Adicionalmente, los factores mecánicos y ambientales juegan un papel en los disturbios del sistema. Estos pueden incluir temperatura, vibración excesiva y conexiones flojas.

**3.2. CURVAS DE CARACTERIZACIÓN.**

De los disturbios mencionados en la sección anterior los que trataremos a continuación son las atenuaciones temporales de tensión (sags), e interrupciones momentáneas que, como mencionamos en el capítulo 2, definen la calidad de la tensión. Estos disturbios afectan en forma distinta al material eléctrico del que se trate por lo tanto también se desarrollan estándares adecuados para cada caso de interés.

Los equipos de cómputo, telecomunicaciones, biomédicos, de seguridad y en general todos los equipos electrónicos delicados son susceptibles a presentar interrupciones de servicio, comportamiento errático o fallas costosas por causa de un suministro eléctrico inadecuado. Por lo que un suministro eléctrico de calidad es de vital importancia para garantizar el correcto funcionamiento de los equipos electrónicos delicados. Actualmente, los usuarios de equipo de cómputo adquieren o solicitan un Sistema de Energía Ininterrumpida (SEI o UPS por sus siglas en inglés) para proteger su equipo delicado y proporcionar un suministro eléctrico adecuado.

Además, se piensa que los daños más graves se presentan cuando existen interrupciones totales de suministro eléctrico o cuando hay tormentas eléctricas. Estos supuestos son ciertos, aunque si reflexionamos son los menos frecuentes. Entonces, ¿cómo es posible que sus equipos sufran descomposturas o malos funcionamientos cuando todo parece estar “normal” e incluso cuando están conectados a un equipo de protección?

En México, las compañías eléctricas suministran una tensión de 127 Vca 60 Hz, esto quiere decir que nos entrega una forma de onda senoidal con valor eficaz de 127 Vca, cuya senoide tiene una duración de 16.6 milisegundos. Analizando estos datos, podemos afirmar que si existen problemas en la línea comercial con duraciones de hasta 2.5 ciclos completos, nosotros no seremos capaces de percatarnos de ellos.

Para ejemplificar esto, si un equipo de cómputo recibe un pico de tensión de 264 Vca durante 1 milisegundo sufrirá un daño grave y seguramente costoso. Este problema de la línea de entrada fue 41 veces más rápido que lo que una persona es capaz de percibir con sus sentidos (el ojo humano es capaz de detectar eventos con una duración mayor a 41 milisegundos), sin embargo, fue lo suficientemente “agresivo” como para causarle un daño severo a su equipo.

Una guía útil que ayuda a representar estos fenómenos es una gráfica de susceptibilidad conocida como curva de la Asociación de Fabricantes de Equipo de Computo Comercial / Concilio de Información Tecnológica Industrial (CBEMA/ITIC por sus siglas en inglés) que publicó en 1983 el Departamento de Comercio de Estados Unidos en un documento denominado Información Federal que Procesa la Publicación de las Normas (FIPSPub94 por sus siglas en inglés). Para explicar la curva CBEMA/ITI hablaremos de la caracterización de las Sags y de las interrupciones momentáneas.

### ***CARACTERIZACIÓN DE LAS SAGS Y DE LAS INTERRUPCIONES MOMENTÁNEAS.***

Cuando la calidad de tensión está afectada por Sags o interrupciones momentáneas es preciso saber cual es el grado del daño que estos fenómenos ocasionan al equipo electrónico con el que se cuente, o bien cuál es el limite de tolerancia de los mismos, para ello se han desarrollado estos estándares industriales llamados curvas de susceptibilidad.

### ***ESTÁNDARES INDUSTRIALES.***

El estándar industrial más comúnmente citado para sobreponerse a las atenuaciones de tensión fue desarrollado por el ITIC (figura 3.1). La curva ITI no es un estándar probado real – las computadoras no tienen que ser certificadas para pasar alguna prueba.

La gráfica CBEMA/ITIC nos permite conocer los rangos de tensión que puede soportar cualquier equipo monofásico de 120 Vca. Podemos observar que existe una zona envolvente

donde los equipos pueden funcionar normalmente y se le denomina Región de “No interrupción” o de Tolerancia. Esta región se va haciendo más estrecha conforme la duración del evento se va haciendo mayor hasta llegar a un “Estado Estable” o de funcionamiento constante.

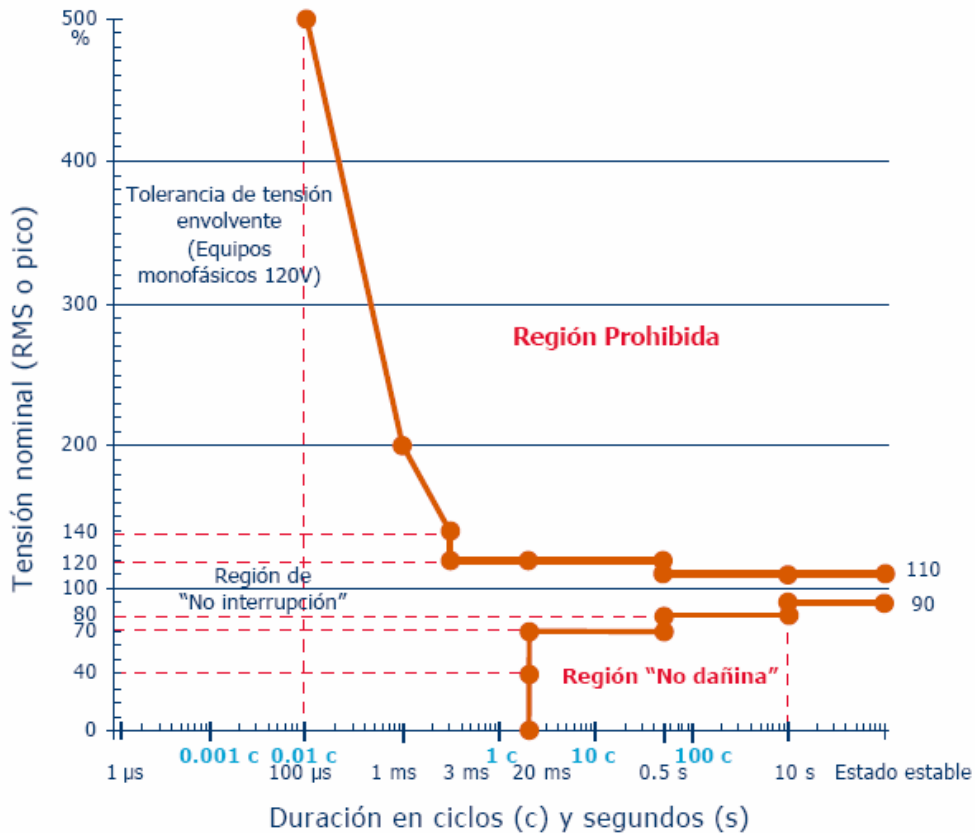


**Figura # 3.1**  
**Curva ITI que muestra la sensibilidad típica del equipo.**

Según el Instituto Nacional Americano de Normas (ANSI por sus siglas en inglés), los equipos del tipo industrial están diseñados para soportar variaciones de tensión del 10% en estado estable, mientras que los equipos de oficina, de cómputo y del hogar soportan variaciones de tensión de 5% o menores.

La curva nos muestra claramente dos regiones no deseadas o regiones que significan una interrupción en el servicio. El área denominada Región Prohibida quiere decir que un evento que cae en dicha zona causará un daño serio al equipo conectado. La Región “No dañina” quiere decir que un evento que se localice en esta área de la curva causará una interrupción del servicio, pero no un daño a la fuente de poder del equipo. Sin embargo, las dos zonas son indeseables, ya que a pesar de que la Región “No dañina” no causa un daño físico al equipo, sí puede tener consecuencias fatales y costosas, como la pérdida de información, un disco duro “aterizado” y daños serios al sistema operativo.

La curva ITI se usa como un indicador de benchmarking para comparar la PQ entre sitios y darle seguimiento al comportamiento durante el tiempo.

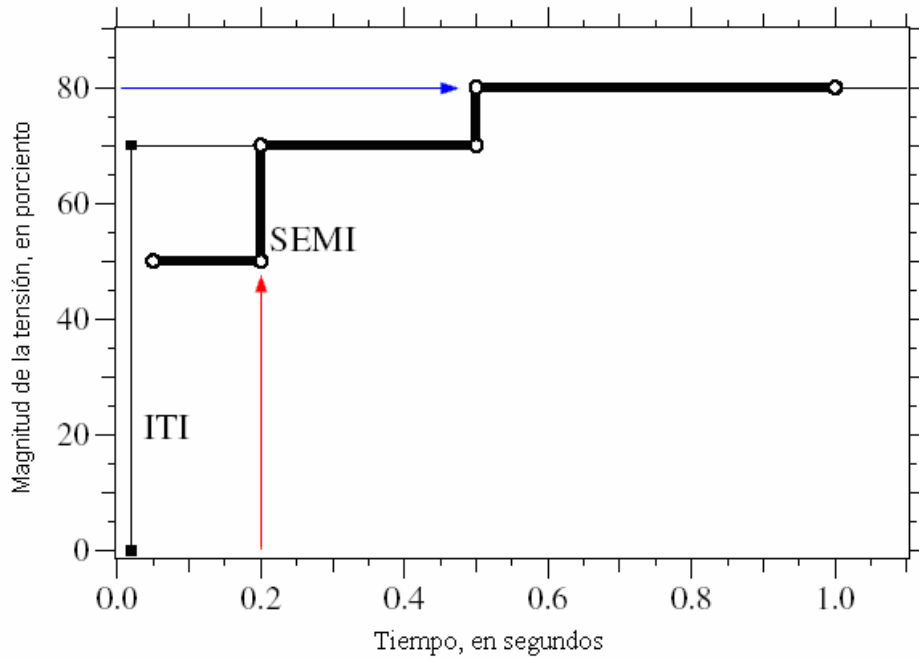
Como la curva ITI representa de alguna manera la capacidad de sobreponerse a atenuaciones de tensión de las computadoras, los eventos por debajo de la curva ITI se pueden considerar como “sospechosos”, que pueden disparar equipos sensibles.

Otra norma de equipos grandes ha sido producida por la industria de los semiconductores en las Especificación para Semiconductor que Procesa Inmunidad contra Sags de Voltaje en el Equipo (SEMI F47-0200,1999). El mayor avance del conjunto de normas SEMI es una norma de prueba real para el equipo. Para cumplir con el estándar SEMI, el equipo debe pasar una serie de pruebas con tensiones abatidas que se especifican en el Método de prueba para Semiconductor que Procesa Inmunidad contra Sags de Voltaje en el Equipo (SEMI F42-0600,1999). La norma define muchos factores, incluyendo un generador de Sags y otros requerimientos de aparatos de prueba, especímenes de prueba, procedimientos de prueba, y reportes de resultados de prueba.

La norma SEMI es sólo para Sags monofásicas; para equipos trifásicos con un neutro, se hacen seis pruebas: cada tensión de fase a neutro es abatida “Sagueado” y cada tensión de fase a fase se abate por turno. Para equipos trifásicos sin neutro, cada tensión entre fases se prueba con un generador de Sags.

La curva SEMI enfoca exclusivamente las Sags en la tensión. En algunos casos, la curva SEMI es más crítica que la curva ITI, y esa manera se presenta cuando las dos curvas se grafican juntas como en la figura 3.2 La curva SEMI tiene una característica mayor para la atenuación de la tensión. El punto más severo en la curva SEMI es la Sag a 0.2 segundos para una tensión a 50% de la nominal.

Sin embargo, algunos equipos pueden satisfacer el requerimiento de la SEMI pero no pasan los puntos de la curva ITI. Los tipos principales de equipo que caen en esta categoría son los relevadores y los contactores. La curva ITI tiene una interrupción de 0.02 segundos que es suficiente para soltar muchos relevadores y contactores que pueden sobrevivir a una Sag de 0.2 segundos con 50% de tensión nominal.

**Figura # 3.2**

**Requerimientos para sobreponerse a un Sag de la Tensión en la SEMI comparados con la curva ITI. (Curva SEMI de F47-0200, 1999)**

Se han introducido varios índices de PQ que son similares a los índices de confiabilidad en la Guía de uso de Prueba de referencia de Fiabilidad con Cliente / Utilidad Índices de Calidad de Potencia Comunes (EPRI TP-113781,1999). Las empresas pueden utilizar estos para algunos propósitos como índices de confiabilidad: indicando áreas para mantenimiento y mejoras de circuitos, seguimiento de comportamiento de regiones, y documentar el comportamiento para los evaluadores. El índice más ampliamente utilizado es el SARFI (EPRI TP-113781,1999) que se define como:

$SARFI_X$ , Índice Frecuencia (Variación) RMS Promedio del Sistema:  $SARFI_X$  representa el número promedio de eventos medidos por variación RMS especificada, que se presentaron durante el periodo de evaluación por cliente alimentado, donde las perturbaciones especificadas son aquellas con una magnitud menor a X para sags o una magnitud mayor que X para swells.

$$SARFI_X = \frac{\sum N_i}{N_T} \dots\dots\dots(3.1)$$

Donde:

X = frontera de  $V_{rms}$ ; valores posibles: 140, 120, 110, 90, 70, 50 y 10.

$N_i$  = número de clientes que experimentan desviaciones de tensión de corta duración con magnitudes arriba X% para  $X > 100$  o abajo X% para  $X < 100$  debido al evento medido i.

$N_T$ = número de clientes alimentado desde la sección del sistema que se va a evaluar.

Los puntos de quiebre de la figura 3.2 no fueron escogidos en forma arbitraria. Los valores 90, 80, y 70 son fronteras de la curva ITI, la frontera 50% es un punto de quiebre típico para los contactores de los motores, y 10% es la línea divisoria entre una Sag y una interrupción.  $SARFI_{ITI}$  es el número de eventos debajo de la curva más baja de ITI. En una forma similar  $SARFI_{SEMI}$  es el número de eventos debajo de la curva más baja de SEMI. SARFI se puede aplicar para un monitoreo (y un cliente) o para varias localidades monitoreadas.

Es difícil ampliar este concepto para hacer de SARFI un indicador de comportamiento en todo el sistema como el SAIFI – lo que es directo para los índices de confiabilidad, se torna mucho más complicado para las Sags debido a que una falla causa diferentes tensiones en diferentes puntos del sistema de distribución. Es difícil encontrar un promedio para todo el sistema sin una considerable cantidad de monitores. Para estimar los efectos en diferentes clientes se deben usar aproximaciones con base en un pequeño número de puntos monitoreados.

### **DETALLES PARA LA CARACTERIZACIÓN.**

Con regularidad se presentan varios disturbios dentro de un tiempo corto. Comúnmente, un interruptor o restaurador pasa por varios intentos de recierre. El cliente ve una secuencia de Sags en la tensión. Si uno de estos eventos causa una perturbación al usuario final, desde su punto de vista, no importa si otros eventos adicionales le siguen dentro de los siguientes pocos minutos, puesto que el cliente ya está en disturbio. Para contabilizar esto, se puede agregar los eventos dentro una ventana de tiempo móvil. Comúnmente las ventanas de tiempo son de 1 a 5 minutos para calcular el  $SARFI_x$  u otras benchmarkings de PQ.

Como las Sags en la tensión pueden tener diferentes impactos en cada fase, ¿como vamos a contabilizar las diferencias entre una Sag trifásica (3F) y una Sag monofásica (1F)?

Se ha propuesto tabular las Sags en dos maneras diferentes:

- Por fase – Cada fase se supervisa en forma independiente. Una Sag 3F cuenta tres veces lo que una Sag 1F. Los registradores monofásicos calculan en forma automática el número de Sags por fase.
- Fase mínima – Un evento Sag se registra como el más bajo de las tres tensiones de fase. Una Sag 3F cuenta lo mismo que una Sag 1F.  $SARFI_x$  usa este método.

Ambos métodos son útiles dependiendo del cliente y de la característica de la carga.

El método por fase es mejor para clientes monofásicos y para clientes con carga trifásica que es más sensible a Sags de más de una fase.

El método de la fase mínima es mejor para plantas donde las Sags en cualquiera de las tres fases es causa de disparo de un proceso. En una localidad trifásica, el método de la fase mínima da números más altos de Sags en la tensión.

Las tensiones de fase a tierra y de línea a línea pueden ser diferentes en forma significativa durante un abatimiento de tensión. Idealmente, queremos registrar y comparar (benchmarking) lo que ve la carga crítica, pero algunas veces se desconoce (y en algunas plantas se pueden tener cargas críticas conectadas entre línea y línea, y entre línea y tierra). Normalmente se da seguimiento al SARFI con base a la forma en que se conecten los registradores.

La mayoría de las ondas de tensión tienen una forma sencilla – La tensión cae en magnitud y permanece ahí hasta que la falla es eliminada. Después de eso, la tensión regresa a su valor de pre-sag. En cambio, la forma en valor RMS es aproximadamente una onda rectangular. La forma rectangular permite una fácil clasificación – solo se necesita una magnitud y una duración. Algunas veces, las Sags no siguen la forma rectangular. Si la corriente de falla no es constante, la tensión no será constante.

Si la falla evoluciona de una falla 1F a una falla entre varias fases, la tensión cambiará. Estos tipos de eventos son difíciles de clasificar, pero la mayor parte del tiempo, podemos ignorarlos para los propósitos de monitoreo y estadísticas en un sitio. Para analizar los eventos específicos que perturban al equipo, la revisión de la forma RMS puede proporcionar significado adicional más allá de tener solamente una magnitud y una duración.

## VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL EMPLEO DE CURVAS DE CARACTERIZACIÓN:

### VENTAJAS:

- El número de Sags por debajo de una curva estándar (por ej. la curva SEMI o la ITIC) da una indicación del comportamiento para una clase de equipo;
- Usando una curva para un usuario de un dispositivo específico, se puede estimar el número de disparos de equipos o interrupción de procesos.

**DESVENTAJAS:**

- Un índice específico para un consumidor no da la información de otros consumidores. Hay falta de información;
- El cliente tiene que estar consciente que el número de Sags bajo la curva no son siempre un buen indicador para el número de disparos de equipo. (El equipo puede también disparar por caídas de tensión que caen encima de la curva ITIC).

**3.3. OCURRENCIA DE SAGS EN LA TENSIÓN.**

Para conocer la ocurrencia de sags en la tensión en algunos países como Estados Unidos y Canadá se realizan varios estudios de monitoreo de PQ. Los dos estudios más ampliamente mencionados son el estudio de la PQ en Distribución del EPRI (DPQ por sus siglas en inglés) y el estudio de utilización final del Laboratorio Nacional de Potencia (NPL por sus siglas en inglés).

En el estudio del NPL se registró la PQ en el punto final de utilización de clientes residenciales, comerciales, e industriales. En 130 sitios dentro de EU y Canadá, se conectaron monitores 1F y 3F en receptáculos estándar de pared (Dorr, 1995).

Por otro lado el proyecto de la calidad de la potencia en la distribución (DPQ por sus siglas en inglés) del EPRI registró la PQ en subestaciones de distribución y en alimentadores de distribución a nivel primario, se hicieron mediciones en Tensiones desde 4.16 hasta 34.5 kV basado en Una Evaluación de Calidad de Potencia del Sistema de Distribución (EPRI TR-106294-V2, 1996; EPRI TR-106294-V3, 1996). Se observaron 277 sitios con resultado de 5691 meses de datos monitoreados. En la mayoría de los casos se instalaron tres monitores para cada alimentador tomado al azar, uno en la subestación y dos en puntos seleccionados a lo largo del alimentador

Como se esperaba, el número de Sags en la tensión es más alto en el estudio del cliente final NPL que en el estudio DPQ a nivel primario. En el punto de utilización, la tensión nominal es más bajo, lo cual capta más sags en la tensión, especialmente sags menores. El monitoreo con el usuario final también capta eventos causados internamente, especialmente sags en la tensión.

El objetivo de recabar estos datos en este tipo de estudios es para estimar por ejemplo el número de veces que los disturbios afectarán a un dispositivo durante un año – en el caso de un dispositivo que es sensible a cualquier evento con tensión por abajo del 50% de la nominal por más de 0.1 segundos, entonces se puede predecir en que sitios en el sistema de distribución de EU, el dispositivo opera equivocadamente.

Por la correlación entre Sags e Interrupciones Momentáneas (IMs) de acuerdo con estudios realizados en EU y otros países se sabe que la ocurrencia de IMs y sags están ligados; en un sitio donde ocurre un número grande de IMs probablemente también ocurren con mayor frecuencia los sags.

### **UBICACIÓN DE LA FALLA.**

La ubicación de la falla es el factor más importante que determina la severidad del disturbio para los clientes. La figura 3.3 muestra varias ubicaciones de falla y como ellas impactan, en forma diferente, a clientes específicos. Una falla en la troncal causa una interrupción al cliente. Si la falla es permanente, el cliente tiene una interrupción de larga duración, pero si la falla es temporal, la interrupción es corta en tanto el dispositivo de protección, recierre exitosamente.

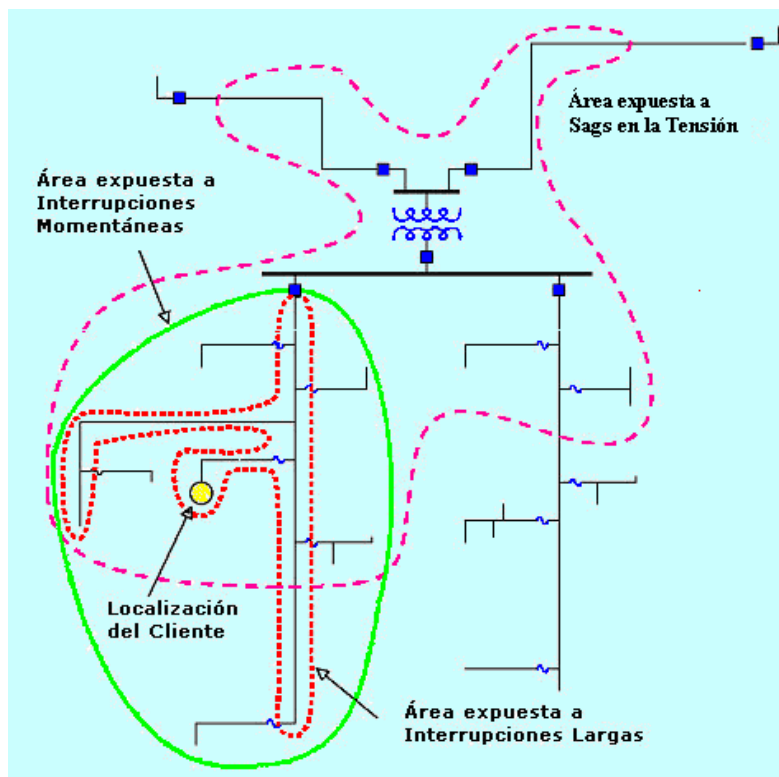
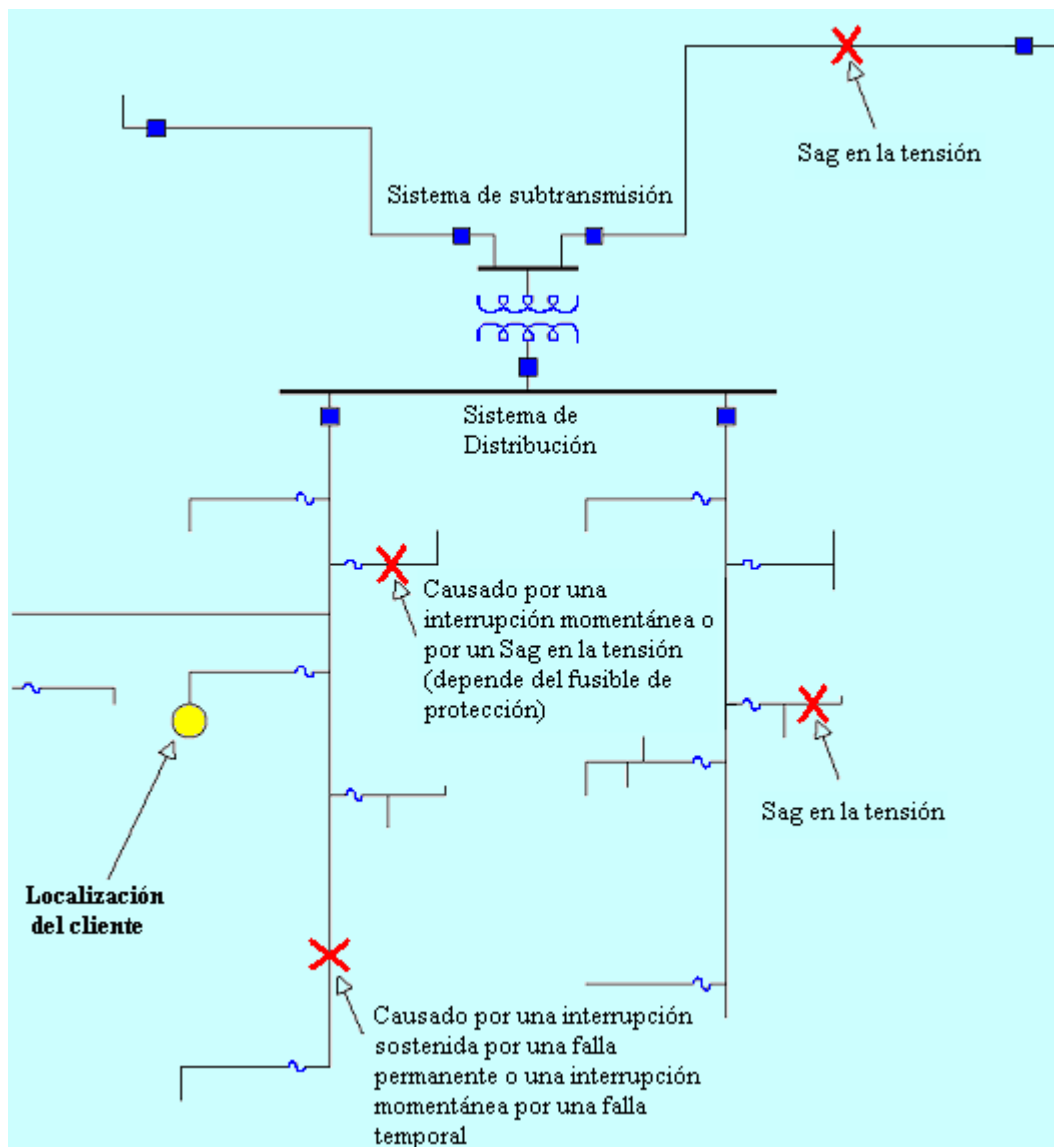


**Figura # 3.3**  
**Ubicación de la falla y área de disturbio a clientes específicos.**

**FALLA- SAG.**

Una falla en un ramal provoca una Sag en la tensión a menos que se utilice un fusible. Sin un fusible al inicio de las derivaciones, el fusible en el ramal provoca una IM en tanto el interruptor (52) o el Restaurador (R) en la SE trata de evitar que el fusible opere.

**Figura # 3.4**

**Ejemplo de un sistema de distribución mostrando las ubicaciones de las fallas y su impacto en un cliente.**

Las fallas en los alimentadores adyacentes causan Sags en la Tensión de todos los alimentadores que salen del bus de la subestación, la duración de las mismas depende del tiempo de operación del dispositivo de protección. La magnitud de la Sag depende de que tan cerca esté la falla del cliente, así como de la corriente de falla disponible. Las fallas en el sistema de transmisión causan Sags a todos los clientes colgados de las SE's de distribución cercanas. Se pueden

observar en la figura 3.4 todas las ubicaciones posibles, mediante áreas de exposición o áreas de vulnerabilidad con base a la severidad.

### **3.4. VARIABLES QUE AFECTAN LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.**

#### ***TROMBAS Y EL ESTADO DEL TIEMPO.***

El incluir las trombas (término genérico para referirnos a fenómenos que afectan a varios alimentadores en forma simultánea: temblores, vientos fuertes, tormentas de rayos, etc.) que provocan variaciones considerables en los resultados de los índices de calidad año tras año. Desde el punto de vista del cliente, una interrupción es una interrupción. También el comportamiento del sistema de distribución se refleja en el comportamiento durante una tormenta; por ejemplo, si una empresa realiza más poda de los árboles e instala más circuitos subterráneos, sus circuitos tendrán menos interrupciones cuando se presenta una tromba.

Si no se excluyen las tormentas, los números suben. La duración de la interrupción (CAIDI) y el promedio del tiempo de interrupción (SAIDI) se incrementan más, si se incluyen los datos durante las tormentas. Las trombas sólo impactan en forma moderada al SAIFI (El número o la periodicidad de las interrupciones).

Durante las trombas, los recursos de cuadrillas se emplean al máximo. La caída de árboles y de cables, agregada al tráfico dificulta aun más la reparación de los daños. Se agregan condiciones de trabajo adversas, y es fácil de entender el gran incremento en los tiempos de reparación.

Durante tormentas severas, las cuadrillas extra, que provienen de otros territorios de servicio, y el caos general aumentan grandes obstáculos al control, evitando que las empresas lleven los registros necesarios para dar seguimiento y establecer los índices.

De las variables propias del sistema eléctrico las más representativas son las siguientes:

**EXPOSICIÓN DEL CIRCUITO Y DENSIDAD DE LA CARGA.**

Los circuitos más largos conducen a más interrupciones. Estas son difíciles de evitar en circuitos radiales normales, aún cuando podamos compensar algo agregando restauradores, fusibles, puntos de seccionamiento adicionales, o automatización. El cambio mayor es en el SAIFI; el Índice de duración promedio de Interrupciones al cliente (CAIDI) es menor dependiente de la longitud de los circuitos.

Es más fácil proporcionar una confiabilidad mayor en las áreas urbanas: las longitudes de los circuitos son más cortas, y los sistemas de distribución más confiables (tal como una red) son más económicos.

Las descripciones utilizadas para esta comparación son:

*Urbanos:* mayores de 0.3 MVA/km.

*Rurales cortos:* de menos de 200 km.

*Rurales largos:* de más de 200 km.

**CONFIGURACIÓN DEL SUMINISTRO.**

El suministro de la distribución impacta enormemente la confiabilidad. Los circuitos largos proporcionan el servicio más pobre.

El ser subterráneas y el trato con el tráfico incrementa el tiempo de reparación.

**TENSIÓN.**

Las tensiones primarias más altas tienden a ser más inconfiables, debido principalmente a lo largo de las líneas. Los circuitos con tensiones más altas tienen más interrupciones.

En circuitos primarios con tensiones más altas, es necesario hacer más esfuerzos para lograr la misma confiabilidad que en los circuitos de tensiones más bajas: más restauradores, más seccionalizadores, más poda, y así sucesivamente. Con la habilidad de construir circuitos más largos y alimentar más clientes, es difícil sobreponerse al incremento en la exposición.

Cuando se planean sistemas con tensiones más altas, ayuda el mantener en mente la confiabilidad. En los circuitos con tensiones más altas, lo ancho es mejor que lo largo.

Generalmente, los circuitos con tensiones más altas solo se hacen más largos, lo cual conduce a una confiabilidad pobre. El tener una troncal larga y delgada, con ramales cortos que salen de la troncal, resulta en un desempeño pobre respecto a la confiabilidad.

#### ALGUNAS DE LAS ESTRATEGIAS PARA IDENTIFICAR LOS DISTURBIOS EN LA TENSIÓN DE SUMINISTRO SON:

- Para los clientes comerciales o industriales, ¿pierde el cliente todas sus computadoras o solo algunas de ellas cuando se presentan los disturbios? La pérdida de todas indica que el problema es momentáneo; el perder solo unas cuantas indica que el problema son las atenuaciones en la tensión (Sags).
- ¿Sólo las luces tienen flicker? ¿Rearranca alguna computadora u otro equipo electrónico? Si sólo es en las luces, es probable que el problema sea flicker en la tensión producido por alguna carga fluctuante, que podría estar en la misma empresa que está teniendo el problema.
- Si se tienen la hora aproximada en que se presentaron los eventos, podemos comparar esta hora con la de operación de dispositivos de protección de la empresa. Para hacer esto se necesita, por supuesto, que la empresa eléctrica registre la hora en que se presenta la perturbación mediante un sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en inglés), relevador digital o controlador de restaurador.
- Si esta información está disponible, se puede correlacionar una interrupción del cliente con la operación de un dispositivo de protección de la empresa. Si el dispositivo de protección es un interruptor o un restaurador aguas arriba del cliente, la causa fue seguramente una IM. Si el dispositivo de protección está en un circuito adyacente o en el sistema de subtransmisión, la causa probable fue una sag en la tensión.
- Una revisión del número de operaciones de los dispositivos de protección en el circuito, si se tiene registrado, puede revelar si ese cliente está viendo un número normal de IMs o posibles sags resultado de fallas en alimentadores adyacentes
- Ocurre el flicker debido a variaciones de carga del cliente. Por ejemplo en una casa, ¿el arranque de la bomba de achique causa que las luces se atenúen en otro cuarto? Si esto pasa, hay que buscar un problema local. Un probable candidato – una conexión de neutro floja – causa el desplazamiento de la referencia cuando se conecta o desconecta una carga.

¿Hay otros clientes en el circuito con problemas? Si es así, el problema probablemente se debe a IMs, y no solo es un cliente muy sensible a las sags. Las IMs afectan más a los usuarios finales; las sags en la tensión solo impactan a los usuarios finales más sensibles.

## **4. REGULACIÓN DE LOS COMPONENTES DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO.**

La transmisión y distribución de electricidad, como ya hemos mencionado anteriormente, constituyen monopolios naturales. La existencia de más de una empresa de transmisión o distribución para una misma zona implicaría duplicar esfuerzos y desperdiciar recursos. Cuando la competencia no es posible, la mejor alternativa es la regulación económica.

En la estructura propuesta en los mercados internacionales, el Estado se encargará de establecer las metodologías para la regulación de las tarifas y otras condiciones para proteger a los clientes y simular, en la medida de lo posible, condiciones propias de competencia.

Las actividades de regulación deberán conducirse de manera transparente, imparcial y uniforme, con base en normas claras y estables, es por eso que la regulación debe de estar supervisada por instituciones externas a las compañías suministradoras de energía.

### ***INSTITUCIONES SUPERVISORAS.***

Un elemento fundamental en el proceso de la regulación de la industria eléctrica es el fortalecimiento técnico, funcional y legal de las instituciones encargadas de supervisar el funcionamiento eficiente de las compañías suministradoras de energía. En este sentido, la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) tienen un papel importante en el desarrollo e instrumentación de la estructura del sector.

### **SECRETARIA DE ENERGÍA.**

La Secretaría de Energía conduce la política energética del país, dentro del marco constitucional vigente, para garantizar el suministro competitivo, suficiente, de alta calidad, económicamente viable y ambientalmente sustentable de energéticos que requiere el desarrollo de la vida nacional.

Su visión se basa en una población con acceso pleno a los insumos energéticos, a precios competitivos; con empresas públicas y privadas de calidad mundial, operando dentro de un marco legal y regulatorio adecuado; con un firme impulso al uso eficiente de la energía y a la investigación y desarrollo tecnológicos; con amplia promoción del uso de fuentes alternativas de energía; y con seguridad de abasto.

## COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA.

La Comisión Reguladora de Energía supervisa de manera transparente, imparcial y eficiente las industrias del gas y de electricidad, con apoyo de personal especializado y sistemas administrativos modernos, a fin de alentar la inversión productiva y garantizar un suministro confiable, seguro y a precios competitivos de energéticos, en beneficio de los usuarios.

Su enfoque está fundado en operar y ser reconocida como una institución pública con autonomía para realizar sus actividades con transparencia y eficiencia, con base en procesos ágiles y oportunos, especialización de su personal, empleo de tecnologías de información y sistemas administrativos modernos, así como en una cultura de mejora organizacional constante, a fin de responder de manera proactiva y flexible a la transformación estructural de los mercados energéticos en México.

Es necesario evaluar si es suficiente el trabajo de La Secretaría de Energía y La Comisión Reguladora de Energía; en las condiciones actuales, para suministrar energía eléctrica de calidad en un futuro, incluso en un futuro muy cercano.

### 4.1. NECESIDAD DE SUPERVISAR

Generalmente, las funciones de generación y suministro pueden ser potencialmente competitivas, mientras que las actividades de transmisión y distribución están sujetas a regulación. El propósito de la regulación de la calidad del suministro es asegurarse de que el desarrollo de las redes de distribución de energía eléctrica este enfocado en los objetivos más razonables de calidad desde el punto de vista socioeconómico.

La regulación está estrechamente ligada a la calidad; la calidad en el suministro de energía eléctrica ha emergido como un tema importante en la post-reforma de la regulación de las redes de distribución, entre otras cosas como consecuencia de la introducción de la regulación basada en desempeño. Los organismos reguladores han empleado esquemas de regulación por incentivos para promover la reducción de los costos y la inversión eficiente. La reducción en los costos puede tener un efecto adverso en la calidad del suministro de energía de las empresas de distribución de electricidad. Por lo que los organismos reguladores del sector eléctrico están tratando de encontrar métodos adecuados para compensar los efectos de la reducción de costos

surgidos de los modelos regulatorios usados para el control de los monopolios de distribución de energía eléctrica.

La regulación de la calidad del suministro debe enfocarse en los parámetros que son importantes para los clientes y al mismo tiempo deben ser los que las compañías puedan controlar. De esta forma se alcanza un óptimo socioeconómico. La regulación también tiene que ser factible es decir, el nivel de desempeño tiene que poderse medir por parte del regulador. El regulador tiene muchas oportunidades para determinar por cual forma desea regular los asuntos de calidad. Generalmente la regulación de la calidad se considera a partir de los tres aspectos que se mencionaron en el capítulo 2: la continuidad del suministro, la calidad de la tensión y las relaciones comerciales entre la compañía y el cliente. Existen varias formas para determinar las normas con las cuales se mide el desempeño de las compañías de distribución.

Estas regulaciones contienen generalmente objetivos para mejorar la eficiencia, disminuir los costos y reducir tarifas. El nivel suficiente de calidad se obtiene a través de las inversiones necesarias en la red. El regulador primero tiene que determinar el nivel deseado del desempeño de la calidad y de esta forma dar a las compañías incentivos para invertir y alcanzar este nivel.

Muchos organismos reguladores de energía alrededor del mundo, como parte de las iniciativas de reforma del sector, han sustituido la regulación tradicional por tasa de retorno (ROR Rate of Return) de las actividades de monopolio natural de las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica con modelos de regulación basados en incentivos (PBR Performance Based Regulation). El principal objetivo de la regulación PBR es proveer de un mecanismo que fomente la eficiencia de las empresas distribuidoras de energía eléctrica en ausencia de los mecanismos de mercado. La eficiencia de las empresas distribuidoras se determina mediante compañías modelo o por comparación de las eficiencias relativas de las empresas que están siendo reguladas (Benchmarking).

Los métodos de regulación (PBR), como la regulación por limite de precio (PCR Price Cap Regulation) o la regulación por limite de ingreso (RCR Revenue Cap Regulation); han sido ampliamente utilizados por los organismos reguladores principalmente Europeos. Estos métodos crean fuertes incentivos para reducir los costos.

Lo anterior representa un desafío para que los organismos reguladores encuentren los métodos adecuados para compensar los efectos de la reducción de los costos en la calidad del suministro de energía eléctrica. De igual forma la calidad de la energía tiene que ser reconocida también en los otros métodos regulatorios. Esto ha forzado a los organismos reguladores a considerar

aspectos de calidad de la energía al decidir las medidas regulatorias apropiadas para el monopolio de la distribución de energía eléctrica.

### **MODELOS REGULATORIOS.**

Existen tres amplias clasificaciones de modelos económicos regulatorios; la regulación por tasa de retorno (ROR), la regulación por desempeño (PBR) y la regulación por comparación (benchmarking). Que a continuación describiremos de forma muy general.

#### **REGULACIÓN POR TASA DE RETORNO.**

La regulación por costo de servicio (COSR cost of service regulation), o regulación por tasa de retorno (ROR rate of return), es el esquema tradicional de regulación de monopolios. Es una de las técnicas más difundidas en el mundo, especialmente en EUA. La regulación (ROR) se refiere al arreglo a través del cual los ingresos de una distribuidora no deben ser superiores a los costos de proveer el bien o servicio regulado, incluyendo el rendimiento del capital invertido. La regulación (ROR) no requiere que los precios se asignen eficientemente, sino sólo que cubran los costos totales.

$$RRi = OEi + Di + Ti + (RBi * RORi) \dots \dots \dots (4.1)$$

Donde:

*RRi* es el *Ingreso requerido*,

*OEi* son los *Gastos de operación*,

*Di* son los *Gastos de depreciación*,

*Ti* son los *gastos en impuestos*,

*RBi* es la *Tasa base* y

*RORi* es la *Tasa de retorno*.

Las desventajas de la regulación (ROR) son; el no proporcionar los estímulos para ahorrar en los costos y para mejorar la eficiencia, y el recompensar las sobre inversiones. Dentro de la teoría económica de la regulación, la regulación (ROR) se cree que es la causa de una ineficiencia *X* que es atribuida a la ausencia de competencia. En términos generales, estos inconvenientes son los que han llevado a académicos y reguladores a desarrollar una gran variedad de esquemas de regulación por incentivos.

## REGULACIÓN POR LÍMITE DE PRECIO.

La regulación por límite de precio (PCR) , actualmente, es la forma más común de regulación en el sector de energía eléctrica empleada en Europa, Australia, Puerto Rico, Singapur, Chile, Argentina, Perú, entre otros. En algunos estados de Norteamérica se emplea en combinación con la regulación (ROR). Este mecanismo, es un índice general de precios utilizado para ajustar la tarifa, y de ese modo proteger a la empresa de los efectos de la inflación. A diferencia del mecanismo (ROR), se utiliza un índice general de precios en lugar de los precios de la propia empresa regulada. El término  $X$  es un factor de eficiencia de la empresa vía reducciones de la tarifa en términos reales. Los precios permanecen fijos para el periodo que se fija un precio máximo y la empresa conserva o comparte los ahorros logrados del costo. En este aspecto la regulación por precio tope se parece a la regulación *ROR* con una tasa congelada.

$$P_{i,t} = P_{i,t-1} * ( 1 + PRI - Xi ) \pm Z_i \dots\dots\dots(4.2)$$

Donde:

$P_t$  es el *Precio tope*,

$P_{t-1}$  es el *Precio tope del año anterior*,

*RPI (Retail Price Index)* es el *Índice general de precios*,

$X$  es el *Factor de eficiencia* y

$Z$  es el *Factor de ajuste por eventos fuera del control de la administración*

Por cada año el precio tope  $P_t$  se calcula con base en el precio tope del año anterior  $P_{t-1}$  ajustado por *RPI* menos el factor  $X$  de la eficiencia decidido por el regulador. El precio tope se puede ajustar usando un factor  $Z$  de corrección para justificar el efecto de acontecimientos extraordinarios que afectan los costos de la empresa distribuidora. El precio tope  $P_t$  representa un índice de las “ $n$ ” diferentes tarifas  $p1...pn$  de la empresa distribuidora regulada. El uso del índice de precios a menudo ofrece a la distribuidora algún grado de libertad al poner tarifas individuales.

El mecanismo *RPI-X* proporciona incentivos a la eficiencia sobre el negocio regulado mientras proporciona un aseguramiento a clientes que las ventajas de ganancias de eficiencia serán reflejadas en precios inferiores a largo plazo. La esencia de la regulación por precio tope, se encuentra en la correcta elección del factor  $X$ , de tal manera que signifique un reto para que el organismo o empresa regulada, el reducir sus costos, y traducirlo en ganancias para los consumidores con respecto a otros regímenes regulatorios.

## REGULACIÓN POR LÍMITE DE INGRESO.

La regulación por límite de ingresos “*Revenue Cap Regulation*” regula los ingresos máximos aceptables que una empresa puede ganar. Al igual que la regulación por límite de precio, la regulación por límite de ingresos tiene como objetivo brindar a las empresas los incentivos económicos para maximizar sus ingresos al tiempo que se minimicen sus costos y puedan conservar las ganancias correspondientes. Los elementos principales de la regulación por límite de ingresos durante un año dado son:

$$\bar{R} = (\bar{R}_{i,t-1} + CGA_i * \bullet Cust_i) * (1 + RPI - X_i) \pm Z_i \dots\dots\dots(4.3)$$

Donde:

$\bar{R}_i$  son los *Ingresos autorizados*,

$CGA_i$  es el *Factor de ajuste por el incremento del número de clientes (\$/cliente)*,

$\bullet Cust_i$  es el *Cambio en el número de cliente (nuevos clientes)*,

$X_i$  es el *Factor de eficiencia* y

$Z_i$  es el *Factor de ajuste por eventos fuera del control de la administración*.

En esta regulación los máximos ingresos que puede tener la compañía durante un periodo de tiempo de algunos años se establecen mediante (4.3), la cual toma en cuenta el incremento anual de la inflación y un factor de corrección asociado a un incremento de productividad. Estos ingresos pueden ser ajustados anualmente con el incremento en el número de usuarios y también se suele considerar un ajuste si existen eventos extraordinarios fuera del control de la compañía. Este tipo de regulación se ha aplicado en empresas distribuidoras de Reino Unido y EUA, entre otras.

## REGULACIÓN POR COMPARACIÓN.

En la regulación por comparación “*Yardstick regulation*” el desempeño de una empresa regulada es comparado con el de un grupo de empresas comparables. Los métodos de *benchmarking* pueden ser usados para promover la competencia indirecta entre empresas reguladas que funcionan en mercados geográficamente separados.

La empresa, es comparada con base en la información que el regulador adquirió de las demás empresas. Por lo que, no hay incentivos para otorgar información falsa al regulador. Además de reducir la asimetría de información, la regulación por comparación incluye también un

componente de incentivos, pues recompensa a la empresa regulada con base en el desempeño de las demás empresas del sector. Por lo que, si la empresa evaluada es más eficiente que las demás con las que es comparada, ésta podrá reducir sus costos y obtener mayores ingresos netos que los contemplados en la regulación. Lo anterior provee un incentivo para que las empresas se vuelvan más eficientes y competitivas y hagan uso de la mejor tecnología disponible.

$$P_{i,t} = \bullet_i * C_{i,t} + (1 - \bullet_i) * (f_j C_{j,t}) \dots \dots \dots (4.4)$$

Donde:

$P_i$  es el *Límite general de precio para la firma i*,

$\bullet_i$  es la *Participación de la información de costos de la empresa i*,

$C_i$  es el *Costo unitario de la firma i*,

$f_j$  es la *Participación por ventas o ingresos netos del grupo de empresas reguladas j (excepto i)*,

$C_{j,t}$ , son los *Costos unitarios (o precios) del grupo de empresas reguladas j (excepto i)*  $n$  es el *Número de empresas reguladas (excepto i)*.

La empresa  $i$  podrá cobrar por los bienes o servicios que produzca un precio  $P$ , que le permitirá cubrir un porcentaje de sus costos (equivalente a su participación de costos  $\bullet$ ) más un componente adicional equivalente al porcentaje de los costos de las demás empresas del sector, ponderados por sus ventas o ingresos netos. Si la empresa  $i$  consigue reducir sus costos por debajo de  $C$ , sus ingresos netos serán mayores, teniendo el incentivo a volverse cada vez más competitiva y eficiente con respecto a las demás empresas del sector por reducir sus propios costos de producción.

Señalemos que la regulación del precio involucra incentivos diferentes por la calidad de suministro.

En la regulación del (ROR), las compañías definen normalmente su propia inversión y niveles de calidad. Según la teoría económica, esto debe crear un incentivo implícito sobre el invertir en la calidad y ningún incentivo hacia el costo-eficiencia. En la práctica el exceso de calidad no parece ser el efecto principal de la regulación del (ROR); a veces puede presentarse un desequilibrio entre los diferentes aspectos de calidad, no necesariamente reflejando la preferencia del cliente sino las preferencias de operadores del sistema.

Los regimenes del (PCR) simple pudieron incentivar una compañía regulada para reducir su calidad de suministro cortando inversiones, mantenimiento, o personal con el objetivo de aumentar sus ganancias. El (ROR) y la regulación del (PCR) tienen que acompañarse por

consiguiente de alguna regulación de calidad de suministro, con el objetivo de evitar distorsiones o la inversión excesiva en el caso anterior, y para prevenir una disminución de calidad en el último. La regulación también puede animar a los cambios apropiados en la calidad de la respuesta a las demandas del cliente.

Algunos autores afirman haber encontrado la evidencia para hacer pensar en una caída en la calidad, que sigue a la introducción de controles del (PCR) donde ninguna previsión específica era hecha para la regulación de calidad. Los incentivos de calidad pueden asegurar que esas disminuciones del costo no se logran al precio de calidad más baja. Esto es particularmente importante porque algunos aspectos de la calidad tienen un largo tiempo de recuperación después del deterioro. Por esta razón, la regulación de calidad debe introducirse al reestructurar o durante las revisiones de los controles de precio para evitar las reducciones de calidad inesperadas.

## **4.2. REGULACIÓN DE LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO.**

Para abordar este tema nos basaremos en datos surgidos de un análisis de calidad de suministro que se realizó para seis países europeos que son: Italia, Noruega, España, Reino Unido, Portugal y los Países Bajos en el año 2000 por el Concilio de los Reguladores de Energía Europeos (CEER), dirigido a comparar niveles de calidad, normas y estrategias de la regulación para el suministro de electricidad en los países europeos. Los seis países analizados en este documento están en las diferentes fases de liberalización.

La continuidad de suministro es un problema complejo. Varios tipos de interrupciones de suministro posibles, y varias maneras de medir continuidad del suministro se han desarrollado. Los usuarios diferentes tienen sensibilidades diferentes a cada tipo de interrupción; desde el punto de vista de los distribuidores, el costo de la medición y del control de las interrupciones varía según el tipo de interrupción, el nivel de tensión y la tecnología disponible (incluso las comunicaciones y sistemas de telemando). Contra este fondo, los reguladores tienen que ser selectivos eligiendo en qué aspectos de continuidad deben enfocarse.

Las características de continuidad del suministro son:

- El tipo de interrupción: planeada o no planeada. Varios estudios de satisfacción de los clientes han resaltado que los usuarios aprecian los avisos adecuados de interrupciones

planeadas. Las interrupciones planeadas propiamente notificadas generalmente se clasifican como menos severas para los usuarios afectados. Deben señalarse a las interrupciones planeadas que no se notifican a los clientes como interrupciones no planeadas.

- La duración de cada interrupción: corta o larga. El estándar técnico Europeo EN 50160 define las interrupciones que duran más de 3 minutos como “interrupciones largas”, y las otras como “interrupciones cortas”. En algunos países, las interrupciones muy cortas, debido a sistemas del recierre automático que operan en menos de unos segundos son llamadas “interrupciones transitorias”. Las interrupciones cortas y transitorias pueden producir daño en el equipo.
- Fallas en el nivel de la tensión y otras causas de interrupciones: tensión baja/ media/ alta. (BT/MT/AT). La interrupción del suministro al cliente final puede originarse en cualquier nivel de tensión en el sistema. Clientes conectados a las redes de baja tensión (BT, <1kV) son afectados por interrupciones debidas a las fallas en la tensión baja, la tensión media (MT), la tensión alta (AT) y redes de transmisión, mientras que los usuarios conectados a la red de tensión media no es afectado por las interrupciones debidas a las fallas en la red de BT. En AT y las redes de transmisión, no todas las fallas causan interrupciones los clientes finales, debido al diseño de la red.
- El tipo de indicadores de continuidad: número o duración de las interrupciones. Para el CEER, la duración acumulada durante un año de las interrupciones por cliente, referidas como los Minutos Perdidos por Cliente (CML: Customer Minutes Lost) o Índice Promedio de Duración de Interrupciones en el Sistema (SAIDI: System Average Interruption Duration Index), indica cuanto tiempo durante un año la energía no fue suministrada (en promedio por cliente). El número de interrupciones por cliente durante un año, llamado “interrupciones por cliente” (CI) o Índice Promedio de Frecuencia de Interrupciones en el Sistema (SAIFI: System Average Interruption Frequency Index, indica cuantas veces en un año la energía no se suministra).

La siguiente serie de tablas las presentamos con la intención de mostrar de una forma muy clara las estrategias y herramientas empleadas para avanzar hacia una regulación eficiente.

Los resultados principales de un análisis comparativo de medidas disponibles y la regulación actual contra los rasgos anteriores se muestran en tabla 4.1 que se enfoca en las interrupciones levantadas de las redes de la distribución.

El análisis comparativo en la tabla 4.1 muestran que los reguladores generalmente se han acercado al problema de la continuidad empezando por las interrupciones largas que afectan a

los clientes de BT, tratando por separado las interrupciones planeadas y las no planeadas. En varios países el número y la duración de interrupciones están disponibles para cada indicador, pero la selección del indicador usado varía por país. En muchos países las interrupciones cortas (y a veces las transitorias) también se graban o registran.

El Anexo 1 contiene información más completa de los niveles de la norma y más mediciones detalladas. El Anexo 2 se refiere a los efectos que producen y el Anexo 3 a la duración por cada interrupción.

**Tabla # 4.1**  
**Principales factores de la continuidad de suministro en las redes de distribución.**

| PAÍS             | INTERRUPCIONES PLANEADAS CONTRA NO PLANEADAS                                                               | INTERRUPCIONES LARGAS CONTRA INTERRUPCIONES CORTAS                                                    | NIVELES DE TENSIÓN                                                                                                                      | INDICADORES DE NUMERO CONTRA INDICADORES DE DURACIÓN                                                                                                       |
|------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| ITALIA           | Grabando: ambas;<br>Regulado: sólo las no planeadas                                                        | Grabando: ambas;<br>Regulado: sólo las largas                                                         | Grabando: todos los niveles de tensión;<br>Regulado: sólo para los usuarios de MT/BT;<br>(en el futuro también para los usuarios de AT) | Actualmente disponible: ambos;<br>Regulado: en la actualidad sólo la duración (CML), probablemente el número de interrupciones será regulado en el futuro. |
| LOS PAÍSES BAJOS | Grabando: sólo las no planeadas                                                                            | Grabando: sólo las largas                                                                             | Grabando: todos los niveles de tensión.                                                                                                 | Actualmente disponible: sólo la duración (CML)                                                                                                             |
| NORUEGA          | Grabando y propuesto para la regulación: ambas.                                                            | Grabando y propuesto para la regulación: sólo las largas                                              | Grabando y propuesto para la regulación: sólo menores de 1 kV                                                                           | Actualmente disponible: sólo la duración (CML)                                                                                                             |
| PORTUGAL         | Grabando y regulado (desde el 2001): ambas, las interrupciones no planeadas y las interrupciones planeadas | Grabando: sólo las largas (en la actualidad >1');<br>Regulado (desde el 2001): sólo las largas (>3 ') | Grabando: sólo menores de 1 kV.<br>Propuesto para la regulación: todos los usuarios (AT/MT/BT)                                          | Actualmente disponible: sólo la duración para todas las interrupciones mayores de 1 ' (TIEPI)<br>Regulado: TIEPI y de 2002, también CML y CI               |
| ESPAÑA           | Grabando: ambas;<br>Propuesto para la regulación: sólo las no planeadas                                    | Grabando y regulado: sólo las largas                                                                  | Grabando: sólo menores de 1 kV.<br>Propuesto para la regulación: todos los usuarios (AT/MT/BT)                                          | Actualmente disponible: sólo la duración para todas las interrupciones mayores de 1 ' (TIEPI)<br>Regulado: TIEPI y de 2002, también CML y CI               |
| REINO UNIDO      | Grabando y regulado: ambas                                                                                 | Grabando y regulado: en la                                                                            | Grabando: las interrupciones a                                                                                                          | Actualmente disponible: ambos                                                                                                                              |

|  |  |                                                                                               |                                                                                     |                                    |
|--|--|-----------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|
|  |  | actualidad sólo las largas (>1'); las interrupciones cortas (>1") serán grabadas en el futuro | todos los niveles de tensión; la regulación real para todos los usuarios (AT/MT/BT) | el número (CI) y la duración (CML) |
|--|--|-----------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|

## Notas:

CI: La interrupción del cliente por año (equivalente a SAIFI, Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones del Sistema).

CML: Minutos del cliente perdieron por año (equivalente a SAIDI, Índice de Duración Promedio de las Interrupciones del Sistema).

TIEPI: horas perdidas por año, pesó por la capacidad del transformador instalada por los usuarios de MT y - sólo para España - en la potencia contratada para los usuarios de MT.

Debido a las prácticas de medición de este estudio en los diferentes países, los datos disponibles en los niveles reales de continuidad de suministro no siempre son comparables. No obstante, el benchmarking de continuidad puede intentarse en los niveles reales si algunas excitaciones son hechas antes de comparar los datos:

- El alcance del benchmarking se debe hacer más estrecho para interrupciones largas no planeadas, definidas generalmente como interrupciones mayores de 3 minutos (en el Reino Unido y Portugal el mismo término se usa para las interrupciones mayores de 1 minuto).
- En algunos países los datos disponibles son para todas las interrupciones en todos los niveles de tensión, mientras que en otros países (Bélgica, Noruega, España y Portugal) solamente las interrupciones que se originaron en redes arriba de 1kV se monitorean.
- Quizás lo más importante es que los indicadores de continuidad no siempre se definen en una manera comparable. Siempre se obtienen los indicadores de continuidad como los promedios compensados, la diferencia más importante está entre los indicadores de peso de continuidad por el número de clientes (usado en el Reino Unido, Italia, Noruega y los Países Bajos) y los indicadores de peso de la continuidad por la potencia afectada (usado en España y Portugal). En condiciones muy generales, los indicadores de peso de la continuidad por la potencia afectada proporcionan mejor los datos comparativos que los indicadores de peso de la continuidad por el número de clientes, porque es probable que los clientes grandes tengan menos y las interrupciones más cortas que el cliente pequeño.

Las tablas 4.2, 4.3 y 4.4 muestran el nivel de la continuidad real para las interrupciones largas no planeadas. A menos que se indique lo contrario, las tablas se refieren a clientes de BT e incluyen las interrupciones largas (>3 minutos) en todos los niveles de tensión y de cada causa (incluso las de fuerza mayor).

Las tablas contienen los datos de los seis países que participan en el Grupo Activo, donde el regulador recopila los datos de continuidad de los informes anuales sometidos por los poseedores de licencia de todas las redes locales de los países estudiados y Francia; a estos datos se les aplica el índice correspondiente (CAIDI) del capítulo 2.

**Tabla # 4.2:**

**Promedio de la duración anual de Las interrupciones: Países que usan los indicadores Cliente-Compensado.**

| PAÍS                    | PROMEDIO DE MINUTOS PERDIDOS POR CLIENTE<br>AL AÑO |      |      |      |
|-------------------------|----------------------------------------------------|------|------|------|
|                         | 1996                                               | 1997 | 1998 | 1999 |
| ITALIA (1)              | 272                                                | 209  | 196  | 191  |
| BÉLGICA (2)             | 37                                                 | 43   | 42   | 47   |
| LOS PAÍSES<br>BAJOS (2) | 26                                                 | 18   | 21   | 25   |
| NORUEGA (2)             | 170                                                | 205  | 130  | 180  |
| REINO UNIDO             | 72                                                 | 75   | 70   | 63   |
| SUECIA                  | -                                                  | 79   | 66   | 152  |
| FRANCIA (3)             | 74                                                 | 56   | 46   | 57   |

(1) sólo el (93% de usuarios de BT); los datos para 1999 sujeto a verificación.

(2) sólo interrupciones mayores de 1kV

(3) las tormentas se excluyeron en 1999 (455 min. Perdidos Incluyendo las tormentas)

De los resultados que presenta la tabla, analicemos que pasa con los países de mayor extensión geográfica, y que además son de los más industrializados como Francia. Notamos avances en Italia; aunque el estudio no abarque a todos los usuarios, mientras que para Francia se mejoraron los registros de minutos perdidos; pero no de forma sostenida para 1999 no mejoró el desempeño para los clientes que demandan grandes cantidades de energía. Parece necesario saber como evoluciona el suministro para este tipo de clientes.

La tabla 4.3 contiene los promedios del tiempo de interrupción obtenidos a partir de la aplicación del SAIDI a los datos monitoreados.

**Tabla # 4.3:**

**Promedio anual de la duración de las interrupciones: Países que usan los indicadores Potencia-Compensada.**

| PAÍS         | PROMEDIO HORAS PÉRDIDAS<br>POR AÑO |      |      |      |
|--------------|------------------------------------|------|------|------|
|              | 1996                               | 1997 | 1998 | 1999 |
| ESPAÑA (1)   | 2.66                               | 2.79 | 2.11 | 2.61 |
| PORTUGAL (2) | 6.30                               | 9.40 | 8.33 | 6.08 |

(1) Sólo interrupciones sobre 1kV

(2) sólo interrupciones sobre 1 kV; se incluyeron las interrupciones planeadas; los datos para 1996, 1997 y 1998 corresponden a una región de Portugal (Lisboa y Valle de Tagus); los datos para 1999 se refieren al país entero de Portugal

A los datos de la tabla 4.4 se les aplica el índice SAIFI.

**Tabla # 4.4:**  
**Número Anual de Interrupciones por Cliente de BT: Países que Usan el Indicador Cliente-Compensado.**

| PAIS                | PROMEDIO DE INTERRUPCIONES AL<br>CLIENTE POR AÑO |      |      |      |
|---------------------|--------------------------------------------------|------|------|------|
|                     | 1996                                             | 1997 | 1998 | 1999 |
| ITALIA(1)           | 4.8                                              | 4.6  | 4.1  | 3.8  |
| LOS PAÍSES<br>BAJOS | 0.14                                             | 0.10 | 0.11 | 0.14 |
| REINO<br>UNIDO(2)   | 0.82                                             | 0.82 | 0.73 | 0.77 |
| BÉLGICA (2)         | 0.90                                             | 0.91 | 0.83 | 0.94 |
| SUECIA              | -                                                | 4.3  | 0.7  | 1.2  |
| FRANCIA             | 1.60                                             | 1.31 | 1.22 | 1.26 |

(1) sólo el (93% de usuarios de BT); los datos para 1999 sujeto a la verificación

(2) incluye las interrupciones más largas de 1

El mejor desempeño como es de esperarse, hasta 1999, lo tiene Francia.

En la mayoría de los países algunos datos están disponibles a nivel regional o distrito (en provincia). En Italia y España los datos son reunidos por separado para las áreas con las características geográficas definidas. Se usan las clasificaciones geográficas diferentes en estos dos países.

Con la excepción de Países Bajos, los datos agregados muestran las marcadas diferencias entre las regiones y entre los distritos en todos los países dónde ellos están disponibles. En Italia y España las clasificaciones geográficas pueden ayudar explicar diferencias que se levantan por las razones geográficas.

Por último los reguladores siguen dos objetivos principales para la continuidad de suministro: para garantizar que a cada uno de los usuarios se le puede proporcionar por lo menos con un nivel mínimo de calidad, y para promover la mejora de calidad por el sistema.

Los dos objetivos son relativamente independientes pero deben ser considerados juntos. Hay dos acercamientos principales:

- La “calidad de suministro” enfoca el acercamiento en el nivel individual de continuidad

para cada usuario y consiste en normas esenciales para evitar que la continuidad caiga debajo de un umbral mínimo (por ejemplo la duración máxima de interrupciones). Este acercamiento requiere que esta continuidad se grabe o registre al nivel del cliente. Puede usarse más fácilmente para clientes de tensión alta y tensión media en lugar de los niveles de tensión baja.

- La “calidad de sistema” enfoca el acercamiento en la continuidad global a través de la medida de la interpretación media. No requiere el registro de interrupciones para cada cliente. En este acercamiento, la regulación involucra en la escena las normas globales para asegurar los niveles medios de continuidad designados en un área determinada.

Hay cuatro áreas principales cubiertas por las normas de continuidad de suministro que ya se aplican o están planteadas para aplicarse en los seis países:

- Las normas Individuales del cliente: este tipo de norma de continuidad del suministro garantiza que los clientes individuales no sufran más de las interrupciones largas en un umbral fijo, o que el número de interrupciones por un año está limitado. Actualmente las normas que garantizan a los clientes individuales sólo están vigentes en el Reino Unido (duración máxima de la interrupción: 18 horas).
- Promediar las normas: este tipo de normas de continuidad del suministro se usa para mejorar la calidad en un área específica, pero no garantiza que cada cliente individual en el área reciba un nivel de continuidad particular.
- La proporción anual de las mejoras de las normas. En este caso se intenta marcar un camino para mejorar las compañías.
- Las normas del cliente peor-servido. Otra manera de poner continuidad de normas del suministro es definir el porcentaje máximo de usuarios sujeto a un número máximo de interrupciones (o minutos perdidos) en un año.

Los reguladores imponen tipos diferentes de normas de continuidad que dependen de sus objetivos principales. Las normas del cliente individual y peor-servido a menudo toman como referencia el formulario de normas garantizadas, pero ellos requieren una medida individual de interrupciones que pueden ser difíciles y costosas. Las normas promedio y la proporción anual de mejora de las normas son más pertinentes a promover la mejora global o a mantener la calidad y pueden usarse para ajustar las diferencias de continuidad entre las regiones.

La supervisión de la continuidad del suministro se lleva a cabo en la mayoría de los países, pero las definiciones y normas se informan considerablemente de manera diferente. Como resultado, no ha sido posible realizar el estudio exacto del benchmarking en la continuidad de indicadores

del suministro. Las comparaciones rigurosas que son posibles, indican diferencias significativas en la actuación entre los países. Algunos de éstos pueden ser atribuibles a los factores exógenos como la geografía, la densidad de clientes y configuración de la red. El trabajo futuro necesita extenderse a cómo los reguladores pueden establecer el valor que los clientes ponen en la continuidad del suministro.

Los resultados detallados del número de interrupciones por cliente y la duración anual de las mismas se presentan en los Anexos 4 y 5 respectivamente.

### **4.3. REGULACIÓN DE LA CALIDAD DE LA TENSIÓN.**

El término calidad de la tensión, o calidad de la potencia, es un concepto del parte aguas para una variedad de perturbaciones en un sistema de potencia. La calidad de electricidad entregada es difícil de definir y cuantificar por las determinaciones que mencionamos en el capítulo 2.

Los datos reales en la calidad de la tensión para los propósitos del benchmarking no están disponibles o su alcance es limitado.

Las normas para la calidad de la tensión pueden ser emitidas por los cuerpos de normalización a través de un proceso de acuerdo general o por los reguladores después de un proceso de consulta.

La definición siguiente de calidad de la tensión se adoptó por el CEER de la Norma de Las Características de Voltaje de la Electricidad Suministrada por Sistemas de Distribución Públicos (EN 50160) europea: "Las características de la tensión de suministro involucra: la frecuencia, magnitud, forma de onda y simetría de las fases."

Normalmente la calidad de la tensión se considera al punto de conexión del cliente. Sin embargo, las razones para la importancia del desarrollo de la calidad de la tensión no están dentro del sistema de potencia, pero se relacionan estrechamente a los desarrollos en el equipo de los clientes. Algunos ejemplos importantes son:

- El equipo del cliente contiene más controladores microprocesados y dispositivos electrónicos de potencia que pueden ser sensibles a las variaciones en la calidad de la tensión;
- La importancia del desarrollo de la eficiencia más alta de energía ha llevado a un

aumento en el número de motores de pasos ajustables y condensadores de derivación que generan armónicas en el sistema de potencia;

- Los procesos y equipos se han vuelto más interconectables e interrelacionados que puede hacerlos más vulnerable a la falla de un componente;
- Los clientes se están dando más cuenta sobre el problema de calidad de la tensión y volviéndose más exigentes al respeto.

Aunque EN 50160 proporciona (indicativo) los valores para muchos de los fenómenos, sólo es aplicable a los niveles de tensión de 35 kV. Para los niveles más altos ninguna norma existe; en los Países Bajos, Italia y Portugal algún criterio de EN 50160 se extiende a los niveles de tensión de 50 kV y superior.

**Tabla # 4.5:**  
**La calidad de la tensión: la comparación de regulación actual.**

|                                                                 | ITALIA | LOS<br>PAÍSES<br>BAJOS | NORUEGA | PORTUGAL | ESPAÑA  | EL REINO<br>UNIDO |
|-----------------------------------------------------------------|--------|------------------------|---------|----------|---------|-------------------|
| ¿La calidad de la tensión es parte de la regulación?            | si     | si                     | si      | si       | si      | si                |
| ¿La calidad de la tensión es regulada a nivel de sistema?       | si     | si                     | no      | si       | no      | si                |
| ¿La calidad de la tensión es regulada a nivel individual?       | si     | si                     | no      | si       | si      | si                |
| ¿Hay multas si los estándares no son cumplidos?                 | no     | no                     | no      | no       | no      | si                |
| ¿La calidad de la tensión es regulada uniformemente en el país? | si     | si                     | si      | si       | si      | si                |
| ¿La calidad de la tensión es regulada por zonas en el país?     | no     | no                     | no      | no       | no      | si                |
| ¿El estándar EN 50160 es impuesto por regulación?               | no     | si                     | si      | si       | si      | no                |
| Si es a si, indique los niveles de tensión:                     |        | Todos                  | 22 kV   | ≤ 45 kV  | ≤ 36 kV |                   |
| ¿La regulación de la tensión es regulada a niveles > 35 kV?     | si     | si                     | no      | si       | si      | si                |

Podemos concluir que la calidad de la tensión es parte esencial de la regulación, es decir la regulación es la herramienta para la calidad de la tensión en los sistemas de potencia, que se ocupa básicamente del cliente a nivel individual.

En la mayoría de los países el impacto potencial de la “falta de calidad” está creciendo. Es por consiguiente probable que se pondrán más equipos de medición en la red y en los puntos de conexión de cliente. Hay también una necesidad por las normas “buenas”. Subsecuentemente, en la mayoría de los países, las consecuencias financieras de la calidad de la tensión pobre

pueden aumentar, el regulador puede usar los incentivos económicos para garantizar los niveles de calidad mínimos. Al nivel del sistema la calidad de la tensión puede regularse introduciendo un “factor-Q” en la regulación del (PCR). A nivel local la calidad de tensión ha sido bien regulada por otros medios, por ejemplo a través de los acuerdos de conexión.

La calidad de tensión no está regulada tan fuertemente como la calidad comercial y continuidad de suministro, en cualquiera de los países analizados. Se requiere de un trabajo extenso que facilite el desarrollo de normas internacionales apropiadas en el futuro y contar con la transparencia y consistencia de informar en los problemas de calidad.

#### **4.4. REGULACIÓN DE LA CALIDAD COMERCIAL.**

La calidad comercial está directamente asociada con los contratos entre las compañías y sus clientes. Los contratos no sólo incluyen la venta de electricidad, sino también los convenios que se establecen entre las compañías y los nuevos clientes o los ya existentes. La información al cliente es un aspecto central de la calidad comercial.

El contrato comercial entre una compañía y un cliente puede ser clasificado como sigue:

- Los contratos relacionados con las condiciones de suministro como la información sobre la conexión a la red y los precios asociados con el suministro. Estos acuerdos ocurren antes de que el contrato del suministro entre en vigor.
- Acuerdos que ocurren durante la validez del contrato y qué se comprometen implícitamente con el propio producto, como cargar a la cuenta, los arreglos del pago y atención al cliente en preguntas y demandas.

El diagrama siguiente muestra seis aspectos de la calidad de regulación del servicio que tienen un papel importante de garantizar la calidad comercial.

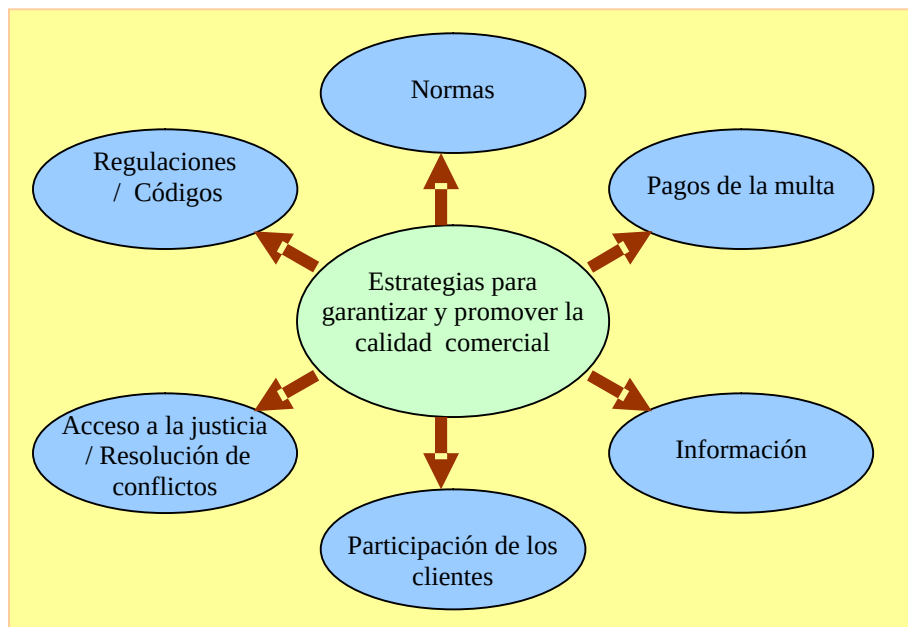


**Figura # 4.1**  
**Aspectos de la regulación de la calidad.**

Muchos aspectos de la relación compañía- cliente son cubiertos por la calidad comercial, pero sólo algunos de ellos pueden medirse y pueden regularse a través de normas u otros instrumentos.

#### ASPECTOS DE LA REGULACIÓN DE LA CALIDAD.

##### LAS REGULACIONES / LOS CÓDIGOS:

La calidad comercial es asegurada por el uso de regulaciones o códigos de diferentes magnitudes en cada país. Los normalizadores son los responsables de la publicación de las regulaciones en el Reino Unido, Países Bajos, Italia y Noruega, en Portugal y España estas responsabilidades las vigilan los cuerpos Gubernamentales y regulatorios y deben verificar que los códigos se apliquen.

##### NORMAS DE CALIDAD COMERCIALES:

Las normas pueden relacionar a la provisión global del servicio (a menudo llamadas Las normas globales) o a la entrega del servicio a los clientes individuales (a menudo llamadas las normas de Garantía); se asocian las normas de garantía comúnmente a algún tipo de reembolso al usuario en caso del incumplimiento.

Existen dos tipos de estándares:

- *Estándares de Garantía*, que proponen el nivel mínimo de servicio que se logran en los casos individuales. Si la compañía no cuenta con estos estándares, la compensación a las tarifas fijas son pagadas a los individuos involucrados.

La definición de estándares garantizados incluye los atributos siguientes:

- 1) Servicios cubiertos (por ejemplo, cargos estimados).
- 2) Nivel de comportamiento requerido – generalmente con respecto al tiempo (por ejemplo, 5 días hábiles).
- 3) Pago de multa a pagar a un cliente por no recibir este nivel de servicio (por ejemplo, 20 euros).

El número y áreas de servicio cubiertas por los estándares de garantía difieren de país a país. Hay varias razones para esto:

- Importancia de clientes: las áreas de servicio de particular importancia de los clientes deben ser reguladas por las normas y los pagos de la multa correspondientes.
- Habilidad de aplicar la norma: si el nivel de intervención depende de los factores fuera de control de la compañía, las normas no son normalmente apropiadas.
- La información sobre el nivel de intervención presente: es difícil preparar las normas sin la información exacta sobre la intervención presente.
- Prevención de comportamiento oportuno por clientes o compañías.

- *Estándares Generales*, definidos como sigue:

- 1) Servicio cubierto (por ejemplo, conexión de las premisas de un nuevo cliente al sistema de distribución de electricidad).
- 2) Nivel de comportamiento mínimo (por ejemplo, 90% de los casos se deben conectar dentro de los siguientes 20 días hábiles, en un período de un año).

## PAGOS DE LA MULTA:

Siempre que las normas de garantía no se cumplen, las compañías deben hacer los pagos de la multa a los clientes afectados. Los pagos de la multa tienen las siguientes funciones principales:

- Proporcionar alguna compensación a clientes cuando las compañías no proporcionan el nivel de servicio requerido (normas de garantía).
- Señalar una indicación a clientes de que los compromisos de calidad de servicio son eficaces.
- Penalizar la actuación pobre de las compañías y dar los incentivos para mejorar la calidad de servicio.

Existen diferentes enfoques para el pago de multas. En Italia, España y algunos estándares en el Reino Unido (UK), el pago es automático. En otros estándares en UK y para todos los estándares de garantía en Portugal, los clientes deben reclamar el pago de la compensación si el estándar no se alcanza. En Holanda, los pagos por penalización aun no están definidos.

### INFORMACIÓN:

La información del consumidor es un aspecto central de calidad comercial. La difusión de información es una manera importante de promover calidad de servicio. A pesar de que la estructura de los reguladores es muy diferente, la información para los consumidores es una preocupación central en cada uno de los países estudiados.

Los métodos de provisión incluyen la publicación de hojas impresas, periódicos, sitios de Internet y datos proporcionados con las facturas del suministro eléctrico. En Italia, Noruega y España, hay normas que establecen la información mínima a ser publicada en las facturas. Las compañías también usan el envío de la factura para comunicar otra información que puede ser de interés a los consumidores de electricidad.

### PARTICIPACIÓN DEL CLIENTE:

Las estrategias para facilitar esta participación incluyen:

- Contacto con la compañía suministradora (centro de atención a clientes, un número telefónico de atención, etc.)
- Estándares asociados con el tiempo de respuesta para restablecer el suministro y de requerimientos de información.
- La participación activa de asociaciones de los consumidores en el desarrollo de la regulación del sector de eléctrico.

En Portugal y España, las asociaciones del consumidor se representan en los cuerpos reguladores y los concilios consultivos.

**ACCESO A LA JUSTICIA / RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS:**

Conocer los diferentes roles de los cuerpos reguladores en la resolución de conflictos y de otros organismos responsables.

La falta de información sobre los niveles reales de calidad comercial es un obstáculo para la intervención comparada en los países diferentes. Todas las comparaciones presentadas en este capítulo están basadas en las normas publicadas y no en los niveles de la intervención reales que informan para la calidad de servicio.

La regulación económica de utilidades normalmente se enfoca en la regulación del precio, con relativamente menos atención a las normas de la actuación y obligaciones sociales. Por otro lado, las reglas técnicas generalmente no tienen relación con los aspectos económicos y costo-eficacia. La unión de regulación económica y técnica presenta un desafío para los reguladores.

La regulación de utilidad debe incluir una definición clara del “producto” proporcionado al cliente; el precio de la regulación, sin la regulación de calidad puede dar incentivos imprevistos y engañosos a los niveles de calidad.

Por estas razones, la interpretación basada en la Regulación incluye frecuentemente los incentivos de calidad, incluso donde el precio de la regulación se introdujo originalmente sin calidad-ahorro o calidad-mecanismos de promoción. La calidad de regulación de servicio es una responsabilidad gubernamental en algunos países como España y Portugal; en otros países está entre las responsabilidades de reguladores independientes.

## 5. ESTÁNDARES DE SUMINISTRO.

En este capítulo finalmente presentamos lo que es nuestra propuesta de estándares de suministro para una empresa distribuidora de energía eléctrica, que se basa en la revisión de los estándares más importantes que se han desarrollado a nivel mundial enfocados a la calidad del suministro de energía eléctrica, con énfasis en la calidad de tensión. De esta manera aprovechamos la existencia de dichos estándares y los resultados que ha proporcionado de su aplicación.

El desarrollo del capítulo comprende las características de la electricidad suministrada a los clientes a través una red, que la compañía distribuidora puede tomar como base para la elaboración de Estándares de Suministro. Abarca en forma resumida en que consiste determinada característica, cual es el objetivo deseado, cómo se mide, e información relevante para la misma; a considerar de acuerdo a los avances logrados en los estudios que ya se han realizado en otros países.

Las normas más importantes que tratan sobre medida y caracterización de eventos en la tensión de suministro de energía eléctrica (y en general de la calidad de la energía eléctrica) son la norma europea EN-50160, el Estándar de la Medida de Calidad de la Energía IEC 61000-4-30 y el IEEE Standard 1159-1995. En los siguientes apartados se revisan y comparan las definiciones y los métodos de caracterización empleados en las distintas normas.

### 5.1 CARACTERÍSTICAS DE LA ELECTRICIDAD SUMINISTRADA A LOS CLIENTES A TRAVÉS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

#### ***RANGO DE LA TENSIÓN DE SUMINISTRO.***

QUÉ ES:

La tensión de suministro es la tensión que existe en cualquier momento, de fase a neutro o de fase a fase, en las terminales del cliente.

La tensión nominal para la red de baja tensión es de 127 V de fase a neutro, y 220 V de fase a fase.

La red de distribución de media tensión opera en varios niveles de tensión, por ejemplo la mayoría entre 6 y 23 kV dentro del área de suministro de LYFC y 13.8 y 23 kV en CFE. Los futuros clientes en media tensión deben obtener información detallada de la tensión que se puede aplicar en los sitios de ubicación antes de proceder con cualquier proyecto o compromiso.

### CÓMO SE MIDE:

La tensión de suministro se mide en Volt (RMS)

La tensión instantánea está variando en forma constante de una manera sinusoidal. Tales tensiones alternas son medidas como un valor RMS (Raíz Media Cuadrática). Si la tensión es una onda pura sinusoidal, el valor

$$\text{RMS} = \text{valor pico} / 2^{1/2} \dots\dots\dots(5.1)$$

La tensión se debe medir con un voltímetro que mida valores RMS, y no debe ser susceptible a interferencias de radio frecuencia (RF) (La medición se debe hacer solamente en el lado de BT de la red).

### IMPACTOS EN LA TENSIÓN:

La conexión de cualquier carga en la red de distribución causará un cambio en la tensión. La magnitud de este cambio dependerá del tamaño de la carga, de su factor de potencia y de la impedancia del sistema en el punto de conexión.

En las redes de transmisión y de distribución, los niveles de tensión se mantienen mediante cambiadores de derivaciones en los transformadores que operan de manera automática y a través de conexión/desconexión de bancos de capacitores. Cuando un transformador cambia derivación, o cuando se conectan los capacitores, se presenta un cambio en la tensión en la parte afectada de la red, pero la red está diseñada de tal manera que la magnitud de este cambio es menor que los límites especificados en la norma EN 50160.

Las caídas de 100% en la tensión de suministro por intervalos que generalmente exceden cinco segundos se consideran una “interrupción” en la disponibilidad del servicio más que un cambio en la calidad de la tensión de suministro. La diferencia entre una reducción (por ejemplo un sag o un dip) y una interrupción de la tensión es cuando el suministro está presente o no. (Refiérase a las Secciones sobre Atenuaciones de Tensión y Disponibilidad de Suministro).

**OBJETIVO:**

El objetivo es mantener la tensión en estado estable (para cada periodo de una semana, el 95% de los valores eficaces de la tensión suministrada promediados en diez minutos) dentro del rango de  $\pm 10\%$  de la tensión nominal, en las terminales del cliente. Este rango debe ocurrir solamente o ser excedido en condiciones anormales, en situaciones de emergencia, o en áreas donde no es razonable o económicamente práctico, proporcionar un rango más reducido, así como lo especifica la norma EN 50160.

Al establecer el objetivo se considera que no hay variaciones en la tensión de suministro causadas por eventos dentro de las instalaciones de los clientes o atribuibles a la operación de los equipos de los clientes. Los límites de la tensión para los clientes conectados en el sistema de alta tensión (mayores de 23 kV) están sujetos a la negociación individual y pueden ser diferentes a estos objetivos.

El objetivo respecto a la tensión de suministro está sujeto a atenuaciones de tensión que se mencionan dentro del estándar para atenuaciones de tensiones, o formas de onda transitorias dentro del estándar para formas de onda transitorias. Para situaciones fuera del estado estable, refiérase a “Atenuaciones de Tensión”, “Transitorios” y “Disponibilidad de Suministro”

**OTRA INFORMACIÓN RELEVANTE:**

Los clientes deben estar concientes que las atenuaciones de tensión ocurren también dentro de sus instalaciones, entre las terminales del cliente y los equipos de los clientes. La norma de Instalaciones Eléctricas (utilización) NOM001-SEDE- 2005 establece un límite en la caída de tensión dentro de las instalaciones del cliente de  $\pm 5\%$ , que debe ser agregado al rango de tensión de la red.

En condiciones ambientales adversas (vientos fuertes, trombas) o durante emergencias que surgen por daño en los alimentadores principales o en los equipos, se pueden experimentar niveles de tensión fuera de los límites del estado estable. Los clientes que puedan sufrir pérdida o daño por estos cambios en la tensión deben asegurarse de que sus equipos puedan aguantar impactos en la tensión o tomar las medidas apropiadas dentro de sus propias instalaciones, tales como la instalación de protecciones contra baja tensión o alta tensión.

La expresión “onda de potencia” se usa con frecuencia en forma incorrecta para describir todas las variaciones en la tensión. Sin embargo, en términos precisos “onda” es un incremento

momentáneo en la tensión tal como el causado por las descargas atmosféricas, más que por cambios en la tensión en estado estable.

En las redes de baja tensión, las tensiones de suministro conocidos como “browns outs”<sup>1</sup> pueden ocurrir si un transformador pierde el suministro en una de sus terminales de alta tensión. Por ejemplo, si uno de sus tres fusibles en el lado de alta tensión se funde, y el suministro se mantiene para las otras dos fases, las tres tensiones de fase a neutro resultantes en el lado de baja tensión quedan en 100%, 50% y 50%, mientras que las tres tensiones entre fases son 86%, 86% y 0% de sus respectivas tensiones nominales entre fases. Estas tensiones reducidas continuarán hasta que el problema sea reportado y la cuadrilla llegue para reemplazar el fusible. Esto podría suceder en una hora o algo así y puede ser más tiempo durante trombas debido a que la ubicación de los trabajos depende de las prioridades y de los asuntos de seguridad involucrados por atender otras interrupciones y daños relacionados con la tormenta.

Si los equipos no tienen protección contra bajas tensiones, pueden ser dañados durante la operación con tensión deprimida (brown out). Esto implica un riesgo particular con motores eléctricos. Los clientes que puedan sufrir daños o pérdidas deben asegurarse de que sus equipos pueden soportar un brown out, o bien instalar protección contra baja tensión.

En México se intenta modificar sus estándares actuales para que estén de acuerdo con los estándares internacionales.

## ***FLUCTUACIONES DE TENSIÓN.***

### **QUÉ SON:**

Las fluctuaciones de tensión son cambios repetitivos de corto tiempo, regulares o irregulares en el nivel de tensión.

Los niveles de tensión cambian en respuesta a los cambios de carga en la red, de tal manera que si la corriente que toma de la red aumenta, el nivel de la tensión baja. Similarmente, cuando la carga es desconectada, el nivel de la tensión se incrementa.

El equipo de control automático de tensión compensa variaciones de tensión de largo plazo

---

<sup>1</sup> El Brown-out es una condición baja de la línea normal voltaje de la energía que es proveída por el equipo local de generación. Esta condición puede ser a corto plazo (minutos o horas) o largo plazo (1/2 día o más). En una línea de transmisión, la reducción de energía del voltaje de 8 - el 12% generalmente se considera un Brown-out.

debido al incremento o decremento de las cargas, pero no está diseñado para reaccionar ante eventos de corta duración.

### CÓMO SE MIDEN:

Las fluctuaciones de tensión se miden por el porcentaje de cambio en el nivel de tensión.

### IMPACTO DE LAS FLUCTUACIONES EN LA TENSIÓN:

Las fluctuaciones rápidas en la tensión pueden ocurrir en cualquier instalación como resultado de la conexión o desconexión de cargas. Los clientes frecuentemente observan este efecto en sus propias instalaciones. Las fluctuaciones de tensión también se presentan en el sistema de alta tensión y en la red. En las secciones siguientes se habla de cada una de las fluctuaciones que pueden tener impacto en las instalaciones de los clientes.

### ***FLUCTUACIONES RÁPIDAS DE LA TENSIÓN DE SUMINISTRO.***

#### QUÉ SON:

Ciertos equipos, como los motores grandes, soldadoras, hornos, y máquinas de rayos X, pueden causar cambios rápidos en el nivel de la tensión durante su operación. El uso repetido o prolongado de esas máquinas puede causar “interferencia” con la operación de equipos eléctricos en las instalaciones vecinas y dentro de las propias instalaciones del cliente. Esta interferencia puede ser molesta desde un punto de vista y en casos severos puede conducir a malos funcionamientos en equipo electrónico sensible.

#### CÓMO SE MIDEN LAS VARIACIONES RÁPIDAS:

Los efectos en otros clientes que surgen de los cambios rápidos en el nivel de tensión causados por equipo perturbador son evaluados en el punto de “común acoplamiento”. Este es el primer punto en la red en el cual los disturbios de la instalación de un cliente pueden impactar a otros usuarios de la red. El estándar EN 50160, recomienda los límites y las metodologías para evaluar los impactos producidos por las fluctuaciones en la tensión.

**OBJETIVO:**

Cuando la compañía distribuidora recibe quejas notificaciones de que el equipo de un cliente está produciendo efectos adversos en el suministro de electricidad de otros clientes, intenta realizar pruebas en el punto de común acoplamiento.

Cuando se exceden los límites establecidos en EN 50160, la compañía distribuidora tomará los pasos necesarios razonables que estén dentro de sus posibilidades para requerir al cliente que está afectando que corrija la situación. El estándar EN 50160 permite hacer diferencias entre redes urbanas y rurales.

Cuando las fluctuaciones de tensión en el punto de común acoplamiento son causadas por más de un cliente, la compañía distribuidora establecerá límites generales a la interferencia causada por cada uno.

El propósito de la compañía distribuidora es establecer un balance entre ellos, poniendo restricciones a los clientes que estén interfiriendo a otros clientes, y asegurar que los clientes no deban recibir interferencia tal como se define en EN 50160.

Al establecer los objetivos la compañía distribuidora considera que no hay fluctuaciones de tensión causadas por o resultado de los equipos de las propias instalaciones de los clientes.

**OTRA INFORMACIÓN RELEVANTE:**

La compañía distribuidora no pone restricción a los clientes para que usen equipos que no causan interferencia en el punto de común acoplamiento. Sin embargo, los clientes de la red pueden encontrar que aún cuando ellos no causen disturbio importante a otros, su maquinaria o equipo causa variaciones rápidas importantes en la tensión dentro de sus propias instalaciones. Los clientes que desean evaluar la interacción entre sus diversos equipos eléctricos y la planta deben buscar asistencia experta si fuera necesario.

Aunque en algunos casos la interferencia causada por un equipo eléctrico vecino puede hacer funcionar mal a un equipo electrónico, en la mayoría de los casos indica que el equipo no tiene la adecuada inmunidad contra las fluctuaciones de tensión o no ha sido adecuadamente protegido contra disturbios que deben ser realmente esperados. Los clientes que puedan sufrir daños o pérdidas deben asegurarse que sus equipos tengan interconstruida inmunidad contra las fluctuaciones de tensión y buscar consejo experto si fuera necesario.

De acuerdo con la intención de México de adherirse a los estándares internacionales, el Estándar Mexicano basado en la norma EN 50160, el estándar IEC 61000 y el estándar IEEE-1159-1995 está en proceso de revisión.

## ***ATENUACIONES TEMPORALES DE TENSION.***

### **QUÉ SON:**

Un “dip” es una reducción sencilla de corta duración en la tensión de suministro (generalmente de menos de 1 segundo de duración). Las sags también son llamados dips (término preferido en Europa).

Los problemas con las sags de tensión son tema de discusión entre los clientes y las empresas de distribución. Los clientes reportan que los problemas son debidos a los eventos en el sistema de potencia, y que son responsabilidad de la empresa. La empresa responde que los clientes tienen equipo súper sensible, y que el sistema de potencia nunca se ha diseñado para estar libre de perturbaciones. Las empresas distribuidoras, los clientes y los fabricantes de equipos todos comparten algo de la responsabilidad en los problemas de las sags en la tensión. Casi no existen estándares o regulaciones que gobiernen estas disputas, y la mayoría está trabajando en las negociaciones entre los clientes y la empresa.

La terminología es una fuente de confusión. Una sag en la tensión de 30% se puede interpretar como que la Tensión se cae al 70% del nominal o al 30% del nominal. Hay que ser más precisos y decir “una sag a X (volts o porciento)”. Como la mayoría (pero no todos) los equipos son sensibles a la tensión real, generalmente hay que referir a la sag a la tensión real, generalmente a sags basadas en un porcentaje de la tensión nominal.

### **QUÉ LAS CAUSA:**

Las fallas (por ejemplo, cortos circuitos) ocurren inevitablemente en las redes de distribución y de transmisión, y fluyen corrientes de falla grandes por una fracción de segundo hasta que son despejadas por los dispositivos de protección. Ocasionalmente, las fallas son causadas por la falla de equipo en la red. Más frecuentemente, el equipo es dañado por las ramas de árboles o caídas de los mismos sobre las líneas de distribución, por vehículos que se impactan contra los postes, o pájaros o animales que hacen corto circuito, o algunas personas que están excavando o pican cables subterráneos.

Cuando se presentan tales incidentes, la mayoría de los clientes solamente experimentan un “sag” de tensión durante una fracción de segundo hasta que la falla es despejada por los dispositivos de protección. La mayoría de las veces, esto no lo notarán y no debe afectar a los equipos. Sin embargo, los clientes conectados a la línea o circuito afectado experimentarán una interrupción. En algunos casos el suministro a estos clientes puede ser restablecido en unos cuantos segundos.

Los niveles precisos de tensión que se alcanzan durante las fallas dependen de muchas variables – la naturaleza de la falla, donde se presentan, la ubicación relativa entre el cliente y la falla, y otras. En la mayoría de los casos la duración del disturbio es menor de un segundo.

Una vez aislada la falla, la tensión en el resto de la red retornará a su valor normal, pero los clientes conectados a la sección fallada, verán interrumpido el suministro hasta que la falla sea corregida, o hasta que un suministro alternativo (cuando se tenga disponible) sea conectado.

#### CÓMO SE MIDEN:

El comportamiento de un sag de tensión debe ser evaluado sobre un período grande de tiempo (por lo menos un año).

#### ÍNDICES EXISTENTES:

De la tensión RMS como una función del tiempo dos características básicas pueden ser determinadas:

- profundidad del dip;
- y duración.

El monitoreo de depresiones de tensión realizado en diferentes países, con niveles de tensión en MT (10 a 36kV), AT (66 a 154kV) y EAT (220 y 400kV) muestra que no es sencillo clasificar las depresiones de tensión debido a su variada magnitud.

Aún cuando se tiene limitados datos estadísticos de depresiones de tensión, se puede realizar conclusiones al respecto:

- Las depresiones de tensión en MT (10 a 36kV), ubicadas en el rango de 70 a 85% de tensión, son las de mayor ocurrencia al año, con una duración de 20 a 100 ms. Siendo las menos frecuentes las ubicadas en el rango menor a 10% de tensión.
- Las depresiones de tensión en AT (66 a 154), ubicadas en el rango de 70 a 85% de tensión, son las de mayor ocurrencia al año, con una duración de 20 a 100 ms. Siendo las menos frecuentes las ubicadas en el rango de 10 a 40% de tensión.
- Las depresiones de tensión en EAT, ubicadas en el rango de 85 a 90% de tensión, son las de mayor ocurrencia al año, con una duración de 20 a 100 ms. Siendo las menos frecuentes las ubicadas en el rango menor a 10% de tensión.

### OTRAS CARACTERÍSTICAS:

Otras características para sags en la tensión son:

- cambio del ángulo de fase,
- desbalance trifásico,
- pérdida de tensión y
- distorsión durante el sag.

### ÍNDICES DE TENSIÓN SAG (DIP) DE ACUERDO A LA IEEE P 1564:

Para dar un valor al comportamiento de un sistema de potencia, hasta donde sags en las tensiones están involucrados, un procedimiento de cinco pasos es propuesto aquí:

- Obtener muestras de tensiones con un cierto muestreo y resolución.
- Calcular características como una función del tiempo de las tensiones muestreadas.
- Calcular características de evento único de las características como una función del tiempo.
- Calcular índices de sitio de las características de evento único de todos los eventos medidos durante un cierto periodo de tiempo.
- Calcular índices del sistema de los índices de sitio para todos los sitios dentro de un sistema de potencia.

**OBJETIVO:**

El objetivo es que para cada rango o tamaño de la atenuación (sag) establecido como ejemplo en la columna 1 de la Tabla 5.1 mostrada abajo, el número de sags experimentado dentro del rango en cualquier punto de suministro en un año calendario, no debe exceder del valor mostrado bajo el encabezado “Número de Sags” en la Tabla 5.1:

**Tabla # 5.1**  
**Atenuaciones de Tensión (Sags) - Objetivo \***

| <b>ATENUACIONES DE TENSIÓN (SAGS)</b>              |                                                |                                               |
|----------------------------------------------------|------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| <b>SAGS<br/>(% DE LAS TENSIÓNES<br/>NOMINALES)</b> | <b>NÚMERO DE SAGS (POR<br/>AÑO)<br/>URBANO</b> | <b>NÚMERO DE SAGS (POR<br/>AÑO)<br/>RURAL</b> |
| <30%                                               | 2                                              | 6                                             |
| 30-50%                                             | 20                                             | 40                                            |
| 50-70%                                             | 20                                             | 40                                            |
| 70-80%                                             | 25                                             | 50                                            |
| 80-90%                                             | 200                                            | 300                                           |

\* Estos valores están sujetos a las condiciones actuales de cada compañía suministradora y debe modificarse para cada región de suministro.

Nota: Los sags más severos de menos del 30% de la tensión nominal generalmente son de corta duración, típicamente 0.1 segundos. Los sags menos severos, por ejemplo, los del rango entre 80 y 90% del nominal, pueden ser de duración mayor, hasta 0.5 segundos.

Para la mayoría de los clientes, la mayor parte del tiempo, para cada rango de tamaño de las sags establecido en la columna 1 de la Tabla 5.2 mostrada abajo, el número de sags dentro del rango experimentado en cualquier punto de suministro en un año calendario generalmente no excede el valor mostrado abajo del encabezado “Número de Sags” en la Tabla 5.2. Pero cabe aún hacer otra consideración, este número de sags por años aún puede cambiarse si se analizan los tamaños y las características de las zonas de control, debido a que en nuestro país tenemos una gran diversidad de zonas, no sólo rurales y urbanas.

**Tabla # 5.2**  
**Atenuaciones de Tensión (Sags) - Promedio\***

| <b>SAGS<br/>(% DE LAS TENSIÓNES<br/>NOMINALES)</b> | <b>NÚMERO DE SAGS (POR AÑO)</b> |
|----------------------------------------------------|---------------------------------|
| <30%                                               | 1                               |
| 30-50%                                             | 6                               |
| 50-70%                                             | 6                               |
| 70-80%                                             | 8                               |
| 80-90%                                             | 60                              |

\* Estos valores están sujetos a las condiciones actuales de cada compañía suministradora y debe modificarse para cada región de suministro.

Al establecer sus objetivos la compañía distribuidora supone que no hay sags debido a la falla o a la operación de equipos en las instalaciones del cliente o debido a eventos asociados con la generación o en la red de transmisión.

#### OTRA INFORMACIÓN RELEVANTE:

Los clientes con procesos críticos, o equipos susceptibles a los sags, que puedan sufrir pérdida o daño ante un sag deben adoptar medidas de protección o instalar dispositivos apropiados.

El número o la magnitud de las sags en la tensión se pueden mejorar con varios métodos en el sistema de la empresa

- *Reducir fallas* – Poda, tres hilos, guarda animales, apartarrayos, patrullaje.
- *Disparos más rápidos* – Fusibles de menos capacidad, disparo instantáneo, relevadores más rápidos en transmisión.
- *Soporte de tensión durante fallas* – Elevando la tensión nominal, fusibles limitadores de corriente, transformadores de subestación de más capacidad, reactores de línea.

#### **TRANSITORIOS POR MANIOBRAS.**

##### QUÉ SON:

Los transitorios por maniobra son distorsiones oscilatorias transitorias de la forma de onda de la tensión con duración menor desde un microsegundo hasta varios milisegundos.

Teóricamente, la desconexión o conexión de una corriente mediante un dispositivo mecánico o electrónico puede causar distorsión de la forma de onda de la tensión. Los transitorios por maniobra pueden generar sobretensiones de varias veces la tensión nominal. La causa más significativa de transitorios es la conmutación de cargas altamente inductivas o capacitivas.

**IMPACTOS:**

Aunque la conmutación dentro de redes de alta tensión causa distorsiones transitorias, esas distorsiones no se transmiten a distancias muy lejanas. O hacia la red de baja tensión (220/115V), porque las oscilaciones de alta frecuencia son atenuadas muy severamente a medida que pasan a través de la red.

**OBJETIVOS:**

El objetivo es limitar los transitorios por maniobra a menos de dos veces la tensión de suministro normal.

Al establecer los objetivos consideramos que no hay transitorios por maniobras generadas dentro de las instalaciones propias del cliente.

**OTRA INFORMACIÓN RELEVANTE:**

Una de las causas más comunes de transitorios localizados es la conmutación de contactos de las válvulas solenoides dentro de los equipos o aparatos domésticos de los clientes. Los clientes deben saber que los mecanismos de conmutación dentro de sus propias instalaciones pueden causar daños o fallas de operación a otros elementos de su equipo eléctrico. Los clientes que puedan sufrir daños o pérdidas por transitorios de maniobra deben saber, si sus dispositivos o equipos sensibles a daño tienen interconstruidos circuitos de inmunidad contra sobretensiones transitorias y si no los tienen, en donde se pueden instalar dispositivos de protección para asegurar que los equipos no funcionarán mal. Los clientes que puedan tener problemas deben buscar asistencia técnica experta si fuera necesario.

Hasta el momento, no se tiene un Estándar Mexicano en relación a inmunidad de los equipos, pero este asunto será tratado cuando el Estándar Mexicano basado en la norma EN 50160, el estándar IEC 61000 y el estándar IEEE-1159-1995 sea revisado.

Debido a que es importante que la tolerancia de tensión de los equipos críticos sea evaluada antes de su compra, la Figura 5.1 establece lo que comúnmente se denomina Envolvente de Tolerancia de Tensión en Computadoras.

Los transitorios y sags fuera de la Envolvente de Tolerancia de Tensión pueden ocurrir y

ocurren por una diversidad de razones. En aplicaciones críticas, se deben tomar medidas de protección adicionales.

Guías para protección contra descargas atmosféricas y otras sobretensiones transitorias se encuentran en:

- Descargas electrostáticas (IEC 1000-2-3) o
- Prácticas Recomendadas en Picos de Voltaje en los Circuitos de Baja Tensión de Corriente Alterna (ANSI/IEEE Std C62.41).

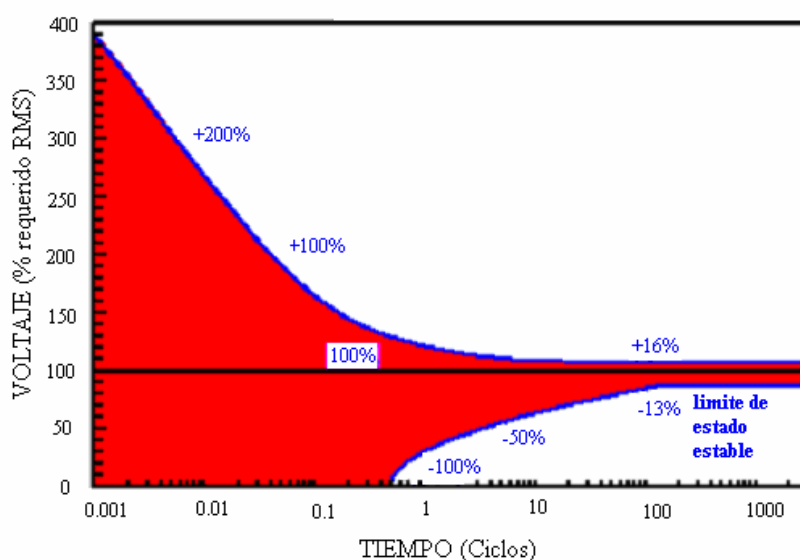


**Figura #5.1**  
**Envolvente Tolerancia de Tensión para Computadoras**

Este modelo fue desarrollado por los fabricantes de computadoras en los Estados Unidos para representar los disturbios que típicamente las computadoras bien diseñadas son capaces de tolerar. Se usa como guía de diseño solamente. No establece un comportamiento esperado de la red de suministro. Tampoco establece que transitorios pueden ser generados por los aparatos domésticos o los equipos de los clientes. Solamente indica lo que se espera que tolere una computadora o equipo similar electrónico.

### ***DIFERENCIAS DE TENSIÓN ENTRE NEUTRO Y TIERRA.***

**QUÉ SON:**

Aunque los conductores de neutro se conectan para estar nominalmente a tensión de tierra, diferencias de tensión menores pueden suceder entre neutro y tierra. Las diferencias de tensión

se pueden tener en estado estable, o pueden ser temporales o transitorias, o una combinación de esos componentes.

Las conexiones falladas en las instalaciones de los clientes pueden ser causa de diferencias de tensión locales elevadas entre neutro y tierra, con posible riesgo de shock eléctrico menor.

#### IMPACTOS:

Posibles riesgos de shock como se mencionó antes.

Algunos equipos electrónicos no pueden continuar su operación normal si la diferencia de potencial entre neutro y tierra es muy alta.

#### OBJETIVO:

El objetivo es limitar las diferencias de tensión a menos de 10 V en estado estable (promedio en cinco minutos) en las terminales del clientes.

Para la mayoría de los clientes la diferencia actual de tensión sería generalmente menor de 5 Volts.

Al establecer estos objetivos consideramos que no hay diferencias de tensión causadas por la instalación del cliente. El cumplir con la norma NOM001-SEDE -2005 que contempla este tema, es una responsabilidad del cliente.

### ***DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.***

#### QUÉ SON:

Los rayos son descargas de energía eléctrica entre nube y tierra/estructura, etc. O nube a nube.

#### IMPACTO:

Las descargas pueden ser causa de tensiones transitorias ya sea al pegar en conductores aéreos o en alguna componente de la red, o por caer a tierra en un lugar cercano.

La descarga en cualquier parte de la red que no sea la parte donde se conecta directamente el cliente es poco probable que cause tensiones significativas dentro de las premisas del cliente. Alguna forma de daño puede ser posible como resultado de una descarga local muy localizada. Áreas con alta exposición a descargas tendrán un riesgo mayor de falla de equipo por tensiones transitorias debidos a descargas atmosféricas.

#### OBJETIVO:

El objetivo es diseñar la red para proteger a los usuarios de los severos efectos de las descargas atmosféricas en sus circuitos de alta tensión. Estas acciones tienden a ser más efectivas en sistemas urbanos que en sistemas rurales. Los clientes pueden, sin embargo, experimentar sobretensiones transitorias como resultado de descargas atmosféricas en o cerca de los circuitos de baja tensión que les suministran electricidad.

Las prácticas de la industria deben evolucionar para minimizar el riesgo de daño debido a las descargas atmosféricas en o cerca de las redes de alto voltaje o de subtransmisión, a la compañía suministradora le toca hacer esfuerzos para que los clientes estén concientes de las medidas de protección contra descargas atmosféricas.

Al establecer estos objetivos no consideramos el daño debido a descargas atmosféricas en o cerca de la red de bajo voltaje o transformadores de suministro.

Cuando el equipo del cliente puede ser susceptible a descargas atmosféricas el cliente debe instalar dispositivos de protección –esto es responsabilidad del cliente.

#### OTRA INFORMACIÓN RELEVANTE:

Las compañías suministradoras están dando pasos para minimizar estos transitorios causados por las descargas atmosféricas, por medio de hilos de guarda en alimentadores críticos de subtransmisión, apartarrayos, prácticas de coordinación de aislamiento y puesta a tierra, etc. Las características actuales de los disturbios experimentados por un cliente particular son indeterminantes e influenciadas por muchas variables tales como la descarga inicial, ubicación entre el observador y el rayo. La magnitud real del transitorio puede ser el resultado de la descarga inicial o de un arco subsecuente.

Tales transitorios son típicamente cortos en duración (ocasionalmente 0.5 microsegundos – 1 milisegundo, pero generalmente menos de 200 microsegundos), y se atenúan rápidamente y

pueden tener magnitudes más grandes. El equipo tipo exterior tiene mayores distancias eléctricas y por lo tanto niveles de arqueo más altos. Una magnitud máxima posible de un transitorio es de 20 kV, pero 10kV es una cifra más típica. En contraste, en una instalación de baja tensión de un cliente se puede tener en forma típica un nivel de aguante de hasta 6 kV. Muchos aditamentos de equipos o de aparatos domésticos tienen niveles mucho más bajos.

Se les recomienda nuevamente a los clientes que es su responsabilidad fundamental proteger sus propias instalaciones y equipos si se tiene inmunidad insuficiente para soportar disturbios que se puedan considerar normales. Una guía que trata el asunto de protección contra descargas atmosféricas y otras tensiones transitorias (ondas de sobretensión) es el estándar IEC 1000-2-3 o el IEEE C62.41

### ***TENSIONES POR FALLAS A TIERRA.***

#### **QUÉ SON:**

Durante fallas en el sistema, los niveles de tensión a tierra en, o cerca de, los puntos donde fluye la corriente a tierra pueden ser elevados. Estos niveles de tensión elevados generalmente bajan rápidamente, a medida que la distancia al punto a tierra o a la red de tierra se incrementa. La variación de la tensión en condición de falla con la distancia al sitio donde ocurrió la falla, se describe en términos de tensiones a tierra, o tensiones de “paso y de toque”.

#### **IMPACTOS:**

La integridad del sistema de tierras es crítica en proporcionar un suministro de electricidad seguro.

El sistema de tierras se diseña con respecto a las situaciones potencialmente arriesgadas que surgen de estructuras metálicas en contacto con o cerca de aparatos eléctricos. Tales estructuras incluyen, pero no están limitadas a, cercas metálicas, albercas, tanques conservadores de gas o líquidos inflamables, líneas de ferrocarriles eléctricos, tuberías, subestaciones de alta tensión, líneas de transmisión de alta tensión, centros de comunicaciones y cables de comunicaciones con cubierta metálica.

**OBJETIVO:**

El objetivo es no exceder los niveles puestos en la publicación de la Guía de Seguridad en Tierras de Subestaciones de Corriente Alterna ANSI/IEEE std. 80-1986.

Al establecer este objetivo suponemos que no hay tensiones de paso y de toque causados por instalaciones inadecuadas en las propias instalaciones de los clientes.

**OTRA INFORMACIÓN RELEVANTE:**

Los sistemas de tierras de la compañía suministradora estarán diseñados para cumplir con los requerimientos generales de ANSI/IEEE std. 80-1986.

El efecto de la tensión neutro-tierra es aún debatible, sin embargo, la Práctica Recomendada para Potenciar y Conectar a tierra Equipo Electrónico IEEE 1100 recomienda 3 Vrms para equipo normal y 0.3 Vrms para equipo electrónico sensible.

La conexión a tierra de los aparatos eléctricos debe cumplir dos requerimientos:

- Minimizar el riesgo para el personal y para el público en general, en relación a las tensiones que puedan aparecer en, o cerca de, los equipos o estructuras dentro de las áreas autorizadas o de las áreas de fácil acceso durante las condiciones de falla; y
- Que el equipo este conectado adecuadamente a tierra para asegurar que los dispositivos de protección operan correctamente en el caso de fallas eléctricas en el sistema.

Se debe tener cuidado particular en relación a las albercas, incluyendo las albercas domésticas, y otras áreas húmedas.

***DESEQUILIBRIO DE LAS TENSIONES.*****QUÉ ES:**

Los desequilibrios de tensión pueden ser teóricamente resultado del desequilibrio entre las impedancias de la red o de cargas desequilibradas. Se tienen impedancias equilibradas en condiciones de operación normales con prácticas de diseño y de construcción adecuadas y consecuentemente, los medios para controlar el desequilibrio es mediante el balanceo de las

cargas trifásicas y la distribución de las cargas monofásicas

El desequilibrio de las tensiones es relevante usualmente con clientes que tienen suministro trifásico y ciertos tipos de equipos.

### CÓMO SE MIDE:

La definición aceptada para el desequilibrio de tensiones en un sistema trifásico es:

$$U = (T_2 / T_1) \times 100\% \dots\dots\dots(5.2)$$

Donde: U = Desequilibrio presente

$T_2$  = Tensión de secuencia negativa de la red

$T_1$  = Tensión de secuencia positiva de la red

Se tiene aceptación internacional en el criterio límite del desequilibrio que es el que se basa en lo que los motores pueden tolerar, y que el nivel aceptable para el desequilibrio en estado estable del suministro de energía eléctrica es 2% - que coincide con la definición operacional de condiciones de operación “virtualmente equilibradas” aplicada a niveles de desequilibrio de menos o igual a 2%. El estándar IEC 1000-2-2 también se refiere a un nivel de compatibilidad de 2% para “desequilibrio de secuencia negativa”. En las redes de distribución de 220 Volts, un desequilibrio de 2% (tal como se define arriba) podría igualar las tensiones de fase a neutro más altos y más bajos por aproximadamente por 6.7% -por ejemplo, 212,220 y 228 Volts.

Los resultados estadísticos de desequilibrio de tensión, realizados en 99 sitios de Media Tensión (MT), 76 de Alta tensión (AT) y 25 sitios de Extra Alta Tensión (EAT), y el 95% de los datos monitoreados en un período de 10 minutos durante una semana (fuente CIGRE) muestran que:

- El desequilibrio en MT no excede el 2%.
- Para sitios en AT más del 11.8% exceden el 1% de desequilibrio de tensión, y el 4% de los sitios exceden el 1.5% de desequilibrio de tensión.
- En EAT muy pocos sitios exceden el 1.1% de desequilibrio de tensión.

Debido a que son similares los efectos causados por las armónicas y el desequilibrio de tensión (efectos térmicos), se recomienda utilizar similares índices de sitio y del sistema para ambos.

El estándar IEC 61000-4-30 recomienda que el mínimo periodo de monitoreo sea de una

semana, considerando los siguientes índices:

- El 95% de probabilidad diario del valor  $U_{neg, vs}$  (valor del factor de desequilibrio de tensión rcm bajo un muy corto periodo de 3 s)
- El 99% de probabilidad semanal del valor  $U_{neg, sh}$  (valor del factor de desequilibrio de tensión rcm bajo un corto período, 10 min)
- El 99% de probabilidad semanal del valor  $U_{neg, vs}$

Es recomendable además contar con índices de sitio e índices del sistema.

### IMPACTO:

El control del desequilibrio en redes trifásicas es muy necesario debido al sobrecalentamiento y mala operación que se puede presentar en ciertos tipos de motores trifásicos cuando se alimentan con tensiones muy desequilibradas. El desequilibrio de la tensión también puede ser causa de problemas en la red, tales como la mala operación de los relevadores de protección y de los equipos de regulación de tensión, y la generación de armónicas no características en las cargas con equipos de electrónica de potencia.

### OBJETIVO:

El objetivo es no exceder:

- a) un 6% de diferencia entre las tensiones de fase a neutro y de fase a fase más alto y más bajo en estado estable (promedio en 5 minutos) en la red de baja tensión ; y
- b) un 3% de diferencia entre las tensiones entre fases más alto y más bajo en estado estable en la red de alta tensión.

Para la mayoría de los clientes, la mayoría del tiempo, es probable que la diferencia no exceda de 6% y de 3% respectivamente.

### OTRA INFORMACIÓN RELEVANTE:

Respecto a las limitaciones que afectan el balance de carga, la NOM001-SEDE- 2005 establecen que (para clientes conectados a la red de baja tensión), a menos que el distribuidor este de acuerdo con un requerimiento diferente, las instalaciones multifase deben estar arregladas de tal manera que la carga en un conductor activo no sea más de 25 amperes mayor

que la carga en otro conductor activo, y la NOM001-SEDE- 2005 requieren que el Participante en la Red que se conecta a una tensión de 23 kV o mayor deben asegurar que la carga en cualquier fase no será mayor del 102% o menor del 98% del promedio de las cargas en las tres fases.

Ciertos tipos de cargas monofásicas grandes tales como hornos de arco están restringidas de tal forma que no causen un desequilibrio que exceda 1.3% en las redes de 23 kV o 1% en las redes de 85 kV. La restricción sobre el desequilibrio aplicables a un cliente con un punto de común acoplamiento en 230 kV podría ser del orden de 1% por periodos de hasta un 1 minuto, 0.7% hasta por cinco minutos y 0.5% por periodos hasta de 30 o más minutos.

Las redes de baja tensión están predominantemente formadas de cargas monofásicas. En cualquier momento, el desequilibrio es el resultado de la suma de las cargas que varían al azar, lo que significa que estarán cambiando continuamente. Por otro lado, esto también quiere decir que hay poca carga que es susceptible a cualquier desequilibrio –con cargas monofásicas y multifásicas resistivas que no experimentan problema. Debido a la naturaleza dinámica del desequilibrio de tensión en las redes de baja tensión se pondrían tener excursiones temporales por arriba del 2% pero no más allá de 5%.

### ***CORRIENTE DIRECTA.***

#### **QUÉ ES:**

Una componente de corriente directa en el conductor de neutro tiene el efecto de desplazar la forma de la onda y puede ser originada por equipos que tienen diferentes características de operación en cada medio ciclo del ciclo de tensión.

#### **IMPACTO:**

Aún una pequeña cantidad de corriente directa es indeseable ya que puede provocar corrosión de los sistemas de tierra del cliente y de la empresa distribuidora, conduciendo a posibles condiciones de operación no seguras. Ningún equipo importante que se sepa que causa el flujo de corriente directa debe ser conectado directamente a la red de suministro, y puede ser necesario instalar un transformador diseñado para “bloquear” la componente de corriente directa entre el equipo y la red de suministro.

**OBJETIVO:**

El objetivo es que en el punto de suministro del cliente no se debe experimentar más de 10 Volts de desplazamiento.

Al establecer el objetivo suponemos que no hay desplazamiento causado por las propias instalaciones del cliente.

**OTRA INFORMACIÓN RELEVANTE:**

No es posible eliminar completamente la presencia de corrientes directas de la red ya que se presentan en pequeñas cantidades por algunos tipos de equipos de alumbrado, así como de otros varios enseres domésticos, incluyendo rectificadores con componentes que no están bien acoplados.

Además, las componentes de corriente directa en el conductor de neutro pueden ser influenciadas por variables tales como la cercanía de motores grandes de tracción de corriente directa e instalaciones de protección catódica, la resistencia del terreno y el arreglo del sistema de tierra. La NOM001- SEDE-2005 especifican los requerimientos de la conexión a tierra para las instalaciones eléctricas de los clientes.

***CONTENIDO ARMÓNICAS EN LAS ONDAS DE TENSIÓN Y DE CORRIENTE.*****QUÉ ES:**

La distorsión armónica en la corriente y en la tensión resulta de la operación de dispositivos o equipos que extraen corrientes no sinusoidales de la red al presentar impedancias variables durante el ciclo de tensión. Tal distorsión puede causar que la tensión de suministro se aparte de una onda sinusoidal en una forma repetitiva. La onda distorsionada resultante está formada por varias ondas sinusoidales “puras” de diferentes magnitudes, que tiene frecuencias que son múltiplos enteros de la fundamental (60 Hz). La distorsión armónica de la forma de onda de la tensión es una consecuencia de la corriente extraída por el equipo ofensor al interactuar con la impedancia de la red a cada una de las frecuencias componentes.

## Armónicas Pares:

- Teóricamente imposibles en formas de onda que son simétricas en relación al eje del tiempo.
- Tener armónicas de orden par no necesariamente significan que se tenga cd en la forma de la onda.
- Se presentan más comúnmente en la corriente del primario de un transformador cuando la corriente secundaria contiene cd.

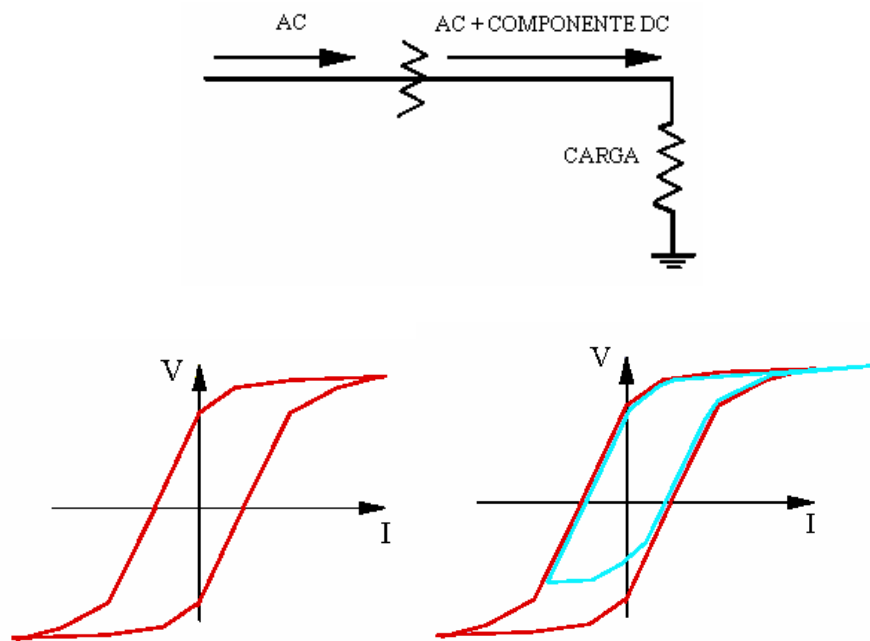


Figura # 5.2

**La presencia de armónicas pares en el lado de suministro es indicativa de cd en el lado de la carga de transformadores**

## IMPACTO:

Es necesario poner límites a la generación de esta forma de distorsión de la forma de la onda de tal manera que los dispositivos y los equipos de otros clientes, y los propios componentes de la red, no sufran interferencia excesiva o sean dañados.

## CONSECUENCIAS DE LAS ARMÓNICAS:

- Calentamiento  $I^2R$  debido al incremento en la corriente rms
- Incremento en las pérdidas magnéticas en el transformador

- Incrementan las pérdidas en los motores
- Cresta más alta en la corriente
- Calentamiento en las tarjetas con circuitos electrónicos.

### CÓMO SE MIDE:

Recordemos que los índices y objetivos puede definirse de la forma llamada ‘características de tensión’ que aplican a las redes públicas, existen estándares cubriendo baja y media tensión a nivel internacional, y en nuestro país la Comisión Federal de Electricidad ha desarrollado la Especificación L000045 en donde se indican los límites para distorsión armónica en el sistema de CFE. También se consideran los objetivos de calidad internos, llamados ‘niveles de planeación’, que los operadores del sistema pueden usar en media, alta y extra alta tensión para controlar el efecto total debido a emisiones de cargas perturbadoras en conjunto conectadas a sistemas de potencia.

Obtener índices armónicos consiste de los siguientes pasos: obteniendo el espectro de tensión o corriente sobre una ventana de tiempo dada, obtener el índice de sitio del espectro sobre un período dado, y eventualmente obtener un índice de sistema de los índices de sitio. Varios métodos para obtener el espectro son discutidos en la literatura técnica, pero el método casi exclusivamente usado en monitoreo de calidad de energía es la transformada de Fourier referido en Índices de Calidad de Potencia y Objetivos de CIGRE C4.07 (2000).

### OBJETIVO:

El objetivo es, cuando sea notificado que el equipo de un cliente está siendo afectado adversamente por interferencia, investigar (incluyendo cualquier prueba que sea necesaria) y tomar los pasos dentro de sus posibilidades para requerirle al cliente que está afectando rectificar su situación.

El propósito es encontrar un balance entre imponer restricciones a los clientes y tener otros clientes interfiriendo con él, y tomar los pasos para asegurar que los clientes no reciban interferencias inaceptables como las definidas en EN-50160.

Los objetivos no incluyen armónicas generadas por cargas y/o equipos dentro de las propias instalaciones de los clientes.

**OTRA INFORMACIÓN RELEVANTE:**

Desde cualquier punto de vista de los clientes, la compañía distribuidora podría generalmente buscar restringir su contribución en el punto de común acoplamiento a un valor en el orden de 30% al 50% de estos límites para permitir cualquier nivel existente en el entorno y la contribución posterior de otros clientes. Estos límites sujetos a las condiciones actuales del cliente y de la compañía suministradora. En otras palabras, si varios clientes están contribuyendo a la distorsión en cualquier punto dado de común acoplamiento, los límites totales necesitan ser compartidos.

Cualquier limitación impuesta se hace con el intento de restringir la distorsión experimentada en el punto de común acoplamiento. La magnitud de la distorsión experimentada dentro de la instalación de un cliente cuyo equipo este causando el disturbio puede ser mucho mayor que en el punto de común acoplamiento. Aún cuando la carga perturbadora haya sido aprobada con respecto a la interferencia en el punto de común acoplamiento (que otros clientes puedan experimentar), el cliente puede sufrir pérdida o daño por tal interferencia y debe buscar la necesaria asistencia de un experto para determinar si los disturbios dentro de sus propias instalaciones puedan ser excesivos para sus requerimientos particulares.

Debido a que la distorsión armónica en la tensión es causada por la interacción entre una carga distorsionada (que tiene componentes de frecuencias armónicas diversas) y la impedancia de la red o de la instalación a cada una de las frecuencias relevantes, la conexión de capacitores para cualquier corrección de factor de potencia o filtrado de armónicas puede tener un efecto importante en los niveles de distorsión armónica, y no necesariamente en el sitio de la carga mencionada. Este problema potencial es exacerbado debido a que la impedancia de los capacitores se reduce a valores altos de la frecuencia, y por lo tanto, son propensos a daño por armónicas excesivas.

***INTERARMÓNICAS.*****QUÉ SON:**

La interferencia por interarmónicas es causada por la presencia de formas de onda que tienen frecuencias que no son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental (60 Hz).

**IMPACTO:**

Esta interferencia es totalmente dependiente de los efectos de ciertos tipos de cargas de los clientes y puede causar problemas tales como flicker ligero, mala operación de receptores de control de rizo, ruido audible en televisores, radios y componentes de audio, y vibración en máquinas rotatorias de inducción.

**OBJETIVO:**

El objetivo es realizar esfuerzos razonables y prácticos y realizar las acciones necesarias requeridas para corregir los niveles de interarmónicas que estén fuera de los límites apropiados una vez que sea advertida de su presencia

Estos objetivos no incluyen las interarmónicas generadas por cargas y/o equipos dentro de las propias instalaciones de los clientes. No es responsabilidad de la compañía suministradora investigar, probar o corregir estas interarmónicas a menos que causen interferencia a otros clientes.

**OTRA INFORMACIÓN RELEVANTE:**

El estándar nacional basado en la norma EN 50160, el estándar IEC 61000 y el estándar IEEE-1159-1995 está en proceso de revisión. Las compañías suministradoras intentan realizar esfuerzos razonables y prácticos para adoptar los límites de emisión de interarmónicas contenidos en los futuros límites mexicanos.

***SEÑALES POR LOS CIRCUITOS PRINCIPALES.*****QUÉ SON:**

Las señales de tensión de comunicación son inyectadas en la red, con el propósito primario de controlar los equipos de los clientes con equipo de tarifa controlada por tiempo (por ejemplo tarifas horarias).

Estas son señales de frecuencias nominales de 492, 750 y 1050 Hz. Posiblemente se usen en el futuro frecuencias de 200 a 300 Hz

**IMPACTOS:**

La tensión para comunicaciones óptimo es un compromiso para asegurar la operación efectiva de los relevadores de control de carga sin causar interferencia excesiva.

**OBJETIVO:**

El objetivo es, si las tensiones exceden de 20V, o si hay quejas de los clientes, investigar y tomar acciones correctivas. El sistema de comunicaciones se diseña normalmente para proporcionar tensiones de menos de 10 V.

**OTRA INFORMACIÓN RELEVANTE:**

La comunicación a través de los alimentadores aún no se tiene disponible en todas las áreas, debido a los problemas de atenuación o a costos de instalación altos.

***CONFIABILIDAD DE LAS SEÑALES POR LOS CIRCUITOS PRINCIPALES.*****QUÉ ES:**

La confiabilidad de la provisión de tensiones para comunicaciones inyectados en la red con el propósito predominante de controlar los equipos interruptores de los clientes con tarifas especiales.

**IMPACTO:**

Una señal de tensión inconfiable puede resultar en la no operación del equipo de interrupción de las cargas controladas, con la consecuente inconveniencia a los clientes, particularmente aquellos con calefactores de agua controlados.

**OBJETIVO:**

El objetivo es realizar esfuerzos razonables y prácticos para asegurar que la confiabilidad de las comunicaciones por sus alimentadores alcanza 99.5% de confiabilidad.

Las comunicaciones a través de la red no están disponibles durante interrupciones de potencia.

## ***RUIDO.***

### **QUÉ ES:**

La referencia aquí es el ruido audible o la interferencia electrónica que emana de las componentes de la red de suministro. El ruido audible puede ser de corta duración, resultante de la conexión / desconexión periódica de las componentes de la red, o puede ser constante, como la que se produce de la operación continua de equipos con núcleos magnéticos.

El ruido electrónico (interferencia) se puede transmitir, de los componentes de la red, o puede ser impuesto localmente a la red, de la operación de los equipos de los clientes.

### **IMPACTOS:**

Los componentes de la red puedan causar ruido audible y electrónico y las compañías suministradoras tienen que adoptar estándares de construcción y mantenimiento que están diseñados para minimizar los efectos de tal ruido.

### **OBJETIVO:**

El objetivo es realizar esfuerzos razonables y prácticos para resolver las quejas por ruido relacionadas con el ruido audible y ruido electrónico y adoptar estándares de diseños en construcción y mantenimiento que están hechos para minimizar los efectos de tal ruido.

El objetivo es cumplir con los requerimientos de la Guía para la Instalación de Equipo Eléctrico para Minimizar la Entrada de Ruido Eléctrico en Controladores de Fuentes Externas (IEEE-518-1982) cuando este disponible, y otra legislación relevante respecto al ruido y a la recepción de televisión cuando este en ejercicio.

La meta para la compañía suministradora es no causar interferencia a la recepción de radio y televisión.

***RANURADO DE LA ONDA DE TENSIÓN.*****QUÉ ES:**

El ranurado de la forma de la onda de la tensión de suministro se presenta durante la conmutación de los rectificadores – o la transferencia de corriente entre elementos consecutivos en un convertidor - cuando dos fases del suministro se ponen en corto circuito durante un tiempo breve, en el equipo del cliente.

**IMPACTO:**

Como resultado, se puede presentar la distorsión de la tensión en el punto de común acoplamiento lo que puede afectar a otros clientes. La magnitud de la distorsión queda determinada por la profundidad y el ancho de la ranura – que a su vez depende del retraso en el ángulo de encendido, del periodo de traslape en la conmutación y de las impedancias del sistema de suministro (incluyendo la del transformador del rectificador) tanto en el lado del sistema como en el lado de la carga del punto analizado. Al limitar la profundidad de la ranura inherentemente se restringe también el ancho de la ranura.

**OBJETIVO:**

El objetivo es tomar las acciones necesarias para corregir los niveles de las ranuras que salgan de los límites establecidos en EN-50160.

Este objetivo supone que no hay ranuras generadas por las cargas y/o equipos dentro de las propias instalaciones del cliente.

**OTRA INFORMACIÓN RELEVANTE:**

Se deben adoptar los límites de las ranuras contenidos en el estándar IEC 61000-3-2 y la norma EN-50160.

El equipo rectificador puede ser diseñado para reducir el impacto del ranurado en otros clientes proporcionando reactancia inductiva apropiada en el equipo.

***INYECCIÓN DE AT.*****QUÉ ES:**

En muchas ocasiones el uso eficiente de los postes se logra construyendo la red de baja tensión debajo de la línea de media tensión. Como resultado se tiene la posibilidad remota de que en condiciones climatológicas adversas o debido a falla del equipo, la línea de media tensión caiga sobre la de baja tensión.

**IMPACTO:**

Esto puede resultar en severas sobretensiones impuestos a las instalaciones de los clientes, que pueden causar daños en la infraestructura y en los equipos y crear riesgos de seguridad.

**OBJETIVO:**

Objetivo es minimizar la ocurrencia de la inyección de alta tensión.

***DISPONIBILIDAD DEL SUMINISTRO.*****QUÉ ES:**

El tiempo real que el suministro está disponible para los clientes, después de tomar en cuenta el número, duración y tiempo de restablecimiento de las interrupciones planeadas y no planeadas que los clientes, que las diferentes partes del sistema de potencia pueden experimentar. La disponibilidad de suministro se expresa generalmente como un porcentaje, con 100% indicando no interrupciones de suministro.

**CÓMO SE MIDE:**

LyFC y CFE reportan los minutos promedio perdidos por cliente por año,- al que se refiere como Índice de Confiabilidad o SAIDI (System Average Interruption Duration Index), este es uno de los métodos más comunes de evaluar y cuantificar la confiabilidad en el suministro, y se usa como medio de benchmarking entre compañías de distribución. Sin embargo, esta es una cifra promedio, y para fines de comparación por benchmarking, no incluye las interrupciones de cinco o menos minutos, o aquellas interrupciones que resultan de fallas en la red de transmisión

o eventos excepcionales.

El Índice de Confiabilidad de LyFC y CFE es actualmente del orden de 120 minutos y el benchmarking indica que hay que mejorarlo.

Sin embargo, para cualquier red, el Índice de Confiabilidad total estará compuesto de componentes individuales que tienen una enorme diversidad.

En cualquier año, algunos clientes no experimentarán ninguna interrupción, y es probable que algunos tengan interrupciones de más de 100 minutos, - por ejemplo, no es probable que un cliente en un área rural o en un área propensa a tormentas pueda tener el mismo nivel de confiabilidad que otro cliente en un área urbana, o en el centro de la ciudad. Las características geográficas pueden tener un efecto importante tanto en el número de interrupciones como en el tiempo de restablecimiento (o duración de la interrupción).

#### OBJETIVO:

El objetivo es asegurar que en cualquier año calendario, el número de ocasiones en que el suministro en el punto de conexión de los clientes se vea interrumpido por una interrupción no planeada, no exceda el número establecido en la columna 2 de la Tabla 5.3 en la Región en la cual se encuentra localizado el punto de suministro.

Para la mayoría de los clientes, la mayoría del tiempo, el número de ocasiones en el cual el suministro en ese punto de suministro es interrumpido por una interrupción no planeada, no debe exceder el número establecido en la columna 3 de la Tabla 5.4 respecto a la región en la cual se localiza el punto de suministro. Además, para la mayoría de los clientes la mayor parte del tiempo, los minutos totales para los cuales el suministro al punto de suministro del cliente es interrumpido por una interrupción no planeada no debe exceder el número establecido en la columna 2 de la Tabla 5.4 en relación a la Región en la cual el punto de suministro se localiza.

Estos objetivos suponen que no hay interrupciones debido a:

- Tormentas importantes.
- Interrupciones en el sistema de transmisión.
- Generación insuficiente para cubrir la carga del sistema.
- Interrupciones originadas debido a fallas dentro de las premisas o equipos del cliente.

- Interrupciones de las que se ha informado al cliente con dos días hábiles de anterioridad.
- Interrupciones en que el cliente ha estado de acuerdo.
- Conforme con el operador del sistema o direcciones por servicios de emergencia.

#### OTRA INFORMACIÓN RELEVANTE:

Desde la perspectiva del cliente, muchos pueden exceder el número promedio de interrupciones, muchos también se verán afectados por tormentas importantes, y otros muchos pueden encontrar los efectos de las interrupciones extremadamente cortas frustrantes. Se debe entender que la actividad intensa o prolongada de una tormenta puede tener efectos dramáticos en el nivel real de la confiabilidad experimentada, particularmente en áreas rurales o en áreas sumamente arboladas. Para proporcionar un estimado de las estadísticas de interrupciones promedio que pueden experimentarse en diferentes regiones del área de suministro durante un año típico se ha llevado a cabo un análisis de los datos históricos de interrupciones, incluyendo TODOS los usuarios y TODAS las interrupciones, sobre interrupciones transitorias debidas a tormentas importantes. Se debe entender que aún dentro de una región, habrá una diversidad de ocurrencias reales que irán en un rango desde mejor que el promedio hasta peor que el promedio. Un rango típico podría ser desde cero, hasta alrededor de tres veces el promedio. Un número pequeño de clientes puede experimentar interrupciones muy en exceso del promedio establecido como resultados de ocurrencias inusuales.

Además de las interrupciones no planeadas, la compañía suministradora puede interrumpir el suministro de electricidad a un cliente en cualquier momento por razones que se establecen en el contrato y que incluyen las siguientes:

- Llevar a cabo mantenimiento planeado o para reparar equipo (en cuyo caso, se debe proporcionar aviso previo).
- Para llevar a cabo mantenimiento no planeado o reparaciones requeridas para eliminar el riesgo de peligro a personas o daños a equipo de la red.
- Si el mantenimiento de suministro supone un riesgo de fuego.
- Si el operador del sistema requiere cortar carga por razones de seguridad de la red.

En el caso de mantenimiento o reparación planeada, se debiera proporcionar a los clientes afectados una notificación de la interrupción cuando menos con dos días laborables de anterioridad, incluyendo la probable duración de la interrupción.

**Tabla 5.3**  
**Disponibilidad de Suministro – Objetivo\***

| División                        | Región              | Número de Interrupciones por año |
|---------------------------------|---------------------|----------------------------------|
| Distrito Federal                | Norte               | 8                                |
| Distrito Federal                | Iztapalapa          | 10                               |
| Estado de México                | Naucalpan           | 8                                |
| Estado de México                | Chalco              | 10                               |
| Nuevo León                      | Monterrey           | 8                                |
| Nuevo León                      | Linares             | 10                               |
| Jalisco                         | Guadalajara         | 8                                |
| Jalisco                         | Ciudad Guzmán       | 10                               |
| Chihuahua                       | Chihuahua           | 8                                |
| Chihuahua                       | Camargo             | 10                               |
| Puebla                          | Puebla              | 8                                |
| Puebla                          | Izúcar de Matamoros | 10                               |
| Guanajuato                      | Guanajuato          | 8                                |
| Veracruz de Ignacio de la Llave | Jalapa              | 8                                |
| Baja California                 | Mexicali            | 8                                |
| Coahuila de Zaragoza            | Saltillo            | 8                                |
| Coahuila de Zaragoza            | Piedras Negras      | 10                               |

\* Estos valores están sujetos a las condiciones actuales de cada compañía suministradora y debe modificarse para cada región de suministro.

**Tabla 5.4.-**  
**Disponibilidad de Suministro – Promedio \***

| División         | Región              | Minutos perdidos por año* | Número de Interrupciones por año |
|------------------|---------------------|---------------------------|----------------------------------|
| Distrito Federal | Norte               | 200                       | 3                                |
| Distrito Federal | Iztapalapa          | 300                       | 5                                |
| Estado de México | Naucalpan           | 200                       | 3                                |
| Estado de México | Chalco              | 300                       | 5                                |
| Nuevo León       | Monterrey           | 200                       | 3                                |
| Nuevo León       | Linares             | 300                       | 5                                |
| Jalisco          | Guadalajara         | 200                       | 3                                |
| Jalisco          | Ciudad Guzmán       | 300                       | 5                                |
| Chihuahua        | Chihuahua           | 200                       | 3                                |
| Chihuahua        | Camargo             | 240                       | 3                                |
| Puebla           | Puebla              | 200                       | 3                                |
| Puebla           | Izúcar de Matamoros | 240                       | 3                                |
| Guanajuato       | Guanajuato          | 200                       | 3                                |

|                                 |                |     |   |
|---------------------------------|----------------|-----|---|
| Veracruz de Ignacio de la Llave | Jalapa         | 200 | 3 |
| Baja California                 | Mexicali       | 200 | 3 |
| Coahuila de Zaragoza            | Saltillo       | 200 | 3 |
| Coahuila de Zaragoza            | Piedras Negras | 300 | 5 |

\* Estos valores están sujetos a las condiciones actuales de cada compañía suministradora y debe modificarse para cada región de suministro.

La mejora más importante en la *Disponibilidad* es atribuible a varias causas principales:

- a) Identificación y localización más rápida de la falla
- b) Switcheo más rápido
- c) Suministros alternos

Las metas establecidas requieren mejoras tanto en Seguridad como en Disponibilidad.

Las técnicas principales para mejorar el comportamiento de la red de MT se puede en forma gruesa clasificar como sigue:

- Reducir el número de fallas:
  - Renovar o una completa reconstrucción de las líneas de acuerdo con estándares más altos
  - Niveles de mantenimiento más altos
  - Poda de árboles
  - Protección contra descargas atmosféricas
  - Entrenar a terceros a limitar el daño.
- Reducir el número de clientes afectado por una falla:
  - Dispositivos adicionales de protección
  - Switches adicionales de aislamiento
  - Proveer circuitos extra.
- Restablecer el suministro más rápidamente:
  - Localizar la falla más rápido
  - Acelerar los tiempos de respuesta
  - Puntos de suministro alternos
  - Uso de switcheo más rápido o automatizado
  - Mejor preparación para enfrentar tormentas importantes.

El equipo de administración de bienes generalmente trata con la tarea de seleccionar donde se requieren las mejoras y determinar si, por ejemplo, los circuitos deben ser restaurados o bien se tienen que agregar dispositivos para mejorar el comportamiento de la alimentación al cliente.

### ***NIVELES EN LA CAPACIDAD DE SUMINISTRO.***

#### **OBJETIVO:**

El objetivo es asegurar que su red tendrá suficiente capacidad para tener puntos de suministro disponibles para los clientes que requieran el suministro de energía.

#### **OTRA INFORMACIÓN RELEVANTE:**

La baja tensión suministrada estándar tiene una forma de onda aproximadamente sinusoidal – con una frecuencia de 60 Hz y una tensión nominal de 220/115 Volts, vía un sistema de tres fases, cuatro hilos. En determinadas áreas, el suministro puede realizarse en forma de un sistema monofásico de 230/115 Volts en tres hilos. El suministro puede también estar disponible en tensiones más altas. En algunas áreas rurales, el suministro está disponible en sistemas de un solo hilo con retorno por tierra.

No se debe presuponer que la suficiente capacidad de reserva, o el número de fases requerido, se tenga disponible en cualquier momento para satisfacer los requerimientos particulares de cualquier cliente – particularmente en áreas fuera de la red principal.

Por el hecho de que la conexión de suministro a un cliente en particular puede depender de ampliar o de reforzar la red, es esencial que los clientes proporcionen información adecuada de sus requerimientos de tal manera que se puedan hacer los arreglos necesarios para reforzar o ampliar la red oportunamente para cumplir con las fechas finales razonables de los clientes.

***FRECUENCIA DE LA TENSIÓN DE SUMINISTRO.*****QUÉ ES:**

La frecuencia de suministro es la medida de la tasa a la cual la tensión de electricidad alterna se suministra.

**CÓMO SE MIDE:**

La frecuencia de suministro se mide en ciclos por segundo, o Hz. La frecuencia normal de la tensión es 60 Hz.

**IMPACTO EN LA FRECUENCIA DE SUMINISTRO:**

La frecuencia de suministro puede ser impactada por cambios fuertes en la carga o por cambios en las unidades generadoras, que se presenten en cualquier parte de la red de transmisión o en el sistema de distribución.

El control de la frecuencia es una función del proceso de generación y es efectuado por medio de equipos de control automático de generación.

**OBJETIVO:**

El establecimiento de la frecuencia estándar es un asunto de Operación del sistema. El propósito de la compañía suministradora es que Operación Sistema cumpla con el estándar que establece

En México el suministrador no controla la frecuencia de suministro en la red y no puede comprometerse a que la frecuencia cumplirá un estándar en particular.

**OTRA INFORMACIÓN RELEVANTE:**

La Tabla 5.5 establece el estándar del control de frecuencia que Operación Sistema ha recomendado que intentara cumplir:

**Tabla 5.5-  
Estándar de Control de Frecuencia de Operación Sistema**

| <b>Causa de la Excursión</b>          | <b>Descripción de la Banda</b>          | <b>Valores de la Frecuencia (Hz)</b> | <b>Tiempo de Restablecimiento</b>                                                                |
|---------------------------------------|-----------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                       | Banda Normal                            | 59.9 – 60.1                          |                                                                                                  |
| Cambio Grande de Carga                | Banda de Excursión de Frecuencia Normal | 59.75 – 60.25                        | A banda normal dentro de 5 minutos                                                               |
| Pérdida de una sola Unidad Generadora | Banda de Tolerancia de Frecuencia       | 59.5 – 60.5                          | A banda normal dentro de 5 minutos                                                               |
| Otras Contingencias Creíbles          | Banda de Contingencia de Frecuencia     | 59.0 – 61.                           | A banda de tolerancia de frecuencia dentro de 60 segundos.<br>A banda normal dentro de 5 minutos |
| Contingencias no Creíbles             | Banda de Frecuencia en Emergencias      | 57.0 – 62.0                          | A banda de tolerancia de frecuencia dentro de 60 segundos.<br>A banda normal dentro de 5 minutos |

\* Estos valores están sujetos a las condiciones actuales de cada compañía suministradora y debe modificarse para cada región de suministro.

Como las variaciones de frecuencia afectan la precisión de algunos relojes, se tiene una política en Operación Sistema de mantener el “tiempo eléctrico” dentro de 3 segundos del Tiempo Estándar del Centro o del Tiempo del Horario de Verano (el que sea aplicable). Para estar de acuerdo con esa cifra, las discrepancias son periódicamente corregidas por medio del equipo de control que desplaza las excursiones de frecuencia dentro de la banda normal.

### ***NIVELES DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS.***

#### **QUÉ SON:**

Campos magnéticos y eléctricos pequeños producidos en y alrededor de las casas y lugares de trabajo por cualquier elemento que lleve o use electricidad – esto incluye a los aparatos domésticos, los equipos, instalaciones eléctricas de los clientes, redes de distribución y redes de transmisión.

#### **IMPACTOS:**

En cuanto a las líneas de potencia concierne, los campos eléctricos dentro de los edificios son virtualmente insignificantes porque los objetos conductores actúan como un blindaje para el campo eléctrico. Un hogar típico podría casi totalmente eliminar cualquier campo eléctrico que se origine en el exterior.

Dentro de los edificios, los campos magnéticos de las líneas de potencia son típicamente menores de aquellos que producen otras fuentes de campos magnéticos. La cercana proximidad entre los conductores de potencia eléctrica y algunos equipos electrónicos, tales como las computadoras puede resultar en interferencia causada por los campos magnéticos asociados a esos conductores. La interferencia resulta más comúnmente de la proximidad de los conductores principales propios del cliente. Sin embargo, en algunos casos, los conductores de la red cercana pueden contribuir también a la interferencia. El cliente debe, si sufre daño o pérdidas, ya sea, instalar una pantalla adecuada, o re localizar el equipo para evitar la interferencia.

#### OBJETIVO:

El propósito es asegurar que los campos Electromagnéticos se mantengan dentro de los límites prescritos por el estándar IEEE 1159-1995. Lo que se puede intentar es trabajar con los clientes para enfrentar cualquier preocupación en situaciones donde los valores de los campos no están dentro de límites preestablecidos por el estándar.

Estos objetivos no incluyen:

- Campos electromagnéticos producidos por los propios equipos de los clientes o por sus equipos.
- Campos electromagnéticos no producidos por la red.

## 5.2. ESTÁNDARES DE SERVICIO AL CLIENTE GARANTIZADOS.

Al establecer un estándar de servicio se deben satisfacer los requerimientos establecidos por el Diario Oficial y apegarse a las regulaciones establecidas por la CRE.

Presentamos a continuación un ejemplo de los estándares de servicio garantizados al cliente que existen en nuestro país.

(a) Servicios de conexión a proporcionar en la fecha convenida

Si la compañía distribuidora falla en darle al cliente el servicio de conexión en la fecha

convenida, compensará el retraso, otorgando \$60 por cada día que pase de la fecha que se convino para dar el servicio hasta el día en que se de. La cantidad máxima a pagar es de \$300, esta cantidad se determina a partir de las tarifas establecidas en la zona.

(b) Para informar al cliente de una interrupción de suministro

Si la compañía distribuidora:

- (1) Falla en proporcionar información con cuando menos dos días antes de cualquier interrupción programada por ella para su suministro; o
- (2) Interrumpe el suministro de electricidad por un tiempo mayor al tiempo indicado en la información,

Entonces la compañía distribuidora le dará una compensación de \$20 por la interrupción del suministro.

Esta cláusula no aplica para ninguna interrupción de suministro que surja de:

- (1) para propósito de hacer posible que la compañía distribuidora se sobreponga a un trabajo de emergencia, o
- (2) de situaciones mas allá del control de la compañía distribuidora.

(c) Números telefónicos de la compañía distribuidora para emergencias.

Proporcionará:

- (1) Un número telefónico que opera las 24 horas del día, 7 días a la semana por el precio de un llamada telefónica local, para recibir notificación de fallas y dificultades en las redes de la compañía distribuidora
- (2) y dar información al respecto; y
- (3) Un número telefónico que opera en horas hábiles por el precio de una llamada local, para recibir preguntas y dar información relacionada con las cuentas y los servicios de conexión.

(d) Reparación de alumbrado público

Sólo algunas áreas del alumbrado público dependen de las compañías suministradoras de país. En algunas partes, otros grupos tales como las autoridades municipales son las responsables del alumbrado. Los detalles del alumbrado público del cual son responsables estas

compañías están disponibles poniéndose en contacto a través de sus números telefónicos de información y servicios, al igual que el reporte de las fallas.

Si la compañía suministradora falla en reparar la luminaria fallada en la fecha acordada la compañía suministradora lo compensará con \$15.

(e) Puntualidad en las reuniones

Si el personal de la compañía suministradora se retrasa más de 15 minutos para una reunión con usted, la compañía suministradora le compensará con \$25.

Compensación por Violación de los Estándares de los Servicios al Cliente Garantizados.

Cualquier compensación que le sea requerida a la compañía suministradora en relación es listada en la cuenta que la compañía suministradora envía a usted como una deducción de la cantidad que usted adeuda. Si la cantidad que se le requiere a la compañía suministradora es mayor que el adeudo, la diferencia será acreditada en sus siguientes cuentas.

En el anexo 4 se muestran algunos de los compromisos de las compañías suministradoras del país, así como la descripción y el tiempo de respuesta para cada uno de ellos.

## 6. CONCLUSIONES.

El primer paso para definir una normalización o estándar es establecer los diversos incidentes que pueden dejar sin servicio eléctrico a los clientes, y que es lo que hacen las empresas distribuidoras de energía eléctrica para evitarlos o para atenuar el impacto que estos incidentes tienen sobre los clientes, y el segundo proporcionar una guía para que las empresas de distribución en México establezcan sus estándares de servicio, así como una serie de datos útiles para que los clientes estén advertidos y tomen las medidas de protección, para que el producto no dañe sus equipos e instalaciones. Creemos que un documento similar a este se le debe proporcionar a cada uno de los clientes en el momento de firmar el convenio de compra del servicio para evitar posteriormente fricciones molestas; y necesariamente se tendrían que diseñar varios tipos de guías acorde a los distintos tipos de clientes de los que se trate.

Los aspectos fundamentales que contempla este trabajo son la calidad de atención al cliente, la calidad en la tensión suministrada y la disponibilidad del producto. Para el primer aspecto es necesario atender las características que rigen los convenios entre empresa distribuidora y cliente en el contrato y fijar metas o límites de atención como: en los tiempos de espera para ser dado de alta, para ser atendido por teléfono, para la resolución de reclamaciones; los porcentaje de peticiones o reclamaciones de clientes que obtienen respuesta inmediata con un acuse de recibido; el número de veces que se estima el consumo en vez de ser verificado, el número de puestos de atención directa al cliente por número de clientes; cantidad y claridad de la información aportada en la factura.

En el caso de la calidad de tensión se define por dos características fundamentalmente que son las interrupciones momentáneas y las atenuaciones temporales de tensión. Pero los límites que se deben fijar al suministro eléctrico, recomiendan los estudios que se han hecho en diversos países, abarcar todas las características que abordamos en este trabajo; desde el rango de voltaje de suministro hasta los niveles de campos electromagnéticos que se producen en cualquier elemento que transporta o consume electricidad.

El tercer aspecto de la calidad del suministro consiste simplemente en que éste sea continuo, es decir, sin las costosas interrupciones sostenidas e imprevistas. Debido a que en este aspecto intervienen la calidad de tensión y de atención al cliente; si la onda de tensión suministra es de calidad y el cliente está bien coordinado con la empresa distribuidora se mejora la continuidad del suministro, este aspecto es el que mejor se mide, la mayoría de los índices de calidad están enfocados a la continuidad, son pocos los que se ocupan de medir la calidad de la tensión y

prácticamente no existen índices para medir la calidad de atención al cliente. Se requiere entonces empezar por aplicar índices de continuidad para evaluar la calidad del suministro de electricidad.

En muchos países los organismos reguladores han establecido estándares de servicio mínimos y se espera que en México, en un futuro próximo, también se ejerza esa atribución, esperamos que este trabajo aporte su granito de arena en el proceso de determinar cuales pueden ser los estándares que se supervisen y como en otros países, se impongan penalizaciones y bonificaciones cuando la calidad del servicio y la atención que se presta a los clientes sea menor o mejor que los estándares propuestos.

**ANEXO 1.- Los principales tipos de normas para la continuidad de suministro**

| <b>PAÍS</b>      | <b>NORMAS INDIVIDUALES A CLIENTES</b>                                     | <b>PROMEDIO ZONAL DE LAS NORMAS</b>                                                   | <b>LA PROPORCIÓN ANUAL DE MEJORA A LAS NORMAS</b>                       | <b>LAS NORMAS DEL CLIENTE PEOR-SERVIDO</b> |
|------------------|---------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------|
| ITALIA           | Máx. duración de la interrupción para clientes en AT y MT.                | Promedio de minutos Perdidos por cliente *                                            | El mínimo anual de mejora diferenciado según el nivel de inicio.        | La norma global                            |
| LOS PAÍSES BAJOS | Máx. duración de la interrupción por cliente                              | Promedio de minutos perdidos por cliente.                                             | Ninguno                                                                 | Ninguno                                    |
| NORUEGA          | Ninguno                                                                   | Ninguno                                                                               | Ninguno                                                                 | Ninguno                                    |
| PORTUGAL         | Máx. número y la máxima duración de la interrupción para cada cliente * * | Std. de duración (TIEPI, de 2001; SAIDI, de 2002), y std. del número (SAIFI) * *      | Ninguno                                                                 | Ninguno                                    |
| ESPAÑA           | Máx. número y la máxima duración de la interrupción para cada cliente * * | Máx. minutos perdidos por cliente y el promedio máximo del número de interrupción * * | Ninguno                                                                 | Ninguno                                    |
| EL REINO UNIDO   | Máx. duración de la interrupción para cada cliente                        | Ninguno                                                                               | El mínimo anual de la mejora diferenciado de acuerdo al nivel de inicio | La norma global                            |

Notas:

\* Las normas diferenciaron según la clasificación geográfica.

\* \* Las normas diferenciaron según el nivel de tensión y la clasificación geográfica.

**ANEXO 2.-** Los efectos de continuidad de regulación del suministro.

| PAÍS             | LOS PAGOS DE LA<br>MULTA<br>A CLIENTES | LIGA ENTRE<br>LA TARIFA Y<br>CONTINUIDAD | COMPARATIVO<br>PUBLICADO                     |
|------------------|----------------------------------------|------------------------------------------|----------------------------------------------|
| ITALIA           | si                                     | si                                       | El regulador                                 |
| LOS PAÍSES BAJOS | si                                     |                                          | Las compañías                                |
| NORUEGA          |                                        | si                                       | El regulador                                 |
| PORTUGAL         | si                                     |                                          | El regulador                                 |
| ESPAÑA           | si                                     |                                          | Las compañías,<br>El ministerio en el futuro |
| EL REINO UNIDO   | si                                     | si                                       | El regulador                                 |

**ANEXO 3.-** La duración de interrupción por cliente por la sola interrupción.

| PAÍS             | ESTÁNDAR                                                                                                                                                                                                                                                                                 | USUARIOS INVOLUCRADOS                                                                                 | EL TIPO DE NORMA Y EFECTOS                                                                                                                                        | EXCLUSIONES                                                                                                                                                     |
|------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| REINO UNIDO      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Responder a fallas en 3 hrs. en un día de trabajo, 4 hrs. en otro día</li> <li>• Restablecimiento dentro de 18 horas</li> <li>• El porcentaje Mínimo: dentro de 3 horas, 85-95% que dependen de la compañía; dentro de 18 horas, 99%</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Todos los usuarios.</li> <li>• Todos los usuarios</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Garantizado; La multa, el pago automático por adelantado.</li> <li>• La norma global</li> </ul>                          | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Las compañías pueden exigir las exclusiones para circunstancias excepcionales (no definido).</li> </ul>                |
| ITALIA           | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Restauración del suministro a un cliente después de una falla: el máximo tiempo está definido</li> <li>• Restauración del suministro después de fallas: el máximo tiempo está definido</li> </ul>                                               | Todos los usuarios                                                                                    | Garantizado; La multa el pago para ser definido, automático                                                                                                       | Los Actos excluidos de Fuerza mayor (estrictamente definido)                                                                                                    |
| LOS PAÍSES BAJOS | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Restaurando el suministro dentro de 4 horas</li> </ul>                                                                                                                                                                                          | Todos los usuarios                                                                                    | Un solo cliente; estándares garantizados, pago de penalizaciones a ser definido automáticamente                                                                   |                                                                                                                                                                 |
| PORTUGAL         | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Responder a fallas de suministro: dentro de 4 hrs., 5 hrs. en área rural</li> <li>• Restaurando el suministro: 80% dentro de 4 hrs.</li> </ul>                                                                                                  | los usuarios MT y BT                                                                                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Un solo cliente; estándares garantizados, pago de penalizaciones como compensación</li> <li>• La norma global</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ninguno</li> <li>• Causas de fuerzas mayor, interrupciones planeadas y pequeñas interrupciones no planeadas</li> </ul> |

#### ANEXO 4.- Compromisos de servicio \*

| COMPROMISO                                                                               | SIGLAS | DESCRIPCIÓN                                                                                                                                                                                                     | UNIDAD | URBANO | RURAL |
|------------------------------------------------------------------------------------------|--------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|--------|-------|
| Restablecimiento de suministro individual                                                | RSI    | Tiempo máximo para restablecer el suministro a clientes servidos con acometida individual en baja tensión.                                                                                                      | Hora   | 10     | 30    |
| Restablecimiento de suministro sector fuera                                              | RSS    | Tiempo máximo para restablecer el suministro a todos los clientes alimentados de un sector o área de distribución fallada.                                                                                      | Hora   | 4      | 10    |
| Restablecimiento de suministro en alimentador de media tensión                           | RSM    | Tiempo máximo para restablecer el suministro a todos los clientes alimentados de un circuito, o un servicio individual, de media tensión.                                                                       | Hora   | 2      | 5     |
| Máxima espera en fila                                                                    | MEF    | Tiempo máximo que un cliente debe esperar en fila para recibir atención.                                                                                                                                        | Minuto | 15     | 15    |
| Atención de solicitudes de suministro para servicios especiales y electrificación        | SSE    | Tiempo máximo para dar una respuesta por escrito a una solicitud de suministro especial o de electrificación.                                                                                                   | Días   | 10     | 14    |
| Atención de solicitudes de suministro para servicios en media tensión y fraccionamientos | SMT    | Tiempo máximo para dar una respuesta por escrito a una solicitud de suministro en tensiones mayores de 1 kV y menores a 35 kV o a una solicitud de fraccionadores, en ambos casos para cargas hasta de 500 kVA. | Días   | 10     | 14    |
| Conexión de nuevos suministros en tarifas 1 y 2                                          | CT1    | Tiempo máximo para conectar nuevos suministros en tarifas 1 y 2, cuando no es necesario construir o modificar la red de distribución.                                                                           | Días   | 2      | 7     |
| Conexión de nuevos suministros en                                                        | CMT    | Tiempo máximo para conectar un                                                                                                                                                                                  | Días   | 3      | 5     |

|                                                                                             |     |                                                                                                                                                                                              |      |    |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|-----|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|----|----|
| tarifas de media tensión                                                                    |     | suministro en tensiones mayores de 1 kV, pero menores o iguales a 35 kV, cuando no es necesario construir o modificar la red de distribución.                                                |      |    |    |
| Atención de inconformidades por alto consumo                                                | IAC | Tiempo máximo para dar respuesta a un cliente que presenta - en la unidad comercial, el centro de servicios al cliente o el módulo CFEmático- una inconformidad por alto consumo.            | Días | 4  | 5  |
| Reconexión de servicios cortados por falta de pago                                          | RSC | Tiempo máximo para reconectar un suministro en baja o en media tensión que fue cortado por falta de pago.                                                                                    | Días | 1  | 3  |
| Construcción de obras y conexión de suministros derivados de solicitud de servicio especial | COC | Tiempo máximo para la construcción de obras y conexión de suministros que requirieron una solicitud especial, en baja o en media tensión, individual o colectiva, para cargas hasta 500 kVA. | Días | 30 | 45 |
| Atención a solicitudes de servicio para reparar falsos contactos en acometida               | FCA | Tiempo máximo para restablecer un suministro en las condiciones contratadas de continuidad y voltaje.                                                                                        | Días | 2  | 3  |
| Atención a reportes por deficiencias en el voltaje de suministro                            | VOL | Tiempo máximo para dar respuesta de los trabajos que se requieren para que el voltaje en el suministro cumpla las especificaciones de contrato.                                              | Días | 5  | 8  |
| Revisión del medidor a solicitud del cliente                                                | RMC | Tiempo máximo para realizar una verificación del medidor solicitada por el cliente.                                                                                                          | Días | 5  | 10 |

|                                                                                                                           |     |                                                                                                                                                                                         |      |    |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|----|----|
| Atención a solicitudes para incrementar la carga en servicios con suministro en baja tensión (2 hilos)                    | IC2 | Tiempo máximo para atender un incremento de carga para suministros en baja tensión (2 hilos).                                                                                           | Días | 10 | 10 |
| Atención a solicitudes para incrementar la carga en servicios con suministro en baja tensión (3 hilos) o en media tensión | IC3 | Tiempo máximo para dar respuesta de los trabajos y costos que se requieren para atender un incremento de carga para suministro en baja tensión (3 hilos) o suministro en media tensión. | Días | 20 | 20 |
| Atención a solicitudes para incrementar la carga en servicios en alta tensión                                             | ICT | Tiempo máximo para dar respuesta de los trabajos y costos que se requieren para satisfacer un incremento de carga conectada en un servicio con suministro en alta tensión.              | Días | 35 | 35 |

\* Sujetos a la ubicación del cliente, día de la semana en el que se reporta la falla y personal disponible para atención del llamado

**ANEXO 5.- Número de interrupciones por cliente por año.**

| PAÍS        | ESTÁNDAR                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | USUARIOS INVOLUCRADOS                                                                                                                 | EL TIPO DE NORMA Y EFECTOS                                                                                                                                                                                                                                         | EXCLUSIONES                                                                                                                        |
|-------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| REINO UNIDO | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Máx. N/año: a ser definido</li> <li>• Clientes del porcentaje sufriendo más de N/año: a ser definido</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                            | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Todos los usuarios</li> <li>• Todos los usuarios</li> </ul>                                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Garantizada; la multa a ser definida</li> <li>• La norma global</li> </ul>                                                                                                                                                | A ser definido                                                                                                                     |
| ESPAÑA      | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Max N/año: 12 (urbano); 15 (semiurbano); 18 (rural concentrado); 24 (rural esparcido).</li> <li>• Max N/año: 8 (urbano); 12 (semiurbano); 16 (rural concentrado); 20 (rural esparcido)</li> <li>• Máx. NIEPI (las interrupciones por kW instalado): 4 (urbano); 6 (el semiurbano); 10 (rural concentrado); 15 (rural esparcido)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• usuarios BT</li> <li>• usuarios MT</li> <li>• usuarios BT y MT</li> </ul>                    | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Garantizado; la multa; relacionado para numerar interrupciones que excedan la norma;</li> <li>• Garantizado; la multa relacionado para numerar interrupciones que excedan la norma;</li> <li>• La norma global</li> </ul> | <p>Interrupciones muy largas (el <math>t &gt; 3\text{min}</math>)</p> <p>Los actos de fuerza mayor y las acciones de terceros.</p> |
| PORTUGAL    | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Máx. N/año: 12 (zonas A); 26 (zonas B); 46 (zonas C)</li> <li>• Máx. N/año: 8 (zonas A); 20 (zonas B); 40 (zonas C)</li> <li>• Máx. N/año: 8</li> <li>• Máx. N/año: 3</li> </ul>                                                                                                                                                           | <ul style="list-style-type: none"> <li>• usuarios BT</li> <li>• usuarios MT</li> <li>• usuarios AT</li> <li>• usuarios EAT</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Garantizado; la multa relacionada con el número de interrupciones que exceden la norma, y por compensación.</li> <li>• Además, algunas normas globales sin multa tienen (SAIFI - EL MT &amp; BT)</li> </ul>               | <p>Sólo interrupciones largas (el <math>t &gt; 3\text{min}</math>)</p> <p>Las exclusiones para circunstancias excepcional</p>      |

## ANEXO 6.- La duración anual de interrupción.

| PAÍS             | ESTÁNDAR                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | USUARIOS INVOLUCRADOS                                                                                                  | EL TIPO DE NORMA Y EFECTOS                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | EXCLUSIONES                                                                                                         |
|------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| LOS PAÍSES BAJOS | Minutos perdidos del cliente: 20 min.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | Todos los usuarios                                                                                                     | La norma global, sólo indicativo                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |                                                                                                                     |
| ITALIA           | Minutos perdidos del cliente: 30 min. (urbano), 45 min. (semiurbano), 60 min. (rural)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | los usuarios MT y BT                                                                                                   | La norma global, sólo indicativo                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | Los actos de fuerza mayor y por acción de terceros                                                                  |
| ESPAÑA           | <ul style="list-style-type: none"> <li>Máx. horas de la interrupción por cliente por año: BT: 6, MT:4 (urbano); BT: 10, MT: 8 (el semiurbano); BT: 15, MT:12 (rural concentrado); BT: 20, MT:16 (rural esparcido).</li> <li>Promedio TIEPI (horas perdidas por kW instalado): 2 (urbano); 4 (el semiurbano); 8 (rural concentrado); 12 (rural esparcido)</li> <li>80 percentil TIEPI (valor que no es supere por 80% de las municipalidades): 3 (urbano); 6 (el semiurbano); 12 (rural concentrado); 18 (rural esparcido)</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>usuarios BT y MT</li> <li>usuarios BT y MT</li> <li>usuarios BT y MT</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>Garantizado; la multa relacionada a las horas de interrupción fuera de norma, bonificación</li> <li>La norma global</li> <li>La norma de cliente peor-servido</li> </ul>                                                                                                                                                                            | Los actos de fuerza mayor y por acción de terceros                                                                  |
| PORTUGAL         | <ul style="list-style-type: none"> <li>Máx. horas de la interrupción por cliente por año: BT: 6, MT:4 (zonas A); BT:10, MT:8 (zonas B); BT:25, MT:20 (zonas C)</li> <li>Máx. horas de la interrupción por cliente AT por año: EHT: 1; AT: 4</li> <li>Promedio TIEPI (horas perdidas por kW instalado): 3 (zonas A); 6 (zonas B); 24 (zonas C)</li> </ul>                                                                                                                                                                             | <ul style="list-style-type: none"> <li>usuarios BT y MT</li> <li>usuarios AT</li> <li>usuarios BT y MT</li> </ul>      | <ul style="list-style-type: none"> <li>Garantizado; la multa relacionada a las horas de interrupción fuera de norma, bonificación               <ul style="list-style-type: none"> <li>- 15 € (BT, &lt;21 kVA)</li> <li>- 25 € (BT, &gt;21 kVA)</li> <li>- 75 € (MT, AT)</li> </ul> </li> <li>La norma global (Además, otras normas globales sin la multa: SAIDI - MT &amp; BT)</li> </ul> | <p>Sólo mucho tiempo (t &gt;3min.)</p> <p>Las exclusiones para las circunstancias excepcionales (bien definido)</p> |

**ANEXO 7.- Mejoramiento de normas**

| PAÍS        | ESTÁNDAR                                                                                                                                           | USUARIOS INVOLUCRADOS | EL TIPO DE NORMA Y EFECTOS                                  | EXCLUSIONES                                                                           |
|-------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|-------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| ITALIA      | Tasa min. de mejora en minutos perdidos del cliente: en un rango de 0 a 16% anualmente de acuerdo al nivel de inicio y a la densidad de territorio | Usuarios MT y BT      | La norma global con efectos económicos (ligado a la tarifa) | Los actos de fuerza mayor y por acción de terceros                                    |
| REINO UNIDO | Tasa min. de mejora en minutos perdidos del cliente y las interrupciones a clientes: de 5 a 10% sobre 5 años                                       | Todos los usuarios    | El fin es controlar los precios en 2005                     | Ninguno pero sujeto un análisis estadístico que excluya las condiciones excepcionales |

## REFERENCIAS.

- [1] **Manual de Distribución de Potencia Eléctrica**, Capítulo 9: “**La Confiabilidad del Servicio de Energía Eléctrica**”. Capítulo 10: “**Sag en el Voltaje e Interrupciones Momentáneas**”.
- [2] CEER/WGQES Concilio de reguladores de energía Europeos- Grupo de trabajo para al calidad de suministro eléctrico. R. Malaman (Chairman), J. Afonso, L. Lo Schiavo, A. Romero, C. Sep lveda, R. Vrolijk, B. Wharmby : “**La Calidad De El Suministro De Electricidad: Benchmarking Inicial En Los Niveles Reales, Normas Y Estrategias Reguladoras** ”. Abril 2001
- [3] ABB Power Systems: **Soluciones para la Calidad de la Energía y la Productividad**. S-721 64 Västerås, Sweden. <http://www.abb.se/pow>
- [4] Dr. Ing. Juan Manuel Gómez Targarona “**Calidad de la energía eléctrica: daños en equipos eléctricos debidos a problemas de calidad de producto técnico**”. Seminario Técnico. Instituto de investigaciones eléctricas. Morelos, México, Noviembre 5 2004.
- [5] Harper Gilberto Enríquez. UIE-CFE “**Calidad del suministro de la energía eléctrica**”.
- [6] **Perturbaciones permisibles en la forma de la onda de tensión y corriente de suministro de energía eléctrica**. Especificación provisional CFE L0000- 45, enero 1995.
- [7] **Desviaciones permisibles en las forma de onda de la tensión y corriente en el suministro y consumo de energía eléctrica**. Especificación provisional CFE L0000- 45, enero 2005 revisa y sustituye a la edición de enero de 1995
- [8] CIGRE - **Introducción Del Documento De Índices De Calidad Y Potencia Y Objetivos De Cigre C4.07 (2000)**
- [9] **Carta Compromiso al Ciudadano de la CFE**, suscrita en la Ciudad de México, D.F. a los 30 días del mes de septiembre de 2005.  
[www.cfe.gob.mx](http://www.cfe.gob.mx).
- [10] **Carta Compromiso al Ciudadano, LyFC**.  
[www.lfc.gob.mx](http://www.lfc.gob.mx)  
URL :<http://www.inegi.gob.mx>
- [11] G. T Heydt, Universidad del Estado de Arizona y Mark Halpin Universidad de Aurburn: **Un tutorial en calidad de potencia eléctrica y armónicas**.
- [12] Tom Short, Charles Perry: “**Diseño y Operación del Sistema de Distribución para Mejorar el Comportamiento de la Calidad de la Potencia** ”. EPRI PEAC, 2003 IEEE T&D Conference Educational Panel.
- [13] Richard E. Brown “**Electric power distribution reliability**”. Ed: New York : M. Dekker , c2002