

Instalaciones industriales y seguridad

**Calidad del Suministro de la Energía Eléctrica y
Calidad del Producto Eléctrico**

Contenido

1. Modulo Uno: Calidad del Suministro de Energía Eléctrica

1.1. Introducción: Diferencia entre Calidad del Suministro de la Energía Eléctrica y Calidad del Producto Eléctrico

1.2. Confiabilidad de la Red Eléctrica

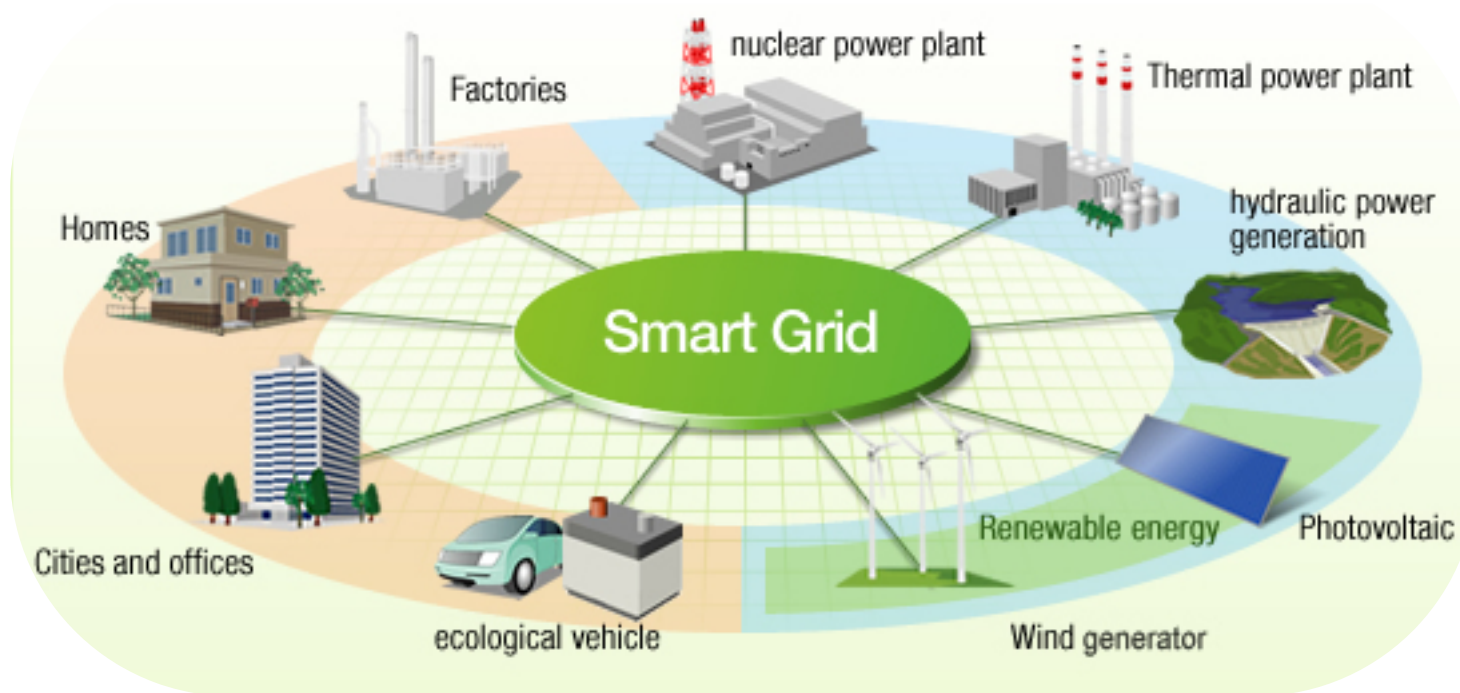
1.3. Índices de Calidad del Suministro: SAIDI, SAIFI, MAIFI, AIT

1.4. Bibliografía

1.1. Introducción: Diferencia entre Calidad del Suministro de la Energía Eléctrica y Calidad del Producto Eléctrico

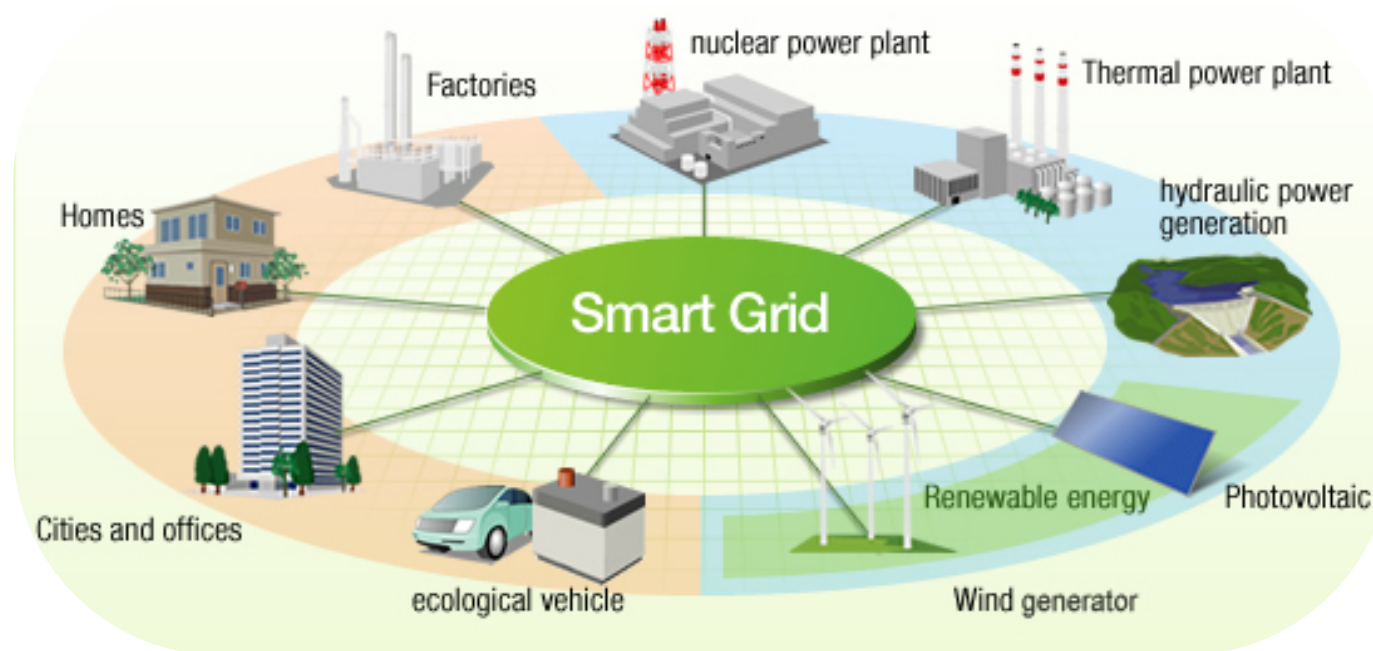
1. Introducción: Suministro de Energía Eléctrica

- **en cantidad suficiente en tiempo y lugar,**
- **con la calidad y confiabilidad adecuada,**
- **al menor costo posible, y**
- **minimizando la contaminación ambiental**



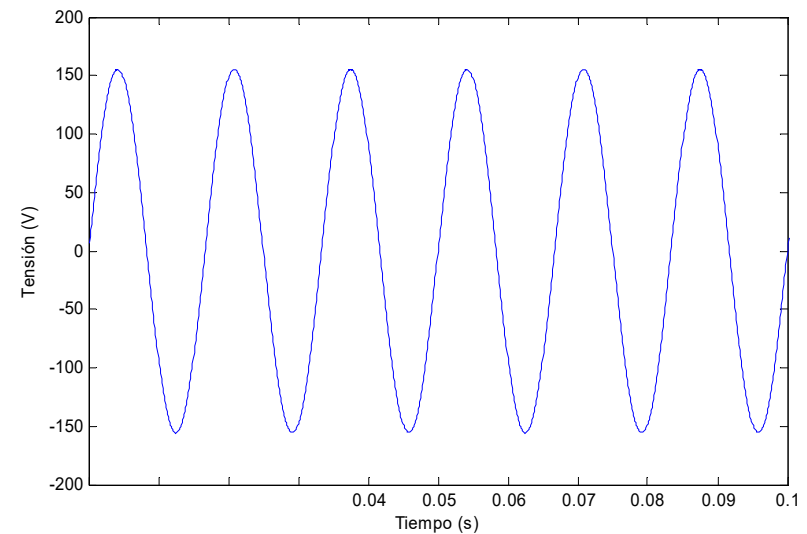
1. Introducción: Red Eléctrica Inteligente: (según European Smart Grid Task Force)

Integra eficientemente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados – generadores, consumidores y generadores-consumidores – para asegurar la eficiencia económica, un SSEE sostenible, con bajas pérdidas, alta calidad y seguridad en el suministro.

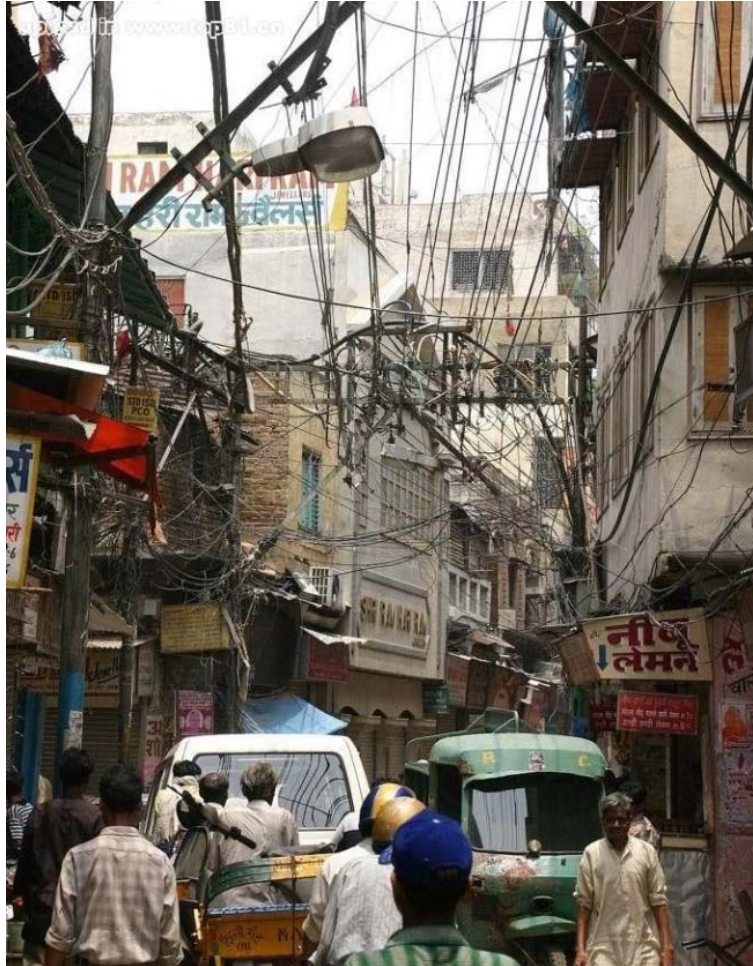


1. Introducción

En un “mundo perfecto”, la energía eléctrica debería estar siempre disponible, los valores de magnitud y la frecuencia de la tensión deberían corresponder a los nominales y la forma de onda debería ser la de una onda sinusoidal perfecta.

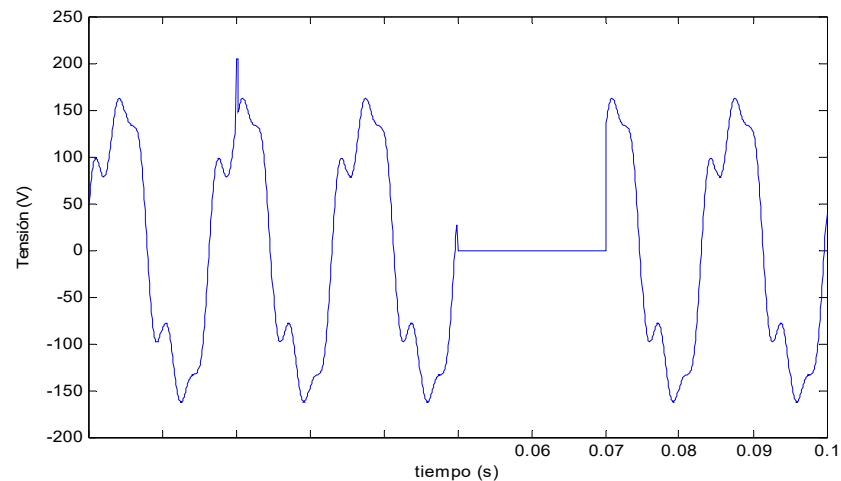


1. Introducción



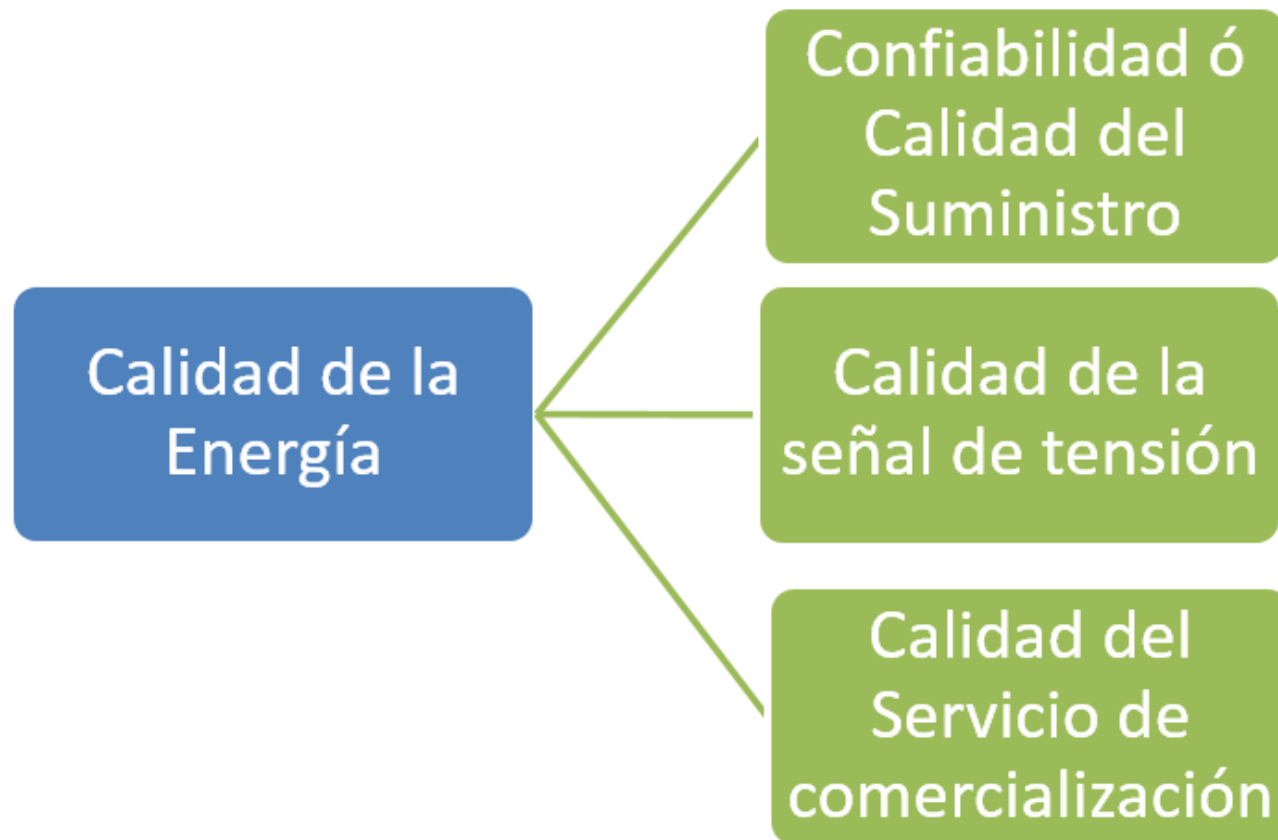
Sin embargo, en nuestro “mundo real”, el suministro de energía no siempre esta disponible, la magnitud y frecuencia de la tensión se desvían de sus valores nominales y su forma de onda es distorsionada y no corresponde a una sinusoidal ideal.

!!No obstante, nos comprometemos y seguimos trabajando!!



1. Introducción

Calidad de la Energía Eléctrica es un amplio tema de estudio, que en la práctica puede prestarse para varias interpretaciones. Por ejemplo, en el segmento de distribución de la energía se diferencian tres dimensiones de calidad:



1. Confiabilidad o Calidad del Suministro

Es una medida de la habilidad que tiene la red eléctrica para suministrar continuamente la energía demandada por los consumos. Cuando la electricidad **no** se encuentra disponible entonces hablamos de una “interrupción del suministro”.

Entre **menos y más cortas temporalmente** sean estas interrupciones, mejor será la percepción del usuario con respecto a la calidad del suministro.

Un sistema eléctrico debe ser diseñado y operado garantizando que el número y la duración de las interrupciones sea aceptable para los consumidores, evitando incurrir en sobre-costos inaceptables.

Encontrar el punto de equilibrio entre confiabilidad y costo ha sido y es un tema de discusión de actual importancia.

El suministro de energía óptimo (en el punto de equilibrio) puede ser diferente dependiendo de la región y del uso de la electricidad, p.e. urbana vs rural, comercial vs industrial o residencial, etc.

1. Confiabilidad o Calidad del Suministro

LA NACION | Cortes de luz

Cortes de luz programados: cronograma y datos útiles

CORTES DE LUZ

f t

24 horas sin luz: sobrevivir a oscuras a una jornada agobiante

CORTES DE LUZ

f t



EDENOR

Liquidación de Servicios Públicos B 0001-12875717 18

AL NOMBRE DEL USUARIO

SU número de cliente es XXXXXXXX 2

DIRECCIÓN

ZAI CABALLITO SUR RP

1424 CAPITAL FEDERAL

SE: CABALLITO

Alimentador: 122-2-28

CT: 80140/A/T/1/6

Esta liquidación vence al 15/02/2016

SE: CABALLITO

Alimentador: 122-2-28

CT: 80140/A/T/1/6

Casi 550.000 personas por día tuvieron cortes de luz en febrero

CRISIS ENERGÉTICA

03 MAR 2016

f t

Suspenden los cortes programados, pero hay más de 20.000 usuarios sin luz

25 FEB 2016

f t



NO HAY LUZ

Disculpe las molestias

Tweet

#CortesDeLuz

No Soy Careta
@NoSoyCaretaOk

En este Presente podemos salir de los #cortesdeluz y me hablan de futuro Eléctrico ?
Cuanto nos falta !!
twitter.com/LANACION/statu...

1. Calidad del Producto Eléctrico o Calidad de la Tensión:

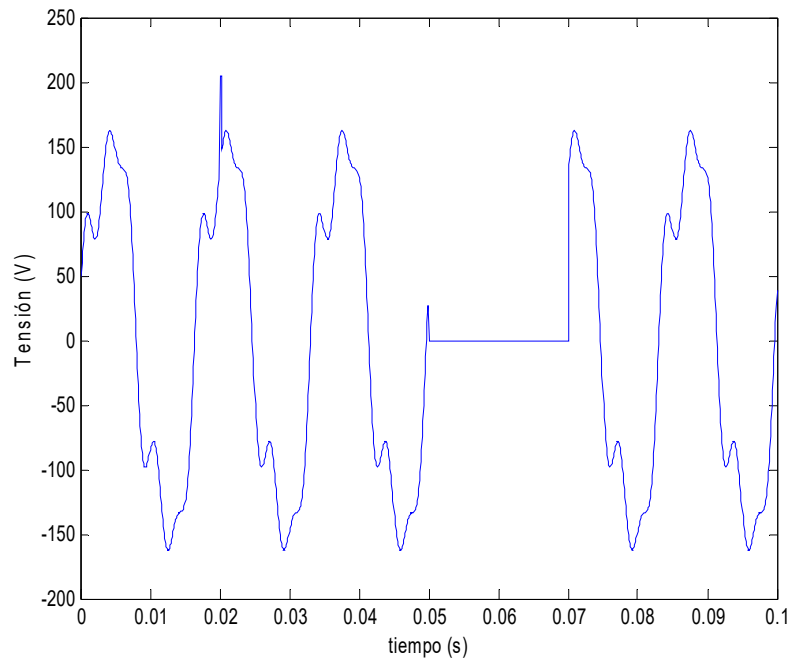
Cuando la calidad de la forma de onda de la señal de tensión es pobre, surgen varios problemas en los procesos que hacen uso de la electricidad, por ejemplo: reducción de la eficiencia energética, disparos no deseados de las protecciones, parpadeo de luminarias, sobrecalentamiento de líneas, transformadores, motores, etc.

En resumen la calidad de la señal de tensión puede ser definida en términos de la desviación de los valores de frecuencia y magnitud y de la forma onda con respecto a una señal sinusoidal ideal y de valores nominales (p.e. 220 Vrms / 50 Hz).

Tales desviaciones son originadas por diferentes tipos de perturbaciones que afectan e interactúan dentro de un sistema eléctrico. Estas perturbaciones perjudican a los agentes que hacen uso del sistema eléctrico (empresas y usuarios finales).

1. Calidad del Producto Eléctrico o Calidad de la Tensión:

Las principales perturbaciones que afectan la performance de la red eléctrica son:



- Variaciones en la frecuencia
- Fluctuaciones en la magnitud de la tensión
- Variaciones de tensión de corta duración:
Dips, Swells e interrupciones cortas.
- Variaciones de tensión de larga duración:
bajas o sobretensiones
- Sobretensiones transitorias.
- Distorsiones de la forma de onda: armónicos e interarmónicos

1. Calidad del Servicio Comercial

La calidad comercial está relacionada con la naturaleza y la calidad de los servicios de atención al usuario consumidor de energía eléctrica.

En los mercados eléctricos liberalizados, un consumidor suscribe un contrato con la(s) empresa(s) de suministro de energía de acuerdo con la regulación Nacional.

En general, el contrato no solo se refiere al suministro y venta de energía sino que también a la prestación de servicios para el usuario tales como: facturación, nuevas conexiones, inicio y finalización del suministro de energía, verificación de las mediciones, atención al usuario en relación a quejas y reclamos, etc. Estos servicios involucran aspectos de calidad del servicio comercial.

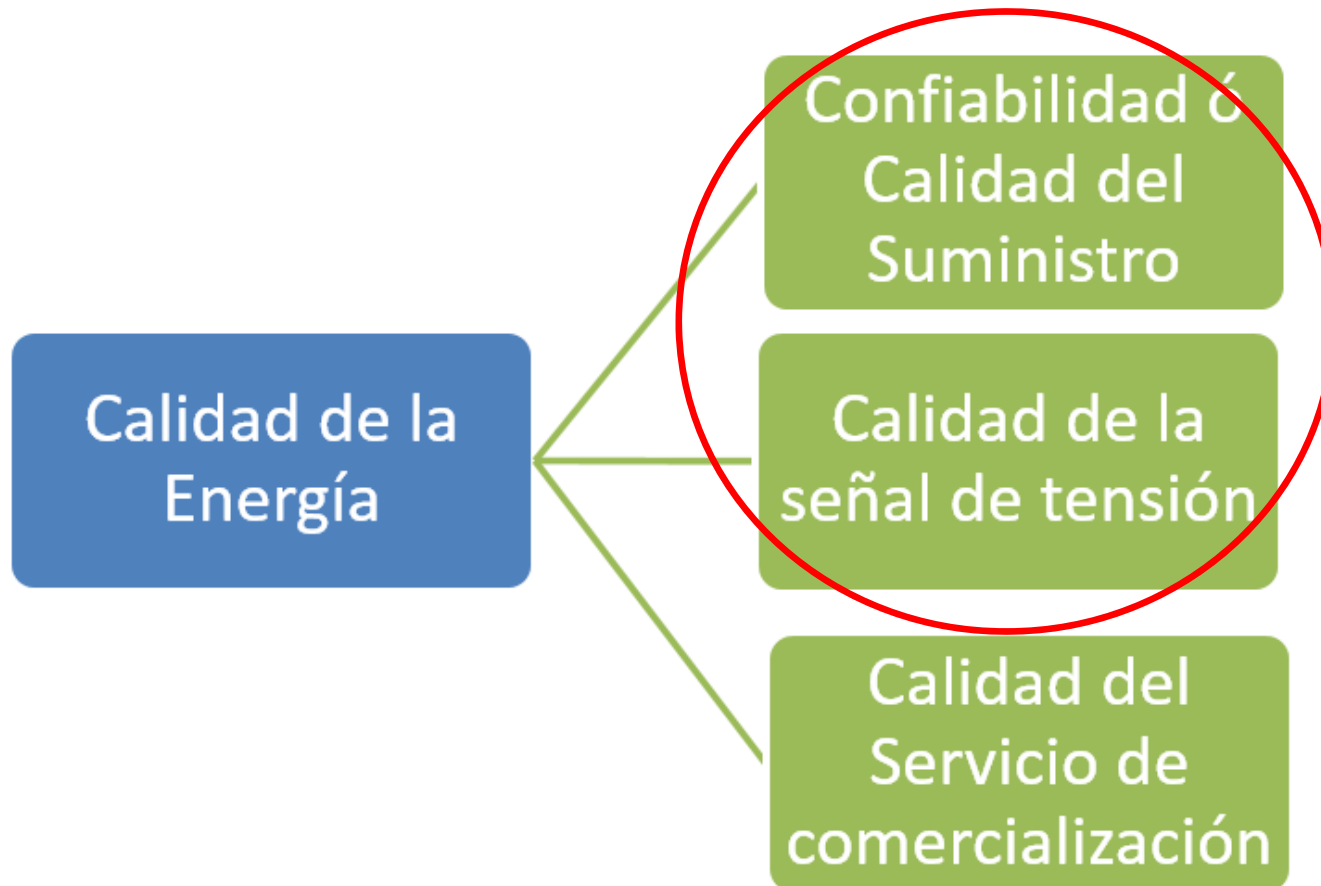
Esta dimensión de calidad no es exclusiva de un sistema de suministro eléctrico, ya que en general existe la consciencia de que una mejor atención comercial mejora las condiciones de competitividad para cualquier emprendimiento.

1. Calidad del Servicio Comercial

Sin embargo, en los SSEE actuales esta dimensión ha cobrado una rápida y especial importancia debido a la liberalización del mercado eléctrico y a la consiguiente desaparición de los monopolios en donde no existía el incentivo para una buena atención comercial.



1. Introducción



1.2. Confiabilidad de la Red Eléctrica

1.2. Confiabilidad de la Red Eléctrica

“DISPONIBILIDAD CONTINUA DE ELECTRICIDAD PARA EL CONSUMIDOR”

De las tres dimensiones de Calidad de la Energía Eléctrica, la más importante para una red eléctrica es claramente la Confiabilidad, y tal vez hasta no hace demasiado tiempo, era el único aspecto relevante de la Calidad del servicio.

La razón para lo anterior es justamente que una interrupción temporal en el suministro de energía significa el cese de la provisión del producto que se vende al consumidor.

Adicionalmente, las interrupciones afectan, generalmente y simultáneamente, a una gran cantidad de usuarios, y es además, la característica más notable desde el punto de vista del consumidor.

En consecuencia la mayoría de reguladores (p.e., en Argentina: el ENRE) priorizan la confiabilidad de la red, sobre las otras dos dimensiones, para fiscalizar la calidad del producto.

1.2. Confiabilidad de la Red Eléctrica

La confiabilidad de una red eléctrica puede ser caracterizada a través del **número de interrupciones** que experimenta un usuario, y **la duración de estas interrupciones**.

La confiabilidad de la red puede ser dividida en dos principales elementos: **Idoneidad y seguridad**.

La idoneidad se relaciona con la disponibilidad de **suficiente capacidad** de red para garantizar el suministro de energía a los consumidores, sin que se presenten interrupciones bajo condiciones normales de operación y demanda.

La seguridad, por otro lado, se refiere a la habilidad que tiene la red de **soportar perturbaciones**; de hecho los consumidores no deberían experimentar interrupciones en el servicio ante la presencia de perturbaciones.

1.2. Confiabilidad de la Red Eléctrica

¿Qué es una Interrupción?

“Una interrupción es una situación donde el suministro de energía no está disponible para uno o más consumidores”.

Cuando se recolectan datos de continuidad o se usan indicadores para medir la continuidad del servicio, es muy importante definir claramente cuando se considera que el suministro de energía ha sido interrumpido.

Existen dos definiciones para una interrupción que difieren ligeramente entre sí. Ambas evalúan una interrupción desde diferentes fuentes, aunque los resultados de las dos son los mismos en la mayoría de los casos.

1.2. Confiabilidad de la Red Eléctrica

Definición 1:

Se basa en la tensión en el punto de conexión entre el usuario y la red eléctrica. Si la magnitud de la tensión es cero o cercana a cero ($<0.1\text{pu}$ según IEEE 1159), entonces esta es clasificada como una interrupción.

Ventaja:

Mide la continuidad en el servicio desde el punto de vista del usuario.

Desventaja:

Monitorear la continuidad empleando esta definición implica medir la tensión para todos o la mayoría de los usuarios. En general empleando la tecnología existente, aplicar esta definición suele implicar realizar inversiones más allá de lo razonable.

1.2. Confiabilidad de la Red Eléctrica

Definición 2:

Se basa en la conexión galvánica entre el usuario y la red eléctrica. Si no hay conexión galvánica entre el usuario y la red, entonces se habla de una interrupción.

El principio y el final de la interrupción corresponden con la apertura y el cierre de un dispositivo de corte, p.e.: el cierre de un interruptor o la apertura seccionador bajo carga.

Ventaja:

Es mucho más fácil para el operador de la red adquirir información en relación a la continuidad del suministro.

Desventaja:

Esta definición no corresponde directamente con los requerimientos del usuario.

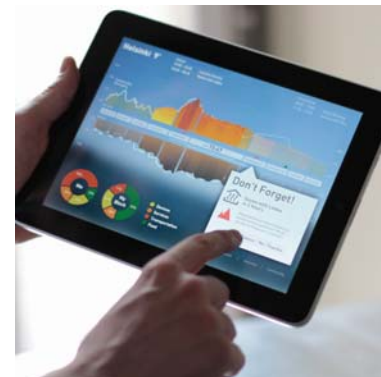
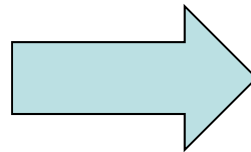
1.2. Confiabilidad de la Red Eléctrica

En la práctica las dos definiciones son equivalentes. Aún cuando la tensión eléctrica es usada para definir de una interrupción, la recolección de información de continuidad suele basarse en el cierre y apertura de los dispositivos de maniobra.

En las redes de baja tensión:

La mayoría de las aperturas ocurren de manera automática y no pueden ser siempre registradas, y a menudo es el cierre manual de los dispositivos de corte el que constituye la base de las estadísticas de la continuidad del suministro.

Como consecuencia de esto, el inicio de la interrupción es, en muchos casos, sólo estimado. Los operadores del sistema aún dependen de los informes de los clientes para registrar una interrupción.



1.2. Confiabilidad de la Red Eléctrica

En las redes de alta tensión:

Se emplean sistemas de adquisición de datos (SCADA, supervisory control and data acquisition) ó sistemas de administración de energía EMS (energy management system), los que registran el inicio y el fin de una interrupción.



Las RTUs (Unidad de Terminal Remota) e IEDs (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) –los elementos que generan y recogen los datos en terreno- se comunican con el SCADA, a través de protocolos de comunicación “en tiempo real”, y cuentan, por lo general, sincronización con GPS.

1.2. Confiabilidad de la Red Eléctrica

En las redes de alta tensión:

Se emplean sistemas de adquisición de datos (SCADA, supervisory control and data acquisition) ó sistemas de administración de energía EMS (energy management system), los que registran el inicio y el fin de una interrupción.



Las RTUs (Unidad de Terminal Remota) e IEDs (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) –los elementos que generan y recogen los datos en terreno- se comunican con el SCADA, a través de protocolos de comunicación “en tiempo real”, y cuentan, por lo general, sincronización con GPS.

1.2. Confiabilidad de la Red Eléctrica

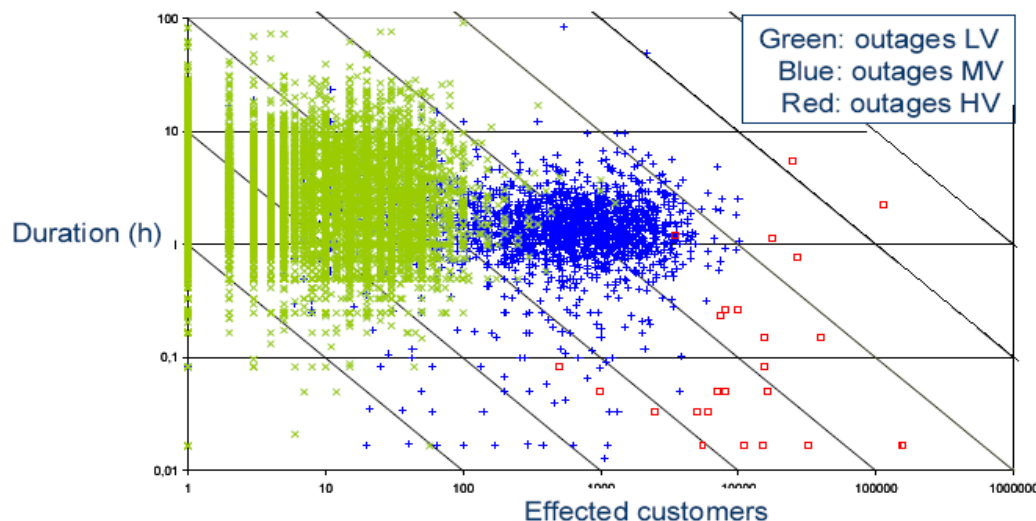
<u>Interrupciones</u>			
Planeadas	Son las interrupciones programadas por el operador de la red, y avisadas con un mínimo de antelación a los clientes afectados		
No Planeadas	Son todas las demás interrupciones	Generación	Cuando no hay suficiente generación para cubrir la demanda
		Transporte	Cuando el corte de un elemento en la red conduce a interrupciones en la red de media o baja tensión
		Origen desconocido	Cuando no se detecta ningún fallo: suelen considerarse interrupciones transitorias
		Climatología	Rayos, Vientos , Nieve, etc.
		Origen Interno	Fallo de elementos, falsas maniobras, etc.
		Origen externo	excavaciones, personas, aves, etc.
		Fuerza Mayor	Terremotos, Terrorismo, etc.

1.2. Confiabilidad de la Red Eléctrica

Interrupciones Sostenidas, Temporales y Momentáneas

A menudo las interrupciones se clasifican en función de su duración. En la Mayoría Países, una interrupción se conoce como interrupción “Momentánea o transitoria” si dura menos de 3 segundos; “Temporal o corta” si dura entre 3 segundos y 1 minuto; y “Sostenida o larga” si dura más de 1 minuto.

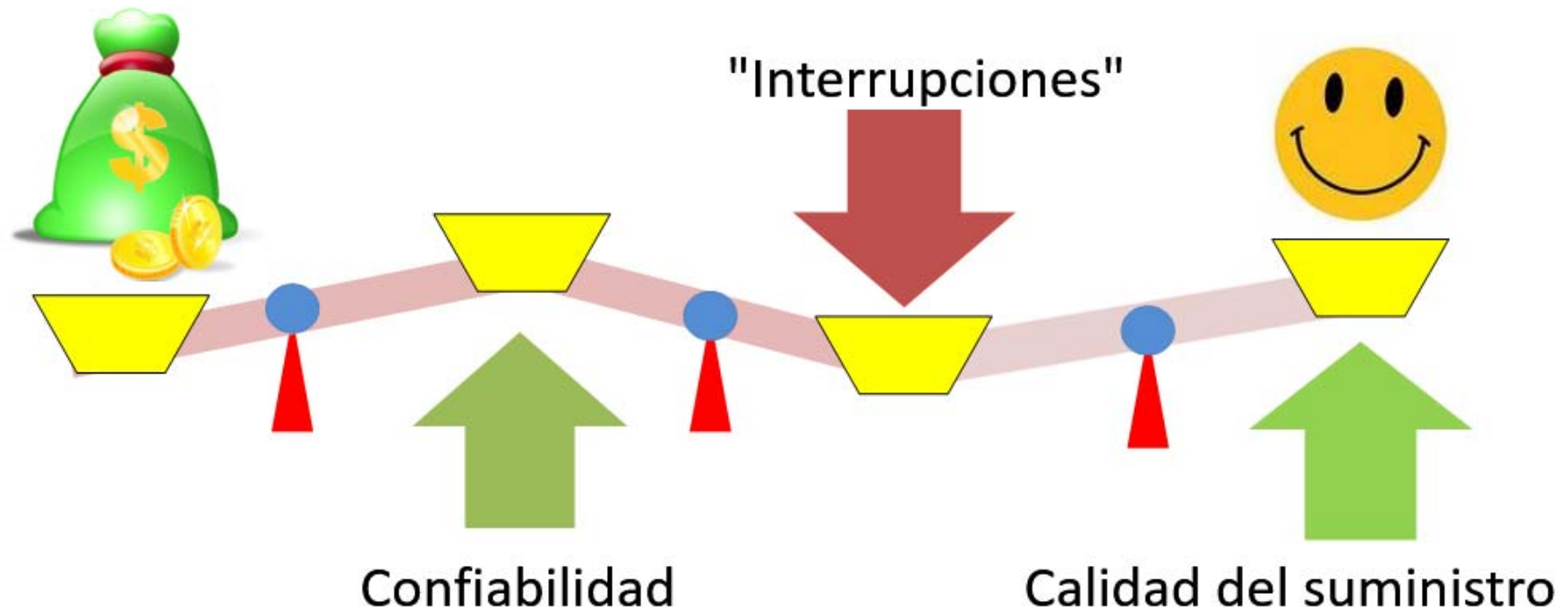
Estas definiciones están en conformidad con la norma: “IEEE Std 1159, Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality”;



Comparación de la responsabilidad de las redes a los diferentes niveles de tensión sobre las interrupciones registradas en Holanda

1.2. Confiabilidad de la Red Eléctrica

Balanza: costo-calidad del suministro



1.3. Índices de Confiabilidad

1.3. Índices de Confiabilidad

Cuantificar la continuidad o confiabilidad del suministro de electricidad requiere de indicadores: **"índices de continuidad" o "índices de confiabilidad"**.

Tales índices deben ser definidos de una única forma, ó estándar, con el propósito de:

Comparar

Reproducir

Interpretar

La estandarización de los índices de continuidad no es una tarea trivial, debido a la gran diferencia entre definiciones y métodos, en los distintos países.

La base para el cálculo de los indicadores de continuidad es la recopilación de información sobre las **interrupciones individuales**.

Una interrupción individual se define por su duración y magnitud.

1.3. Índices de Confiabilidad

La duración: se expresa en minutos u horas.

La Magnitud: Existen diferentes métodos:

- Contando el número de clientes que se interrumpen,
- Por la potencia que se interrumpe.
- Por la energía no suministrada.

Una vez obtenida la información sobre todas las interrupciones individuales que hayan tenido lugar durante el período de evaluación de la red eléctrica estudiada, se pueden calcular una serie de índices.

En la mayoría de los casos, los índices se utilizan para proporcionar una medida del número promedio de interrupciones ocurridas y/o el promedio de tiempo durante el cual el suministro de electricidad no estaba disponible y se denominan ÍNDICES DEL SISTEMA.

Desventaja: los índices del sistema sólo proporcionan información del promedio de los usuarios y no, de cada usuario individual.

1.3. Índices de Confiabilidad

En principio, un usuario individual se interesa sólo por las interrupciones en su punto de conexión, es decir las interrupciones que lo afectan.

Por lo tanto, existen también los **ÍNDICES DEL USUARIO** que son por ejemplo: El número de interrupciones experimentadas por el usuario durante un determinado año y el número de minutos en que el suministro de electricidad no estuvo disponible para ese usuario.

Uso de la información de continuidad

La forma en que se emplean los datos de la continuidad del suministro es importante para determinar qué datos deben ser adquiridos, que índices deben calcularse utilizando tales datos, y cómo los resultados deben ser presentados.

1.3. Índices de Confiabilidad

La información de la continuidad del suministro puede ser utilizada, por ejemplo:

- para encontrar un índice absoluto del comportamiento de una determinada red durante un año determinado,
- para comparar la calidad de suministro actual con la calidad deseada o normalizada,
- para dar información a los clientes individuales o grupos de clientes del nivel de continuidad del servicio que se le presta,
- para la determinar tendencias en la calidad del servicio, realizando comparaciones año tras de los índices de continuidad,
- para comparar diferentes grupos de clientes o de diferentes partes de la red,
- para dar información de retroalimentación al operador del sistema para la planificación del mantenimiento y de las decisiones de inversión,
- para comparar la calidad del suministro entre diferentes tipos de redes, operadores de sistemas, países, etc.

1.3. Índices de Confiabilidad

La información de la continuidad del suministro puede ser utilizada, por ejemplo:

- para encontrar un índice absoluto del comportamiento de una determinada red durante un año determinado,
- para comparar la calidad de suministro actual con la calidad deseada o normalizada,
- para dar información a los clientes individuales o grupos de clientes del nivel de continuidad del servicio que se le presta,
- para la determinar tendencias en la calidad del servicio, realizando comparaciones año tras de los índices de continuidad,
- para comparar diferentes grupos de clientes o de diferentes partes de la red,
- para dar información de retroalimentación al operador del sistema para la planificación del mantenimiento y de las decisiones de inversión,
- para comparar la calidad del suministro entre diferentes tipos de redes, operadores de sistemas, países, etc.

1.3. Índices de Confiabilidad

De acuerdo con la norma IEEE Std.1366, los siguientes índices de la red de distribución basados en el número de clientes interrumpidos, se pueden definir:

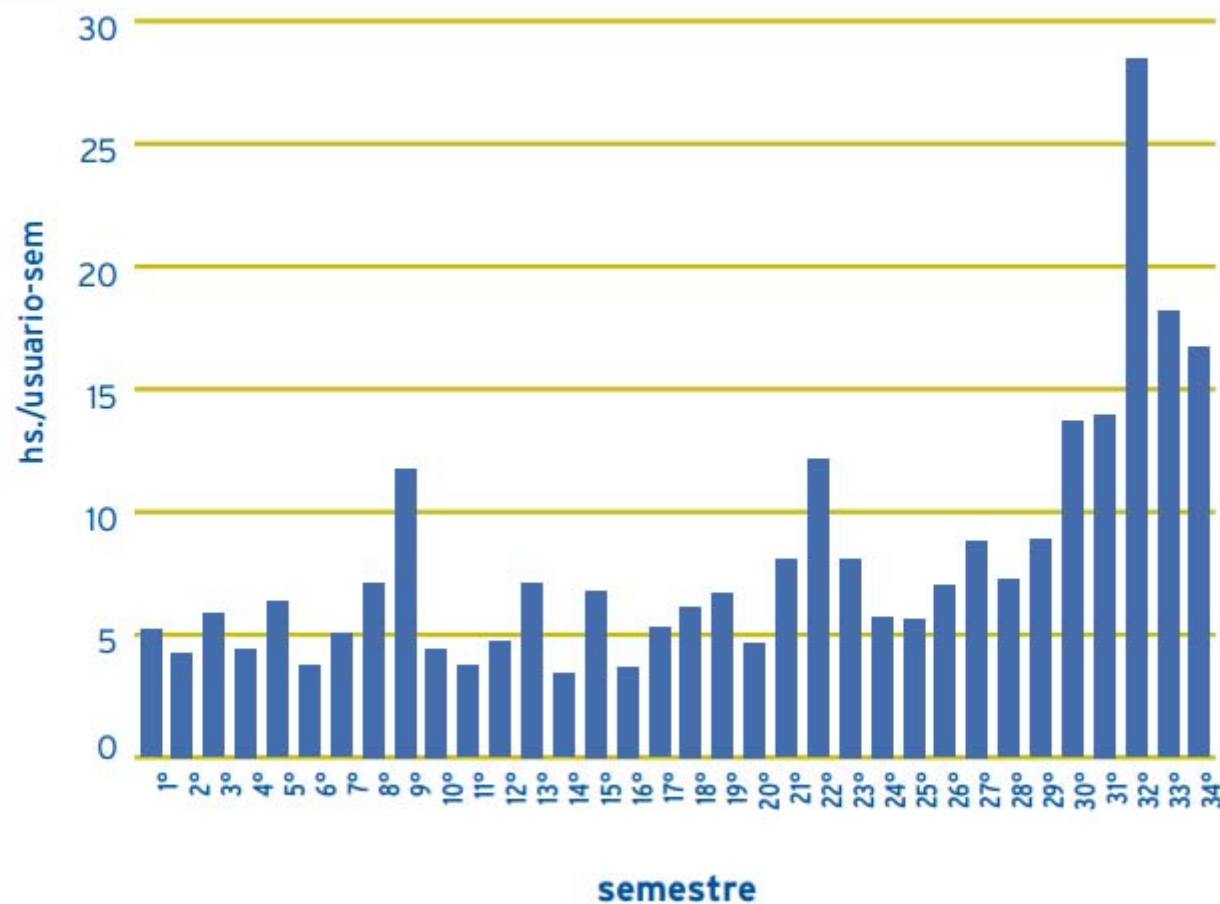
SAIDI (System Average Interruption Duration Index): El Índice de Duración promedio de las interrupciones en el sistema, da la cantidad de tiempo promedio por año en que el suministro de energía se interrumpe a un cliente. SAIDI se calcula dividiendo la duración de las “interrupciones largas acumuladas”, por el número total de clientes conectados al sistema. SAIDI se expresa en minutos por cliente por año y se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$SAIDI = \frac{\sum_i r_i N_i}{N_t}$$

Donde, la sumatoria se extiende a todos los “incidentes”, ya sea en todos los niveles de tensión o sólo a niveles de tensión determinados; r_i corresponde al tiempo de restauración para cada incidente; N_i es el número de clientes interrumpidos por cada incidente; N_t es el número total de clientes en el sistema para el cual se calcula el índice.

1.3. Índices de Confiabilidad

EDENOR - Tc: Tiempo total de interrupción por usuario (SAIDI)



1.3. Índices de Confiabilidad

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index; y MAIFI Momentary Average Interruption Frequency Index): El índice de la frecuencia promedio de interrupciones en el sistema, da el número promedio de veces al año en que se interrumpe el suministro a un cliente. SAIFI se calcula dividiendo el número de interrupciones experimentadas por los clientes por el número total de clientes conectados al sistema. SAIFI se expresa interrupciones por cliente por año y se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$SAIFI(MAIFI) = \frac{\sum_i N_i}{N_t}$$

Donde, la sumatoria se extiende a todos los “incidentes”, ya sea en todos los niveles de tensión o sólo a niveles de tensión determinados; N_i es el número de clientes interrumpidos por cada incidente; N_t es el número total de clientes en el sistema para el cual se calcula el índice.

MAIFI es similar a SAIFI pero sólo contabiliza interrupciones cortas o momentáneas.

1.3. Índices de Confiabilidad

CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), el índice de la duración promedio de la interrupción al cliente, da la duración media de una interrupción. Se expresa en minutos por interrupción y se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$CAIDI = \frac{\sum_i r_i N_i}{\sum_i N_i}$$

Estos tres índices (SAIDI, SAIFI y CAIDI) son los principales índices utilizados en la mayoría de los países alrededor del mundo.

En ambos casos: SAIFI y SAIDI, una reducción en el valor indica una mejora en la continuidad del suministro.

1.3. Índices de Confiabilidad



BUENOS AIRES, 16 DE OCTUBRE DE 2013

VISTO: Los Expedientes ENRE N° 30.090/2009, 31.614/2010, 32.771/2010 Y 33.897/2011, y la Resolución DDCEE N° 14/2013 del 10 de abril de 2013, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución del Visto, obrante a fojas 199/201, se instruyó sumario y se formularon cargos a la "Empresa Distribuidora SUR SOCIEDAD ANONIMA" (en adelante "EDESUR S.A."), por incumplimiento de lo dispuesto en las Resoluciones ENRE N° 02/1998, N° 184/2000, N° 390/2001 y N° 63/2002, en el Artículo 25 incisos a), x) e y) del Contrato de Concesión y en los puntos 2.2 y 5.5.1 del Subanexo 4 de dicho Contrato en los semestres 27, 28, 29 y 30 de la etapa 2 (~~durante el período comprendido entre los meses de septiembre de 2009 y agosto de 2011~~), por apartamientos e incumplimientos detectados en los registros y en el procesamiento de la información en lo atinente al control de la Calidad del Producto Técnico -Nivel de Tensión.

Que la Distribuidora "EDESUR S.A." presentó su descargo a fojas 202/205, Nota de Entrada N° 200.265, dentro del plazo otorgado en el Artículo 2 de la Resolución DDCEE N° 14/2013.

1.3. Índices de Confiabilidad

Que el resto de dichas sanciones derivan de incumplimientos de obligaciones de la Distribuidora en relación con el ENRE, dificultando el ejercicio de sus funciones de control y fiscalización, por lo que ~~corresponde disponer~~ que se destinen a la cuenta Recaudadora Fondos de Terceros.

Que en cuanto al destino de las sanciones por los apartamientos en los indicadores de la Calidad del Producto Técnico - Nivel de Tensión, que resultan de la medición semestral a aplicar por el presente acto, corresponde tener en cuenta lo previsto en la Cláusula Quinta del ACTA ACUERDO suscripta por la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos y “EDESUR S.A.” que fuera ratificada mediante el Decreto PEN N° 1.959/2006, toda vez que el nuevo período de transición contractual se extiende hasta la efectiva entrada en vigencia del cuadro tarifario resultante de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL (conforme Resolución SE N° 864/2008);

Que al respecto, los indicadores SAIFI y SAIDI calculados para el semestre 27 son SAIFI: 5,112 y SAIDI: 18,221; que para el semestre 28 los valores son SAIFI: 4,164 y SAIDI: 15,840; en tanto que para el semestre 29 los valores son SAIFI: 3,927 y SAIDI: 16,469; mientras que para el semestre 30, los valores obtenidos son: SAIFI: 3,621 y SAIDI: 12,866.

Que en consecuencia, ~~comparando los valores calculados para los presentes semestres con los incluidos como CALIDAD MEDIA DE REFERENCIA en el ACTA ACUERDO (Anexo III: SAIFI = 2,143 – SAIDI = 4,124), y a tenor de lo estipulado en el numeral 5.4 de la citada Cláusula Quinta, surge que la Concesionaria no ha logrado mantener en los semestres 27, 28, 29 y 30 una~~

1.3. Índices de Confiabilidad

ENS (Energy not Supplied): Índice de la energía no suministrada. *ENS* mide la energía no suministrada por el sistema durante un incidente. *ENS* se determina a partir sumatoria de la potencia activa no suministrada por el tiempo de duración de interrupción por cada incidente. *ENS* se da en kWh y se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$ENS = \sum_i r_i P_i$$

Donde, la sumatoria se extiende a todos los “incidentes”; r_i es el tiempo de restauración del incidente i ; P_i es la potencia activa interrumpida durante el incidente i .

1.4. Bibliografía

Bibliografía

IEEE 1159, “IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality” (2009 - Revision of IEEE Std 1159-1995)

IEEE Std.1366 “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices” (IEEE Std 1366, 2001 Edition)

D. W. Caves, J. A. Herriges and R. J. Windle, “Customer Demand for Service Reliability, A Synthesis of the Outage Costs Literature,” EPRI Report P-2801, Sept 1989.

M. Pandey, R Billinton; “[Reliability worth assessment in a developing country-commercial and industrial survey](#)” - IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 4, November 1999

Quality of Supply and Market Regulation; Survey within Europe, Kema Consulting, 2006

4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply, Council of European Energy Regulators ASB, 2008

Contenido

2. Modulo Dos: Calidad del Producto Eléctrico

2.1. Definiciones y Terminología

2.2. Principales perturbaciones en Sistemas Eléctricos de Potencia

2.2.1. Armónicos e Interarmónicos

2.2.2. Caídas e interrupciones breves de tensión (Sag ó Dip)

2.2.3. Fluctuaciones de Tensión

2.2.4. Desbalance de Tensión

2.2.5. Transmisión de señales en la red (Señales de medición, comando y comunicación)

2.2.6. Variaciones de frecuencia

2.2.7. Incrementos breves de Tensión

2.2.8. Transitorios

2.2.9. Curva ITIC

2.1. Definiciones y terminología

2.1. Definiciones y terminología

La calidad del producto técnico, a veces llamada calidad de la tensión, abarca una variedad de perturbaciones en un sistema de potencia y está determinada principalmente por la calidad de la onda de tensión.

Hay varias normas técnicas que definen los criterios de calidad de la tensión, pero finalmente, ésta es determinada por la capacidad de los equipos (eléctricos y electrónicos) de los clientes para desempeñarse adecuadamente ante las perturbaciones en la red de suministro.

Los fenómenos técnicos o perturbaciones que afectan la calidad de la tensión son: variaciones en la frecuencia, las fluctuaciones en la magnitud de voltaje, variaciones de tensión de corta-duración (huecos, incrementos cortos e interrupciones cortas), variaciones de tensión de larga duración (sub o sobre tensiones), transitorios (sobretensiones transitorias), distorsión de la forma de onda (armónicos), etc.

2.1. Definiciones y terminología

En la práctica, la tensión nunca es perfecta. Sin embargo, en circunstancias normales la mayoría de los clientes no observa ni reporta la falta de calidad, porque los equipos que conectan a la red de suministro pueden funcionar adecuadamente con un nivel de calidad de tensión, que no es perfecto.

Sin embargo, si el nivel de calidad cae por debajo de un cierto valor, los equipos no funcionarían adecuadamente. A partir de ese nivel, los clientes probablemente tendrán problemas con sus equipos. Por ejemplo, se podrían presentar parpadeos molestos en los equipos de iluminación, aumento de las pérdidas en los equipos, e incluso disturbios y fallas de funcionamiento de aparatos eléctricos.

2.1. Definiciones y terminología

Lo anterior constituye la principal diferencia entre la calidad del voltaje y confiabilidad de la red (interrupciones), ya que hasta un cierto nivel calidad de la tensión, el cliente no se verá afectado por una señal de tensión que no es perfecta, mientras que el cliente se ve siempre afectado por cualquier interrupción en el suministro de energía.

Esto significa que el cliente no tendrá interés en mejorar la calidad de la tensión, siempre y cuando ésta se encuentre dentro de ciertos límites; por otro lado, el cliente tendrá interés en que se eviten todas las interrupciones en su suministro de energía.

2.1. Definiciones y terminología

Definiciones

Las definiciones siguientes son relacionadas con Compatibilidad electromagnética de acuerdo con la norma: *IEC 1000-1-1 (1992) "Electromagnetic compatibility (EMC), Part 1: General, Section 1: Application and interpretation of fundamental definitions and terms"*.

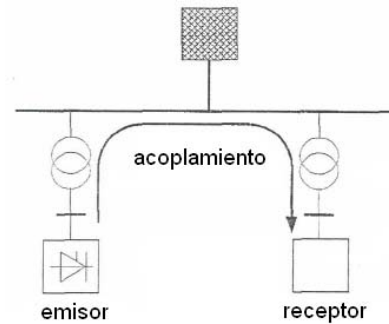
Ambiente Electromagnético: "Es la totalidad de los fenómenos electromagnéticos existentes en una ubicación dada"

Se debe observar que los equipamientos pueden operar en diferentes ambientes electromagnéticos, por ejemplo en una vivienda o en una instalación industrial (con muchos rectificadores). Un equipo que es electromagnéticamente compatible operando en un ambiente electromagnético particular, podría no serlo en otro ambiente. Las características particulares de cada ambiente electromagnético pueden cambiar con la ubicación y con el tiempo.

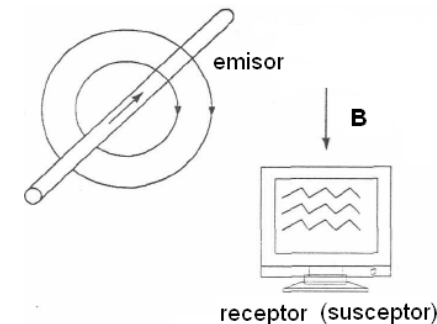
2.1. Definiciones y terminología

A continuación se indican dos tipos de **ambientes electromagnéticos**:

- 1) Ambiente en que una fuente generadora de armónicos inyecta corrientes armónicas a la red eléctrica mediante un acoplamiento conducido afectando a un equipamiento susceptible.



- 2) Ambiente en que la fuente de generadora de armónicos perturba a un equipo susceptible mediante un acoplamiento radiado.



2.1. Definiciones y terminología

Perturbación electromagnética: Es cualquier fenómeno electromagnético que pueda degradar el desempeño de un dispositivo o afectar adversamente a materia viviente o materia inerte.

Observar la inclusión de:

- Materia viviente: Personas, animales, etc.
- Sistemas técnicos

Como ejemplos de perturbaciones electromagnéticas se pueden citar:

- Ruido electromagnético (sistemas de telecomunicaciones).
- Armónicos en la tensión de suministro.
- Campos magnéticos que afectan a personas, monitores, etc.
- Campos electromagnéticos y subidas de tensión debidas a descargas atmosféricas.
- Interrupciones en la tensión de suministro provocando fallas en computadores.

2.1. Definiciones y terminología

Interferencia electromagnética (EMI): es la degradación del desempeño de un dispositivo, equipo o sistema causado por una perturbación electromagnética.

Observar que:

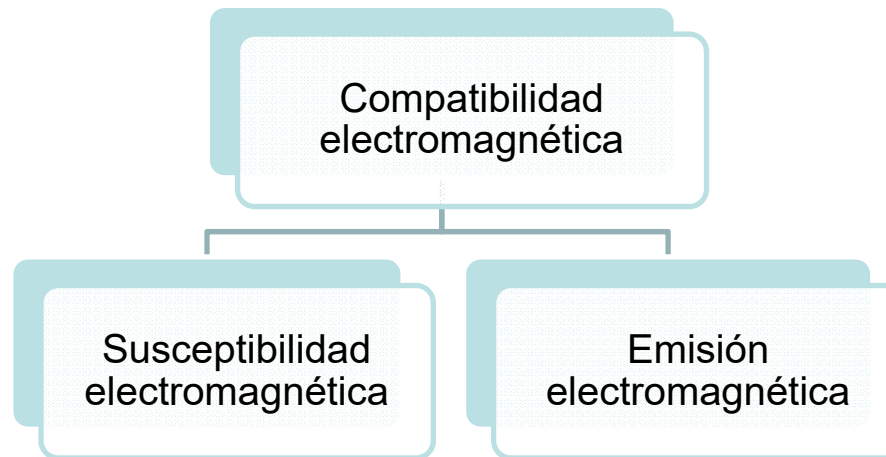
- Perturbación Electromagnética es la causa y la interferencia electromagnética es el efecto.

Compatibilidad electromagnética (EMC): es la capacidad o aptitud de un equipo o sistema de funcionar satisfactoriamente en su ambiente electromagnético sin introducir perturbaciones electromagnéticas intolerables a dicho ambiente.

2.1. Definiciones y terminología

Observar que la compatibilidad electromagnética de un equipo (o sistema) tiene dos aspectos:

- Que el equipo considerado funcione satisfactoriamente, ante perturbaciones causadas por otros equipos en el sistema (susceptibilidad electromagnética)
- Que el equipo considerado no introduzca perturbaciones electromagnéticas intolerables en el sistema (emisión electromagnética)



2.1. Definiciones y terminología

Emisión (electromagnética): Es el fenómeno mediante el cual la energía electromagnética emana de una fuente.

Degradación (del desempeño): Es una desviación o apartamiento no deseada en el desempeño operacional de un dispositivo, equipo o sistema con respecto al desempeño original para el que ha sido diseñado. La degradación puede ser temporal o permanente.

Inmunidad (a la perturbación): Es la “capacidad” de un dispositivo, equipo o sistema de operar sin degradación, aún ante la presencia de una perturbación electromagnética.

Susceptibilidad (electromagnética): Es la “incapacidad” de un dispositivo, equipo o sistema de operar sin degradación ante la presencia de una perturbación electromagnética.

2.1. Definiciones y terminología

Términos Combinados:

Nivel de Emisión (de una fuente perturbadora): Es el nivel de una perturbación electromagnética dada emitida desde un dispositivo, equipo o sistema, medido de una forma específica.

Límite de Emisión (de una fuente perturbadora): Es el máximo nivel de emisión permitido.

Nivel de Inmunidad: Es el máximo nivel de una perturbación electromagnética dada, incidente en una forma específica sobre un dispositivo particular, equipo o sistema, para la cual no ocurre degradación en la operación.

Límite de Inmunidad: Es el mínimo nivel de inmunidad requerido.

Nivel de perturbación: Es el nivel de una perturbación electromagnética dada, medida de una forma específica.

Nivel de Compatibilidad (Electromagnética): Es el nivel de perturbación especificado para ad electromagnética.

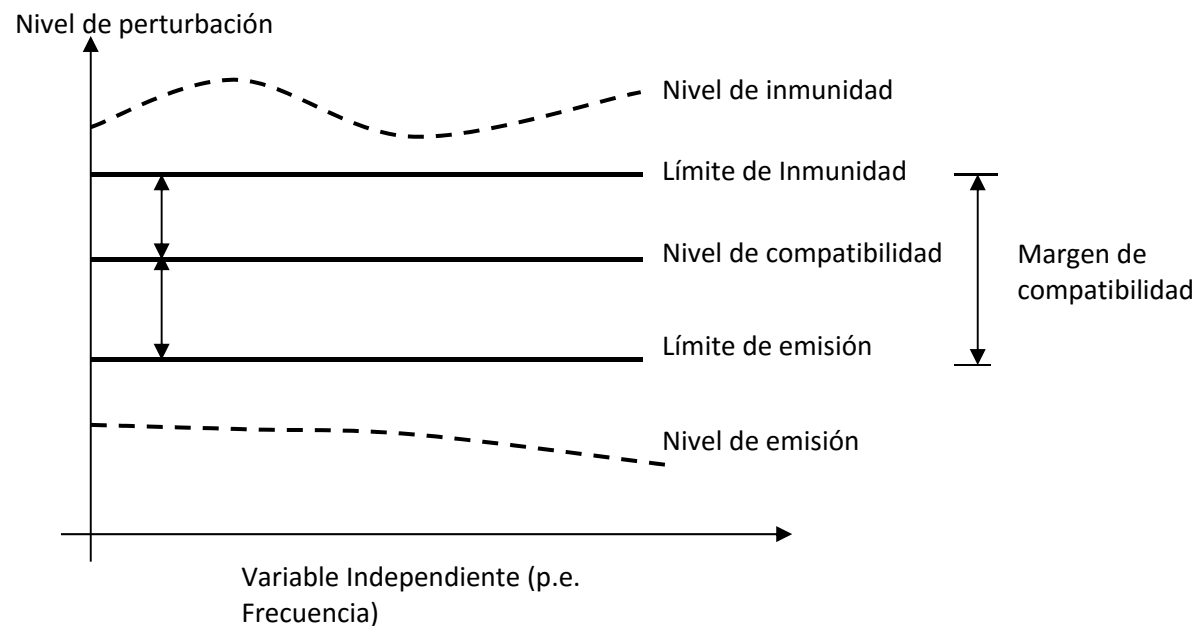
2.1. Definiciones y terminología

Términos Interrelacionados:

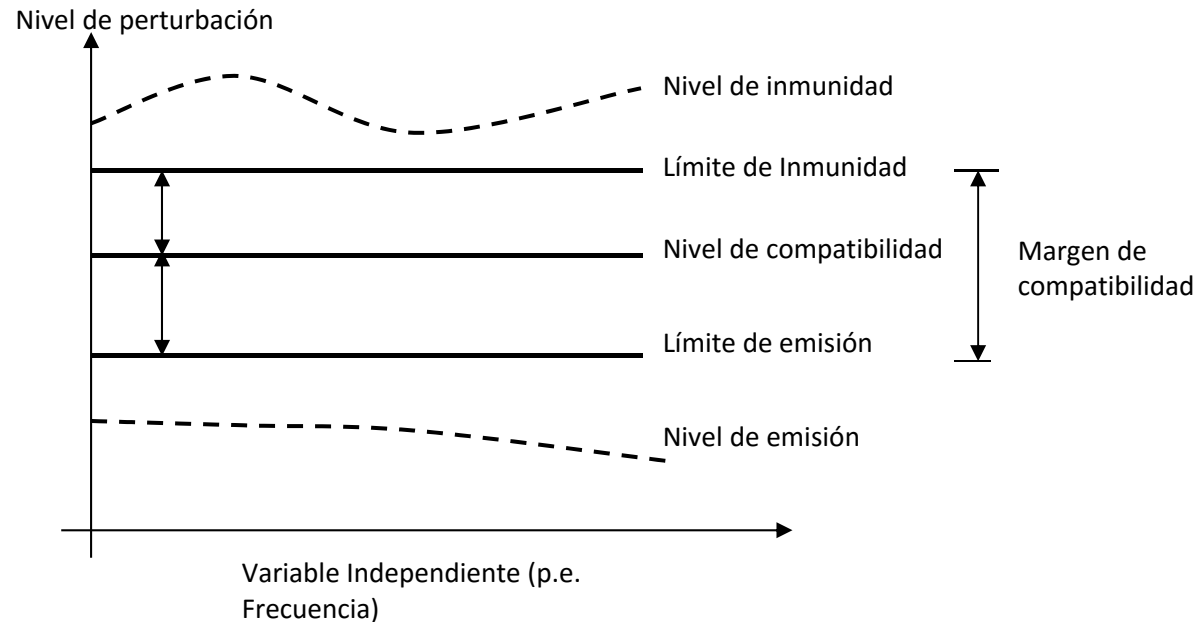
Margen de emisión: Es la región entre el Nivel de Compatibilidad y el Límite de Emisión.

Margen de Inmunidad: Es la región entre el Límite de inmunidad y el Nivel de Compatibilidad electromagnética.

Margen de Compatibilidad: Es la región entre el Límite de inmunidad y el Límite de Emisión.



2.1. Definiciones y terminología



En la figura se observan las siguientes particularidades:

- El Nivel de Emisión es siempre menor que el Límite de Emisión.
- El Límite de Inmunidad es siempre menor que el Nivel de Inmunidad.
- Entre el Límite de Inmunidad y Límite de Emisión se ubica el Nivel de Compatibilidad.
- De la ubicación del Nivel de Compatibilidad resultan el Margen de inmunidad y el Margen de Emisión

Los niveles de Emisión y de inmunidad indicados son los que resultan de ensayos y pruebas correspondientes al equipo diseñado.

2.1. Definiciones y terminología

Aspectos de Incertidumbres y Probabilidad de EMC

En la gráfica anterior se indica un caso de “*compatibilidad electromagnética*”, es decir una situación en la que un equipo particular funciona satisfactoriamente en su ambiente electromagnético sin introducir perturbaciones electromagnéticas intolerables al mismo.

Debido a que en la práctica existe incertidumbre en la determinación de los niveles y de los límites empleados, la situación anterior no garantiza una Compatibilidad Electromagnética Total.

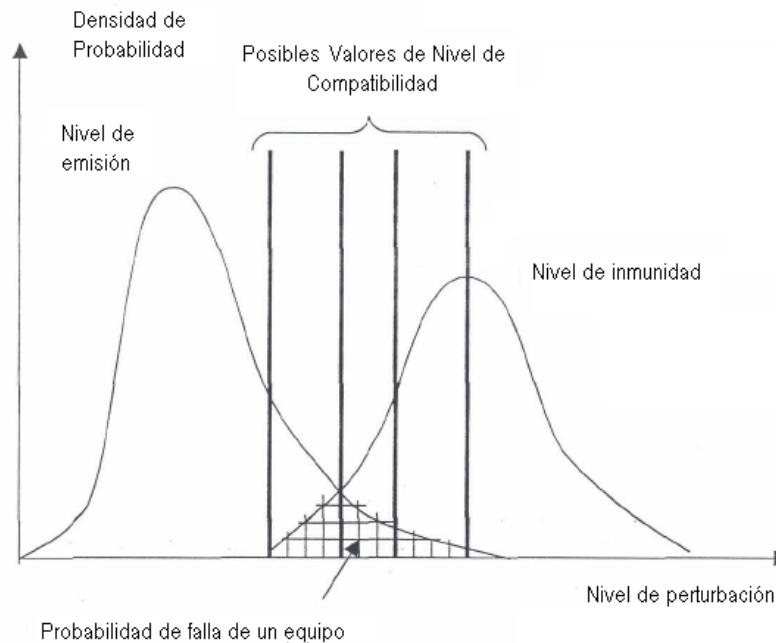
Esta incertidumbre se debe a los siguientes factores:

2.1. Definiciones y terminología

- 1) **Métodos de Pruebas o Ensayos:** estos cubren un número finito de pruebas de emisión e inmunidad los cuales son efectuados bajo condiciones estandarizadas bien definidas. Sin embargo, cuando estos ensayos normalizados son realizados, por lo general consideran solo un fenómeno por vez cuando en la realidad, todos los fenómenos electromagnéticos actúan simultáneamente. Por lo tanto la importancia de los ensayos es válida si ellos cubren una situación de operación similar. Como consecuencia, es necesario establecer márgenes entre el Nivel de compatibilidad y los límites de Emisión y de inmunidad.
- 2) **Dispersión normal de las características de los componentes:** En equipamientos fabricados en forma masiva, los niveles de emisión y los de inmunidad varían estadísticamente debido a la dispersión en las características de los componentes de tales equipos. Por lo tanto es necesario describir a dichos niveles mediante funciones de densidad de probabilidad.

2.1. Definiciones y terminología

3) Superposición de perturbaciones: Para una ubicación dada del punto de conexión del equipo susceptible, el nivel de emisión en el mismo será la superposición de los niveles de emisión de todos los equipos y sistemas emisores. Por lo tanto el nivel de perturbación para una ubicación dada dependerá de la contribución de las perturbaciones del mismo tipo y de las de tipo diferente, considerando: las condiciones de carga de cada equipo emisor, las propiedades de propagación entre el equipo emisor y el equipo susceptible, y el tiempo.



2.1. Definiciones y terminología

4) Falta de datos: por lo general, es casi imposible medir los niveles de perturbación para todas las posibles ubicaciones donde un equipo susceptible puede estar instalado. Por lo tanto, las funciones de densidad de probabilidad de los niveles de emisión e inmunidad son difíciles de determinar y son poco conocidas. Por lo tanto suele ser necesario trabajar con los márgenes entre el Nivel de Compatibilidad y los Límites de Emisión y de Inmunidad.

De lo anterior se desprende que para asegurar totalmente que un equipo funcione satisfactoriamente se debiera tener el Nivel de Compatibilidad lo más alejado posible del máximo nivel de emisión. Esto por lo general resulta impracticable o muy costoso cuando se diseña un equipo. Una posible elección para indicar el Nivel de Compatibilidad podría ser la de permitir una cierta probabilidad de falla en el equipo.

2.2. Clasificación de la Perturbaciones

2.2. Clasificación de las perturbaciones en SSEE

Las principales normas: IEC-EMC y la IEEE 1159

Normas IEC (International Electrotechnical Commission):

IEC 61000-2-5: define 3 categorías para describir todos los fenómenos electromagnéticos:

- Fenómenos de baja frecuencia (< 9 kHz)
- Fenómenos de alta frecuencia (> 9 kHz)
- Fenómenos de descargas electrostáticas

Cada fenómeno luego es dividido en perturbaciones radiadas o conducidas dependiendo del medio en el cual ocurren. Las perturbaciones radiadas ocurren en el medio que rodea al equipamiento, mientras que las conducidas tienen lugar en los distintos medios metálicos (conductores).

La tabla siguiente indica los tipos de fenómenos de acuerdo a la clasificación de la IEC

2.2. Clasificación de las perturbaciones en SSEE

Tabla 1. Clasificación de perturbaciones según IEC

Baja Frecuencia (<9kHz)	Conducidas	• Armónicos, Interarmónicos • Tensiones de señalización • Fluctuaciones de Tensión • Disminuciones de tensión (Dips) e interrupciones cortas • Desbalance de Tensión • Variaciones de frecuencia • Tensiones de Baja frecuencia inducidos • DC offset
	Radiadas	• Campos Magnéticos • Campos eléctricos
Alta Frecuencia (>9kHz)	Conducidas	• Transitorios unidireccionales • Transitorios Oscilatorios
	Radiadas	• Campos electromagnéticos de alta frecuencia
Descargas electrostáticas		• Descargas Electrostáticas (ESD) • Pulsos electromagnéticos Nucleares (NEMP)

2.2. Clasificación de las perturbaciones en SSEE

IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality

IEEE Std 1159™-2009
(Revision of
IEEE Std 1159-1995)

Esta norma clasifica los fenómenos como: Transitorios, variaciones de corta y larga duración, desbalance de tensión, distorsión de la forma de onda, fluctuaciones de tensión y variaciones de la frecuencia del sistema de suministro.

Dentro de la categoría de los "fenómenos de corta duración" incorpora términos adicionales comparados a la terminología usada por IEC. Por ejemplo el término "Sag", es usado como sinónimo del término "dip" (disminución o caída de tensión de corta duración) de la IEC. Introduce el término "swell" para caracterizar el fenómeno inverso del sag (dip), o sea el aumento de tensión de corta duración.

La categoría "fenómenos de distorsión de la forma de onda" abarca los problemas relacionados con armónicos, interarmónicos, notching (huecos de la forma de onda de tensión) y la de ruido (noise).

2.2. Clasificación de las perturbaciones en SSEE

Estos fenómenos pueden ser descriptos por una serie de atributos. Para fenómenos en estado estacionario:

- Amplitud
- Frecuencia
- Impedancia fuente
- Ancho del hueco (notch depth)
- Área de hueco (notch area)

Para fenómenos en estado transitorio (no estacionario) se usan otros atributos, tales como:

- Velocidad de crecimiento
- Amplitud
- Duración
- Espectro de frecuencias
- Tasa de Ocurrencia
- Energía potencial
- Impedancia fuente

2.2. Clasificación de las perturbaciones en SSEE

IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality

IEEE Std 1159™-2009
(Revision of
IEEE Std 1159-1995)

Esta norma clasifica los fenómenos como: Transitorios, variaciones de corta y larga duración, desbalance de tensión, distorsión de la forma de onda, fluctuaciones de tensión y variaciones de la frecuencia del sistema de suministro.

Dentro de la categoría de los "fenómenos de corta duración" incorpora términos adicionales comparados a la terminología usada por IEC. Por ejemplo el término "Sag", es usado como sinónimo del término "dip" (disminución o caída de tensión de corta duración) de la IEC. Introduce el término "swell" para caracterizar el fenómeno inverso del sag (dip), o sea el aumento de tensión de corta duración.

La categoría "fenómenos de distorsión de la forma de onda" abarca los problemas relacionados con armónicos, interarmónicos, notching (huecos de la forma de onda de tensión) y la de ruido (noise).

2.2. Clasificación de las perturbaciones en SSEE

Categorías y clasificación típica de los fenómenos electromagnéticos en SSEE según la IEEE 1159 (2009).

Table 2—Categories and typical characteristics of power system electromagnetic phenomena (see note)

Categories	Typical spectral content	Typical duration	Typical voltage magnitude
1.0 Transients			
1.1 Impulsive			
1.1.1 Nanosecond	5 ns rise	< 50 ns	
1.1.2 Microsecond	1 μ s rise	50 ns – 1 ms	
1.1.3 Millisecond	0.1 ms rise	> 1 ms	
1.2 Oscillatory			
1.2.1 Low frequency	< 5 kHz	0.3–50 ms	0–4 pu ²
1.2.2 Medium frequency	5–500 kHz	20 μ s	0–8 pu
1.2.3 High frequency	0.5–5 MHz	5 μ s	0–4 pu
2.0 Short-duration root-mean-square (rms) variations			
2.1 Instantaneous			
2.1.1 Sag		0.5–30 cycles	0.1–0.9 pu
2.1.2 Swell		0.5–30 cycles	1.1–1.8 pu
2.2 Momentary			
2.2.1 Interruption		0.5 cycles – 3 s	< 0.1 pu
2.2.2 Sag		30 cycles – 3 s	0.1–0.9 pu
2.2.3 Swell		30 cycles – 3 s	1.1–1.4 pu
2.3 Temporary			
2.3.1 Interruption		>3 s – 1 min	< 0.1 pu
2.3.2 Sag		>3 s – 1 min	0.1–0.9 pu
2.3.3 Swell		>3 s – 1 min	1.1–1.2 pu

2.2. Clasificación de las perturbaciones en SSEE

3.0 Long duration rms variations			
3.1 Interruption, sustained		> 1 min	0.0 pu
3.2 Undervoltages		> 1 min	0.8–0.9 pu
3.3 Overvoltages		> 1 min	1.1–1.2 pu
3.4 Current overload		> 1 min	
4.0 Imbalance			
4.1 Voltage		steady state	0.5–2%
4.2 Current		steady state	1.0–30%
5.0 Waveform distortion			
5.1 DC offset		steady state	0–0.1%
5.2 Harmonics	0–9 kHz	steady state	0–20%
5.3 Interharmonics	0–9 kHz	steady state	0–2%
5.4 Notching		steady state	
5.5 Noise	broadband	steady state	0–1%
6.0 Voltage fluctuations	< 25 Hz	intermittent	0.1–7% 0.2–2 P_{st}^b
7.0 Power frequency variations		< 10 s	± 0.10 Hz

^a The quantity *pu* refers to *per unit*, which is dimensionless. The quantity 1.0 pu corresponds to 100%. The nominal condition is often considered to be 1.0 pu. In this table, the nominal peak value is used as the base for transients and the nominal rms value is used as the base for rms variations.

^b Flicker severity index P_{st} as defined in IEC 61000-4-15:2003 [B15] and IEEE Std 1453™-2004 [B28].

2.2.1 Armónicos en SSEE

2.2.1 Armónicos

5.0 Waveform distortion			
5.1 DC offset		steady state	0-0.1%
5.2 Harmonics	0-9 kHz	steady state	0-20%
5.3 Interharmonics	0-9 kHz	steady state	0-2%
5.4 Notching		steady state	
5.5 Noise	broadband	steady state	0-1%

Tabla 1. Clasificación de perturbaciones según IEC

Baja Frecuencia (<9kHz)	Conducidas	• Armónicos. Interarmónicos • Tensiones de señalización • Fluctuaciones de Tensión • Disminuciones de tensión (Dips) e interrupciones cortas • Desbalance de Tensión • Variaciones de frecuencia • Tensiones de Baja frecuencia inducidos • DC offset
---------------------------------------	-------------------	---

2.2.1. Armónicos

2.2.1. Series de Fourier

Los armónicos en SSEE son distorsiones de estado estable en la forma de onda de tensión y/o de corriente, y que tienen frecuencias que son múltiplos enteros de la frecuencia para la cual el sistema de suministro está diseñado (50 Hz o 60 Hz). Los armónicos sumados a la señal tensión fundamental de tensión o corriente dan como resultado una forma de onda distorsionada.

La teoría que permite analizar y cuantificar este tipo de distorsiones sobre la forma de onda fue introducida por el físico y matemático francés Joseph Fourier en 1882.

Jean-Baptiste Joseph Fourier



Matemático y físico francés

Nacimiento	21 de marzo de 1768 Auxerre, Francia
Fallecimiento	16 de mayo de 1830 París, Francia
Nacionalidad	Francés
Campo	Matemáticas, física e historia
Instituciones	Escuela Normal Superior de París
Alma máter	Escuela Normal Superior de París
Supervisor doctoral	Joseph-Louis de Lagrange
Estudiantes destacados	Gustav Dirichlet Giovanni Plana Claude-Louis Navier
Conocido por	Series de Fourier Transformada de Fourier

2.2.1. Armónicos

Fourier prueba que cualquier función periódica en un intervalo de tiempo, puede ser representada por la suma de una función sinusoidal, llamada componente fundamental, y una serie de componentes armónicas de mayor orden, también sinusoidales, cuyas frecuencias resultan ser múltiplos enteros de la frecuencia de la fundamental. Las series de Fourier establecen una relación de la función en el dominio del tiempo y la función en el dominio de la frecuencia.

La forma trigonométrica de la serie de Fourier para una función periódica $f(t)$, de periodo T y frecuencia angular $\omega = 2\pi/T$, puede ser escrita como:

$$f(t) = \frac{1}{2}a^{(0)} + \sum_{h=1}^{\infty} \{a^{(h)} \cos(h\omega t) + b^{(h)} \sin(h\omega t)\}, \quad (1)$$

donde los coeficientes de Fourier $a^{(0)}$, $a^{(h)}$ y $b^{(h)}$ son dados por:

$$a^{(0)} = \frac{2}{T} \int_{-T/2}^{T/2} f(t) dt, \quad a^{(h)} = \frac{2}{T} \int_{-T/2}^{T/2} f(t) \cos(h\omega t) dt, \quad y \quad b^{(h)} = \frac{2}{T} \int_{-T/2}^{T/2} f(t) \sin(h\omega t) dt$$

2.2.1. Armónicos

Se puede seleccionar cualquier intervalo de tiempo de integración igual T , es decir, no es necesario que este sea desde $-T/2$ hasta $T/2$.

Ejemplo: determinar la serie trigonométrica de Fourier para la onda cuadrada de la figura 1:

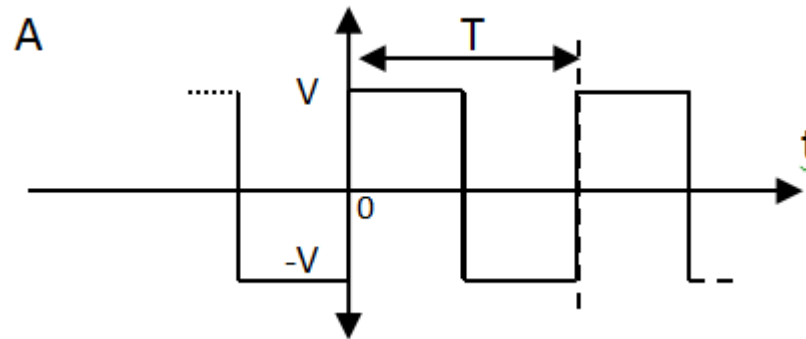


Figura 1 Onda cuadrada

2.2.1. Armónicos

Graficar en Matlab, para $V=100$, $f= 1$ Hz y $h=[1:1999]$; (ver `fourier_cuadrada.m`)

2.2.1. Armónicos

Por otro lado, la expresión (1) puede ser reescrita en su forma polar como:

$$f(t) = c^{(0)} + \sum_{h=1}^{\infty} c^{(h)} \sin(h\omega t + \theta^{(h)}) \quad (2)$$

Con $c^{(0)} = a^{(0)} / 2$, $c^{(h)} = \sqrt{a^{(h)2} + b^{(h)2}}$ y $\theta^{(h)} = \tan^{-1}(a^{(h)} / b^{(h)})$

Donde, $c^{(0)}$ es el valor de la componente continua de la función, $c^{(h)}$ es el valor pico del (h) componente armónico y $\theta^{(h)}$ es su ángulo de fase.

En la figura 2 se presenta la descomposición de la función $f(t)$ en sus componentes armónicas, así como también el espectro armónico resultado de la relación $c^{(h)}/c^{(1)}$ para cada componente armónica, donde $c^{(1)}$ corresponde al valor pico de la componente fundamental.

2.2.1. Armónicos

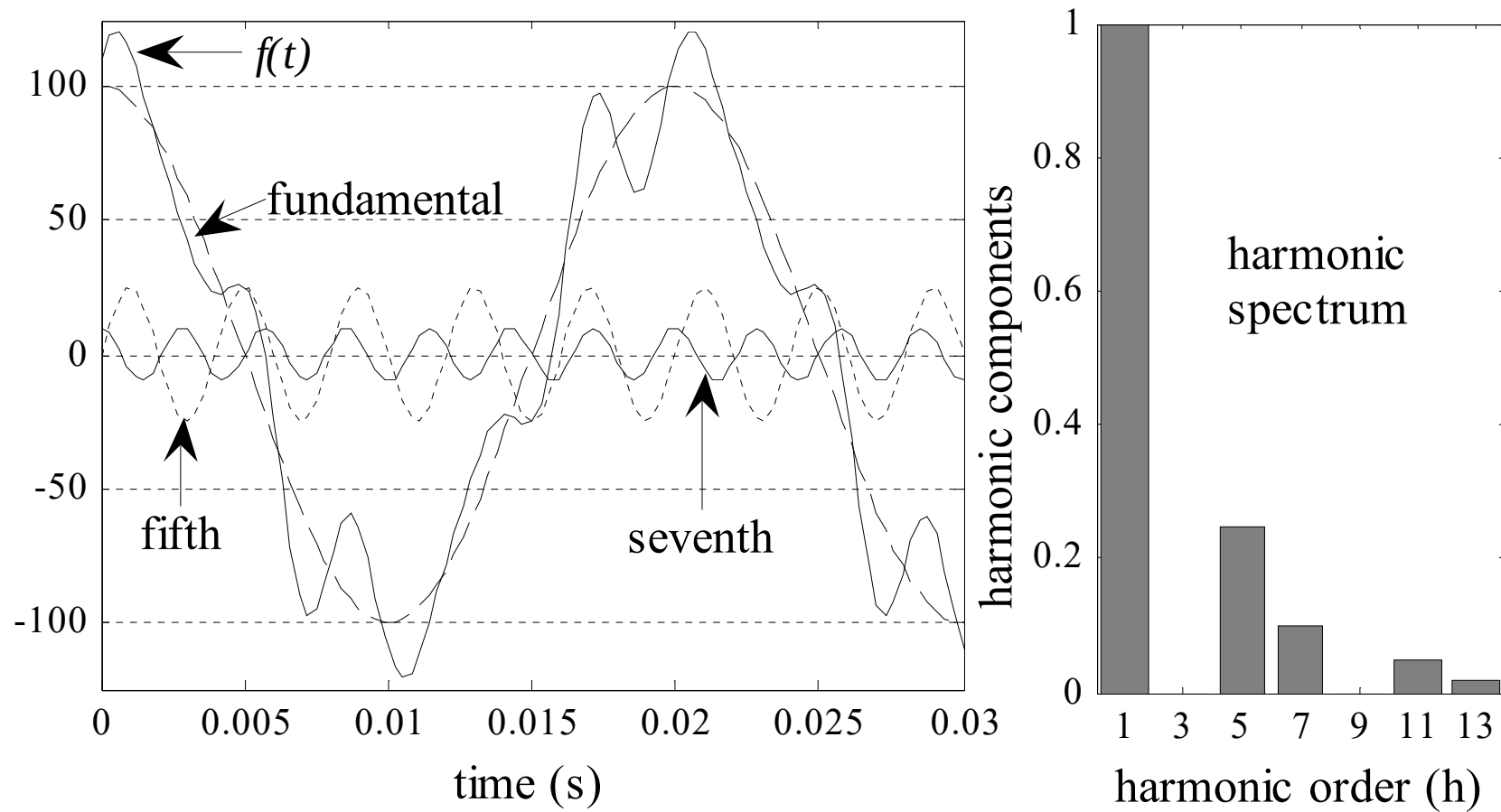


Figura 2. Componentes armónicas de una señal $f(t)$ distorsionada

VER M-file fourier.mdl

2.2.1. Armónicos

Fuentes de armónicos

Las perturbaciones armónicas son causadas generalmente por equipamientos o cargas que tienen un funcionamiento con una característica *tensión -corriente no lineal*. Estos equipamientos pueden ser considerados como fuentes de armónicos de corriente y en algunos casos como fuentes de armónicos de tensión dependiendo de su impedancia al armónico en cuestión.

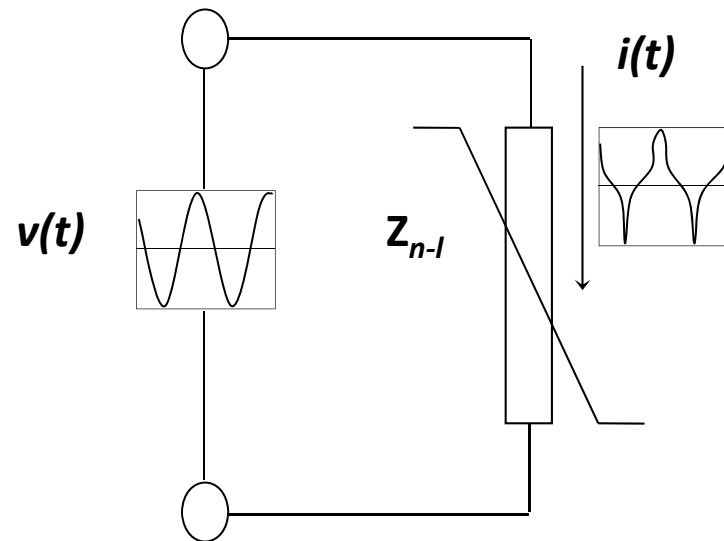


Figure 3. Current distortion caused by a nonlinear device

2.2.1. Armónicos

Los armónicos de corriente provenientes de diferentes fuentes producen caídas de tensión armónicas en la impedancia del sistema, distorsionando la forma de onda de tensión. Los armónicos de corrientes provenientes de diferentes fuentes en general no tienen la misma fase y deben tratarse como fasores (sus efectos se suman vectorialmente).

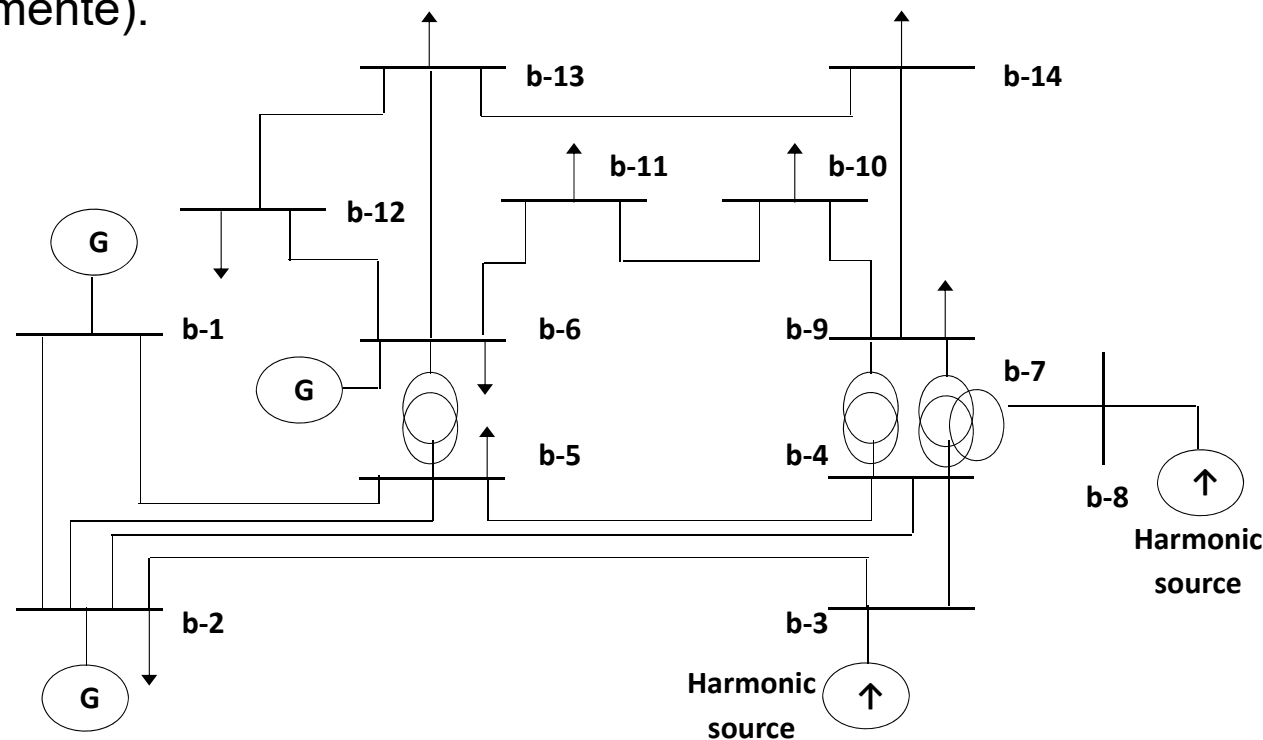


Figure 4. IEEE 14-bus standard test system for harmonic analysis

2.2.1. Armónicos

Debido a la conexión de cargas reactivas capacitivas (tales como capacitores para corrección del factor de potencia), o el efecto de la capacidad de los cables, pueden ocurrir condiciones de resonancia paralelo o serie en la red y provocar sobretensiones de armónicos, incluso en puntos lejanos de la carga distorsionante.

Armónicos generados por componentes del SSEE

Las corrientes armónicas pueden provenir de equipamientos de la propia red de suministro (generación, transmisión y distribución) o de cargas industriales o residenciales.

Sin embargo las corrientes armónicas generadas por equipamientos electromecánicos de la propia red de suministro en las etapas de generación, transmisión y distribución son menos importantes y prácticamente despreciables ya que presentan niveles muy bajos de distorsión.

!!!Atención con las nuevas tecnologías de generación basadas en electrónica de potencia!!!

2.2.1. Armónicos

Los generadores no producen una onda de tensión sinusoidal perfecta, pero la magnitud de los armónicos es despreciable cuando el diseño del generador y las técnicas de construcción son las adecuadas. Por su parte, en transformadores y reactores, la distorsión armónica es causada por condiciones de funcionamiento bajo saturación del núcleo de hierro, es decir funcionamiento en la zona no-lineal.

Otros equipamientos, de reciente inclusión en las redes de suministro, tales como los Compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC) y Convertidores de frecuencia en aplicaciones de HVDC (transmisión de CC en alta tensión) introducen diferentes niveles de armónicos, dependiendo del tipo, operación y compensación de armónicos que utilicen.

2.2.1. Armónicos

Armónicos generados por las Cargas:

Algunos tipos de cargas que conectan los usuarios a la red son los principales generadores de armónicos y se les puede clasificar en cargas industriales y residenciales, por ejemplo:

Rectificadores controlados, equipamiento con control de fase y alta potencia.

Rectificadores no controlados, especialmente con filtrado capacitivo (ej. los usados en televisores, convertidores de frecuencia, UPS's, balastos electrónicos, etc.).

Estos producen armónicos en fase con otras cargas y no se compensan en la red.

Cargas Industriales:

Constituyen generalmente la mayor fuente de distorsión armónica en la red, e incluyen a los convertidores de potencia (rectificadores), hornos de arco, hornos de inducción, etc. Actualmente la utilización de equipamientos electrónicos de potencia ha incrementando en cuanto a su número y rango de potencia.

2.2.1. Armónicos

Cargas Residenciales:

Estas cargas tienen un comportamiento distorsionante individual que puede ser despreciable, pero el efecto simultáneo de muchas de ellas puede provocar una considerable distorsión armónica.

La mayoría de los equipos que contribuyen son:

- Televisores
- Dispositivos controlados por tiristores (reguladores de intensidad de luz, dispositivos de aplicación doméstica en general)
- Lámparas de descarga gaseosa
- Equipos de oficina (computadoras, impresoras, etc.) con fuentes conmutadas

2.2.1. Armónicos

2.2.3. Efectos

Los principales efectos perjudiciales de los armónicos son:

- Incompatibilidad electromagnética con dispositivos electrónicos que requieren tensiones de alimentación libres de perturbaciones; p. ej. dispositivos de regulación, control y protección.
- Resonancias a frecuencias armónicas con bancos de condensadores instalados para la corrección del factor de potencia.
- Sobrecalentamiento y ruido audible indeseado en generadores y motores.
- Sobrecarga y aumento de las pérdidas en el hierro y el cobre en transformadores.
- Incremento de las pérdidas de energía en líneas y cables debido al flujo de corriente armónica.
- Interferencia electromagnética en sistemas de comunicaciones
- Indeseables campos electromagnéticos de alta frecuencia, etc.

2.2.1. Armónicos

Los efectos dañinos de los armónicos en los equipamientos pueden clasificarse en instantáneos o de largo término.

Los efectos instantáneos están asociados con fallas, operación defectuosa, o degradación del desempeño de los dispositivos.

Los efectos de largo plazo están asociados a problemas térmicos, pérdidas adicionales, y provocan un envejecimiento prematuro e incluso daño en capacitores y máquinas rotativas.

2.2.1. Armónicos

2.4. Índices de Distorsión Armónica

La medida de calidad de la onda periódica de tensión o corriente más utilizada es el bien conocido factor de distorsión armónica total (THD). El THD representa la desviación de una forma de onda distorsionada con respecto de una perfectamente sinusoidal y está definido por el valor rms de cada una de las componentes armónicas obtenidas mediante el desarrollo en series de Fourier. La siguiente expresión define formalmente el THD.

$$\text{THD}_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} V^{(h)2}}}{V^{(1)}} \quad \text{y} \quad \text{THD}_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} I^{(h)2}}}{I^{(1)}} \quad (3)$$

Otro índice importante es el TDD (total demand distortion), que mide la distorsión armónica de la corriente demandada, y se encuentra definida por:

$$\text{TDD} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{50} I^{(h)2}}}{I_L} \quad (4)$$

donde, I_L es la corriente máxima, a frecuencia fundamental, demandada por la carga (durante 15 o 30 min) en el PCC.

2.2.1. Armónicos

Otros índices importantes son:

-el TIF (Telephone Influence Factor) y los productos VxTIF y IxTIF, que son usados para evaluar el ruido en los sistemas telefónicos y de comunicación como resultado de los armónicos en los sistemas de potencia.

$$\text{TIF}_v = \frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{50} (w^{(h)} V^{(h)})^2}}{V_{rms}} \quad \text{y} \quad \text{TIF}_I = \frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{50} (w^{(h)} I^{(h)})^2}}{I_{rms}} \quad (5)$$

Donde $w^{(h)}$ es un factor de peso que considera los efectos de acoplamiento inductivo y auditivo para cada frecuencia armónica. Estos factores de peso reflejan la respuesta de los armónicos en la banda de frecuencias de la voz.

2.2.1. Armónicos

-el factor K (transformer K-factor), que es usado para el diseño de transformadores que se encuentran sometidos a corrientes armónicas. El factor K se encuentra definido como:

$$K = \frac{\sqrt{\sum_{h=1}^{50} h^2 (I^{(h)} / I^{(1)})^2}}{\sqrt{\sum_{h=1}^{50} (I^{(h)} / I^{(1)})^2}} \quad (6)$$

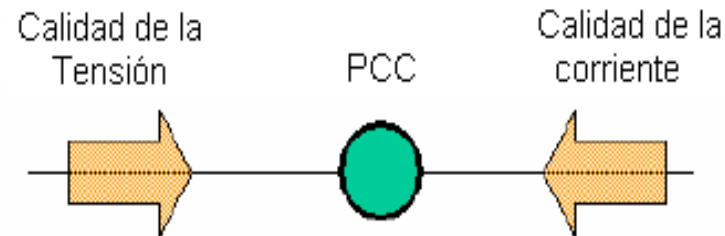
Donde h es el orden armónico y $I^{(h)} / I^{(1)}$ es la componente de distorsión armónica individual. La expresión (6) es determinada bajo la suposición de que las pérdidas por corrientes de Foucault en el núcleo del transformador producidas por cada componente de corriente armónica son proporcionales a su valor al cuadrado.

Los transformadores diseñados considerando el factor K son construidos para soportar una tensión con mayor distorsión armónica que un transformador estándar, ya que el factor K se relaciona con el exceso de calor que debe ser capaz de disipar el transformador.

2.2.1. Armónicos

NOTA: Definición del PCC (Point of Common Coupling)

El punto de acoplamiento común es la interface entre las Fuentes y las cargas, y puede estar definido en el punto de suministro de energía entre la distribuidora y el usuario cuando se trata de un sistema de suministro de energía eléctrica. También puede estar definido como el punto entre las cargas no-lineales y otras cargas, cuando se trata del interior de una industria.



2.2.1. Análisis de Armónicos en SSEE

Recientemente el fenómeno de la distorsión armónica ha cobrado especial importancia debido a la proliferación de equipamientos basados en electrónica de potencia para aplicaciones industriales y residenciales.

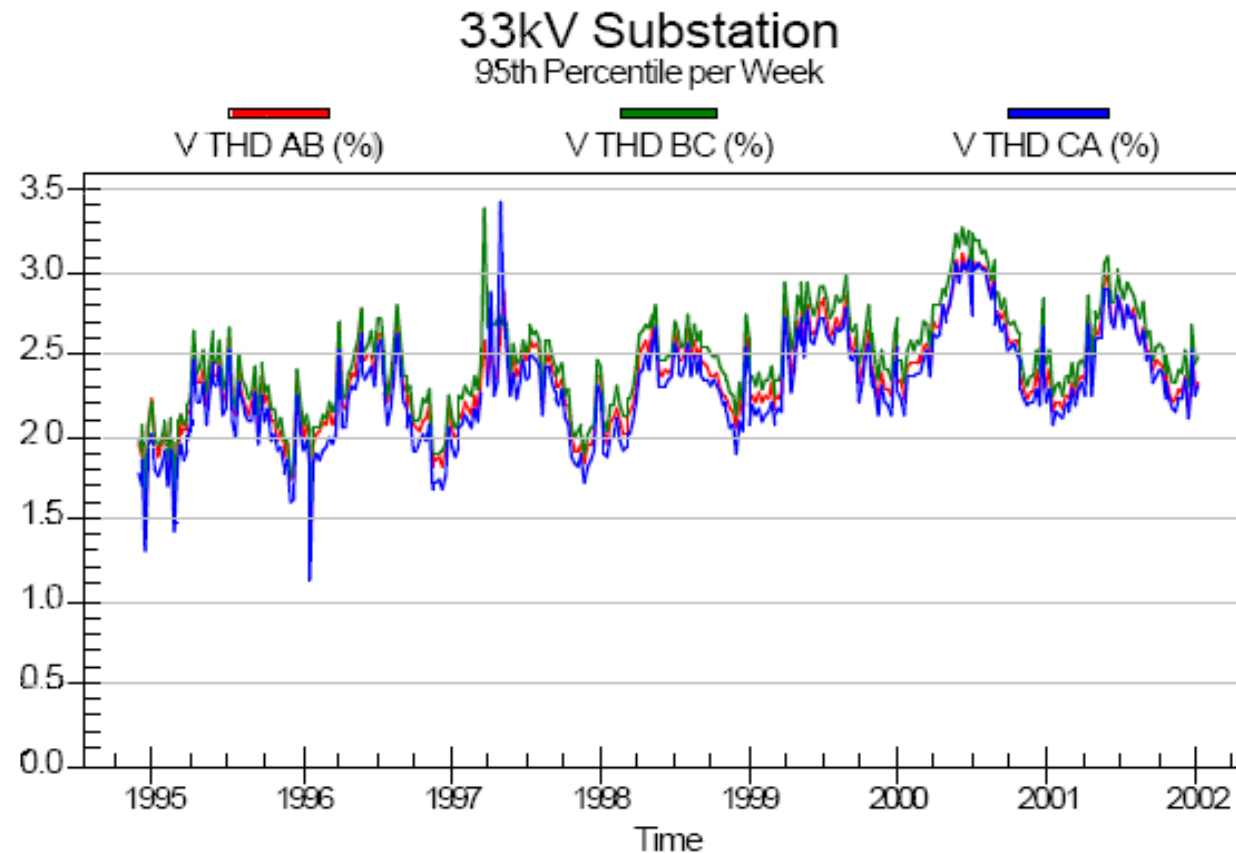


Figura 5 Incremento del THD en una subestación de 33 kV en USA.

2.2.1. Armónicos en SSEE

De hecho, el desarrollo de la tecnología de control por medio de equipamiento electrónico de potencia controlado por tiristores, ha llevado a un incremento significativo de la cantidad de cargas no lineales en el SSEE. Desafortunadamente los convertidores y otras cargas no lineales, tienen efectos indeseables en el suministro de corriente alterna ya que consumen una cantidad importante de potencia (del orden de decenas de kVA) con una corriente no sinodal. La corriente típica de un convertidor está compuesta por una componente fundamental a la frecuencia de la red y un número de armónicas cuyas frecuencias son, en redes trifásicas, predominantemente 5°; 7°; 11° y 13°.

A este tipo de dispositivos se suman otros, tales, como hornos de arco, lámparas de descarga, transformadores en saturación, etc.

La red necesita estar libre de esta distorsión armónica para prevenir el funcionamiento inadecuado de los equipos y componentes del sistema.

Debido a este creciente problema, es que el desarrollo de nuevas técnicas para el análisis del comportamiento de las armónicas en SSEE viene siendo un tema de estudio prioritario dentro de la ingeniería eléctrica.

2.2.1. Análisis de Armónicos en SSEE

Análisis computacional de armónicas

La figura presenta las principales metodologías empleadas para el cálculo de la distorsión armónica en SSEE.

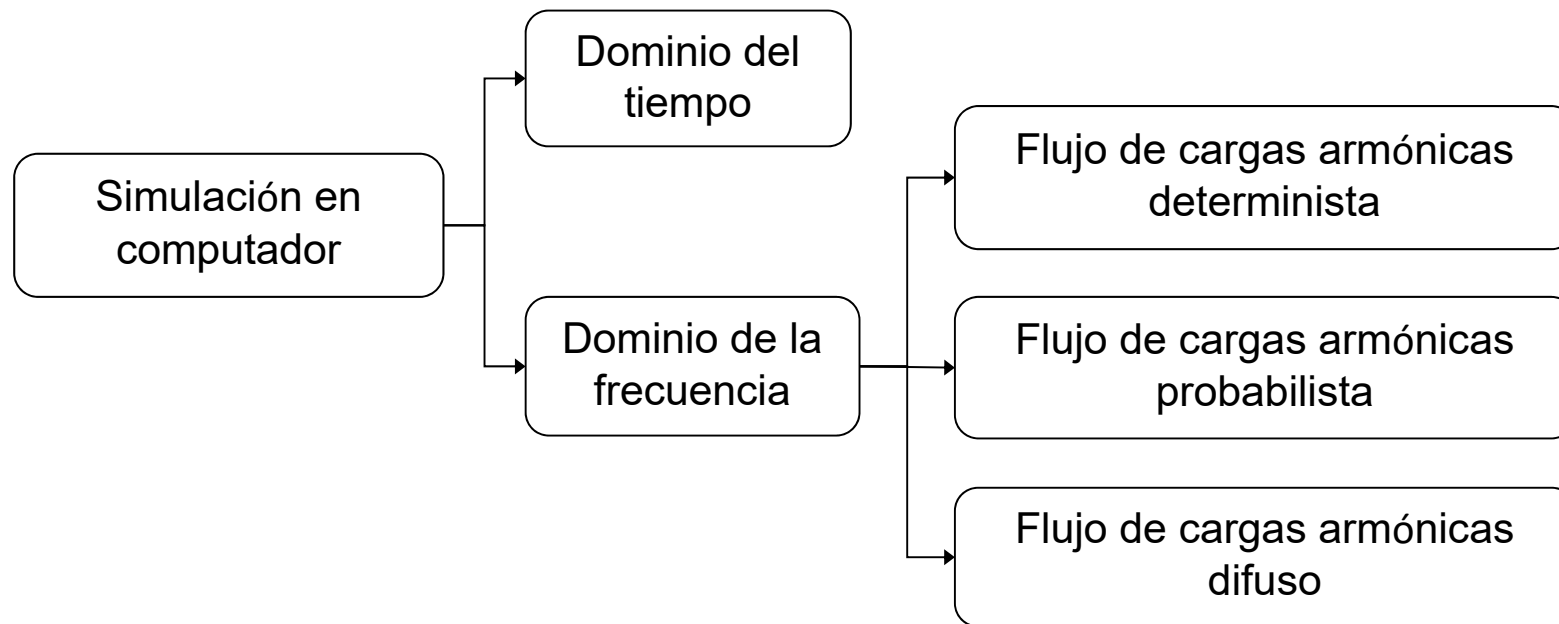


Figura. Metodologías para el análisis de armónicos en SSEE

2.2.1. Análisis de Armónicos en SSEE

La segunda columna de la figura se refiere a los métodos para modelar el comportamiento eléctrico (físico) del sistema, mientras que la tercera, se refiere a las técnicas que consideran o no la incertidumbre en los parámetros de entrada al modelo.

Los métodos de análisis en el dominio del tiempo, usualmente, emplean programas para el cálculo de transitorios electromagnéticos (por ejemplo, EMTP y SPICE), los cuales resuelven los sistemas de ecuaciones diferenciales y algebraicas que describen el comportamiento dinámico de los componentes del SSEE (líneas, transformadores, reactores, condensadores, etc.) y son restringidas por las leyes de Kirchoff. Las salidas de estos programas son las formas de ondas de las tensiones y de las corrientes, y posteriormente, las componentes armónicas son calculadas mediante análisis de Fourier de las formas de onda cuando éstas han alcanzado el estado estable.

Debido al gran esfuerzo computacional involucrado, estas técnicas son aplicadas casi que exclusivamente al estudio de pequeños sistemas eléctricos.

2.2.1. Análisis de Armónicos en SSEE

En este contexto, el análisis de armónicos en SSEE está casi restringido al cálculo mediante técnicas basadas en el dominio de la frecuencia, las cuales son conocidas como flujos de cargas armónicas (HLF).

El HLF permite calcular la tensión fundamental y las componentes armónicas en las diferentes barras de un sistema.

En un HLF la filosofía de cálculo, en líneas generales, consiste en modelar el sistema (cargas y redes) para cada componente de frecuencia que se desea estudiar, cada modelo es relativamente simple pero necesita ser válido para la frecuencia considerada. Entre los varios métodos de cálculo, se encuentra el de penetración armónica,

2.2.1. Interarmónicos

En una red de suministro, a además de los armónicos de la frecuencia fundamental en tensión y corriente, pueden también observarse otras frecuencias las cuales no son múltiplos enteros de la fundamental y que son llamadas interarmónicos.

Los interarmónicos son generados por equipamientos que trabajan con frecuencias diferentes, o parcialmente diferentes, a la frecuencia de la red (50 - 60 Hz). Tales fuentes de interarmónicos pueden encontrarse en redes de baja, media y alta tensión.

Los interarmónicos producidos por fuentes en redes de baja tensión por lo general tienen influencia sobre equipos ubicados en su vecindad. Los producidos en redes de media y alta tensión fluyen hacia la red de baja tensión que alimentan.

2.2.1. Interarmónicos

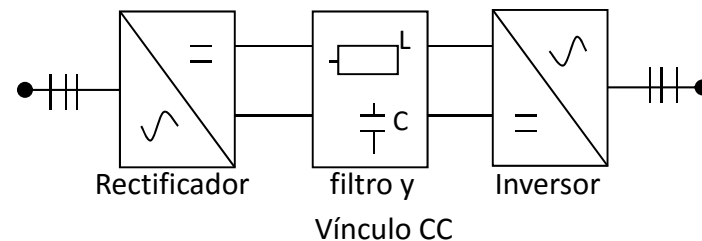
Las principales fuentes son:

- Convertidores estáticos de frecuencia
- Cicloconvertidores
- Motores de inducción
- Máquinas de soldar
- Hornos de arco
- Señales de comunicación y control que utilizan la red de suministro como elemento de comunicación (mains signalling)

2.2.1. Interarmónicos

Convertidores estáticos de frecuencia

Estos convertidores transforman la tensión principal de CA (Corriente Alterna) de baja frecuencia en otra frecuencia más baja o más alta. Están formados por dos partes denominadas: Rectificador CA/CC y un Inversor CC/CA.



La tensión de CC a la salida del Rectificador es modulada por la frecuencia de salida del inversor y como resultado de ello aparecen en el lado de la red corrientes interarmónicas, provocando a su vez tensiones interarmónicas en la tensión.

Estos convertidores son usados principalmente como controladores que suministran una tensión de frecuencia variable (también pueden variar la amplitud). Los convertidores del orden de decenas de kW son conectados directamente a la red de baja tensión (ej. El control de velocidad de motores), y por encima de estos valores pueden estar conectados a la red de media mediante un transformador (por ejemplo, en hornos de arco).

2.2.1. Interarmónicos

Existen distintos tipos de convertidores con diferentes características de funcionamiento. Las frecuencias de armónicos e interarmónicos vienen dadas por la siguiente ecuación:

$$f_v = \left(\left[(p_1 \cdot m) \pm 1 \right] \cdot f_1 \right) \pm \left([p_2 \cdot n] \cdot F \right)$$

p_1 = número de pulsos del rectificador

p_2 = número de pulsos del inversor

$m = 0, 1, 2, 3, \dots$ (enteros)

$n = 0, 1, 2, 3, \dots$ (enteros)

F = frecuencia de salida

f_1 = frecuencia fundamental de la red de suministro (50 - 60 Hz)

f_v = frecuencia del armónico o interarmónico generado

La combinación de p_1 y m dan los armónicos. Estos armónicos en combinación con p_2 , n y F dan los interarmónicos que se inyectan en la red.

2.2.1. Interarmónicos

Cicloconvertidores:

Son convertidores de alta potencia (MW) que a partir del suministro trifásico generan una o tres tensiones de salida con frecuencia menor que la de entrada (generalmente menor que 15 Hz). Son utilizados para control de grandes motores sincrónicos y asíncrónicos de baja velocidad. Están constituidos por dos o más convertidores controlados conectados en anti-paralelo.

Motores de Inducción:

Los motores de inducción pueden generar una corriente de magnetización irregular debido a la geometría de las ranuras en el estator y rotor, en posible asociación con la saturación en el hierro, lo cual genera interarmónicos en las redes de baja tensión. Para velocidades normales del motor, las frecuencias perturbadoras están prácticamente en el rango de 500 a 2000 Hz, pero durante el periodo de arranque pueden tomar valores en todo el rango hasta su valor final.

Estos motores pueden ser elementos perturbadores cuando están conectados al final de líneas aéreas de baja tensión con longitudes mayores a 1 Km, observándose tensiones interarmónicas del orden del 1% de la tensión nominal.

2.2.1. Interarmónicos

Máquinas de Soldadura de Arco:

Generan un espectro continuo de frecuencias de banda ancha. La soldadura es un proceso intermitente que depende del tiempo de soldadura (desde 1 a varios segundos). Por lo general estas máquinas están conectadas a redes de baja tensión e involucran un consumo de potencia elevado.

Debido al carácter intermitente del proceso de soldadura y el elevado consumo de potencia, las caídas de tensión interarmónicas producidas en la red pueden derivar en efectos perturbadores del tipo flicker.

Con el objeto de reducir este efecto (caídas de tensiones interarmónicas), es conveniente que la impedancia de la red de suministro a la que están conectados los equipos perturbadores sea suficientemente baja. Una forma de reducir este efecto es imponiendo límites a la impedancia de la red.

2.2.1. Interarmónicos

Hornos de Arco

Estos generan un espectro de frecuencias interarmónicas continuo pero aleatorio debido a la forma irregular de la corriente de entrada. Estos dispositivos tienen por lo general un alto rango de potencias (50 MVA hasta 100 MVA) y están conectados en redes de media y alta tensión. También en estos casos es necesario que la impedancia de la red de suministro sea baja para reducir excesivas fluctuaciones de tensión y flicker. Las tensiones interarmónicas más altas se generan durante la fase de arranque del proceso de fundido.

2.2.1. Interarmónicos

Efectos de los Interarmónicos

Los interarmónicos afectan a los sistemas de comunicación por onda portadora. Provocan también un efecto de flicker visual en pantallas de CRT (tubo de rayos catódicos).

Los efectos de flicker pueden también aparecer con frecuencias discretas cercanas a la frecuencia fundamental. Estas frecuencias producen una modulación de la amplitud de la corriente fundamental y es particularmente perceptible si la frecuencia de modulación es del orden de los 10 Hz.

2.2.1. Interarmónicos

Índices de los Interarmónicos

De forma similar al THD para la distorsión armónica, se puede definir el índice TIHD (Total Interharmonic Distortion Factor) para los interarmónicos, el cual está dado por:

$$\text{TIHD} = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n (V^{(i)})^2}}{V_1}$$

Donde i es el orden de frecuencia interarmónica considerada (incluyendo subarmónicas) y n es el número total de frecuencias interarmónicas consideradas.

2.2.1. Interarmónicos

Por otro lado existen también los subarmónicos, cuya frecuencia es menor que la fundamental. Si los subarmónicos son importantes entonces pueden ser analizados por separado mediante otro índice llamado: Total Subharmonic Distortion (TSHD):

$$\text{TSHD} = \frac{\sqrt{\sum_{s=1}^S (V^{(s)})^2}}{V_1}$$

Donde S es el número total de frecuencias subarmónicas consideradas por debajo de la frecuencia fundamental.

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip) «*Huecos de Tensión*»

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

Huecos de Tensión

2.0 Short-duration root-mean-square (rms) variations			
2.1 Instantaneous			
2.1.1 Sag	0.5–30 cycles	0.1–0.9 pu	
2.1.2 Swell	0.5–30 cycles	1.1–1.8 pu	
2.2 Momentary			
2.2.1 Interruption	0.5 cycles – 3 s	< 0.1 pu	
2.2.2 Sag	30 cycles – 3 s	0.1–0.9 pu	
2.2.3 Swell	30 cycles – 3 s	1.1–1.4 pu	
2.3 Temporary			
2.3.1 Interruption	>3 s – 1 min	< 0.1 pu	
2.3.2 Sag	>3 s – 1 min	0.1–0.9 pu	
2.3.3 Swell	>3 s – 1 min	1.1–1.2 pu	

Tabla 1. Clasificación de perturbaciones según IEC

Baja Frecuencia (<9kHz)	Conducidas	• Armónicos, Interarmónicos • Tensiones de señalización • Fluctuaciones de Tensión • Disminuciones de tensión (Dips) e interrupciones cortas • Desbalance de Tensión • Variaciones de frecuencia • Tensiones de Baja frecuencia inducidos • DC offset
-------------------------	------------	--

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

Una caída de tensión (*voltage dip* según IEC o *voltage sag* según IEEE), es una reducción súbita (**entre 10% y 90%**) de la tensión en un punto del sistema eléctrico, seguido por una recuperación después de un corto periodo de tiempo, de medio ciclo a unos pocos segundos (1 minuto, IEEE).

En términos de duración, las caídas de tensión tienden a agruparse alrededor de tres valores:

- Instantánea: 4 ciclos (tiempo típico de despeje de una falla)
- Momentánea: 30 ciclos (tiempo de re-cierre instantáneo de interruptores)
- Temporal: 120 ciclos (tiempo de re-cierre retardado de interruptores)

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

Caracterización:

Los valores típicos están entre 0,1 y 0,9 pu. La amplitud de un hueco (sag) puede ser definida como el delta entre la tensión durante el hueco y la tensión nominal del sistema y luego la amplitud es expresada como un porcentaje de la tensión nominal.

Sin embargo se ha observado que la anterior definición o terminología para describir la magnitud de un hueco de tensión puede resultar confusa. Por ejemplo, un hueco de magnitud 20% puede ser interpretado como una tensión remanente de 0.8 pu ó 0.2 pu. Por lo anterior, en la norma IEEE 1159 (2009), se recomienda que es preferible describir las variaciones rms en función de la tensión remanente durante el hueco. Por lo tanto, a menos que se especifique lo contrario, en principio asume que la magnitud del hueco se refiere a la tensión remanente. **Por ejemplo, un hueco de 80% se refiere a una perturbación que dio lugar a una tensión de 0,8 pu.**

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

Caracterización:

Además se debe especificar la tensión nominal del sistema en que se registró el hueco.

Ampliando el ejemplo anterior, un hueco de 80% dará lugar a diferentes niveles de tensión si la tensión nominal es de 460 V (tensión remanente de 368 V) o 480 V (tensión remanente de 384 V).

En la figura siguiente se muestran diferentes variaciones de tensión por encima y por debajo de la nominal.

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

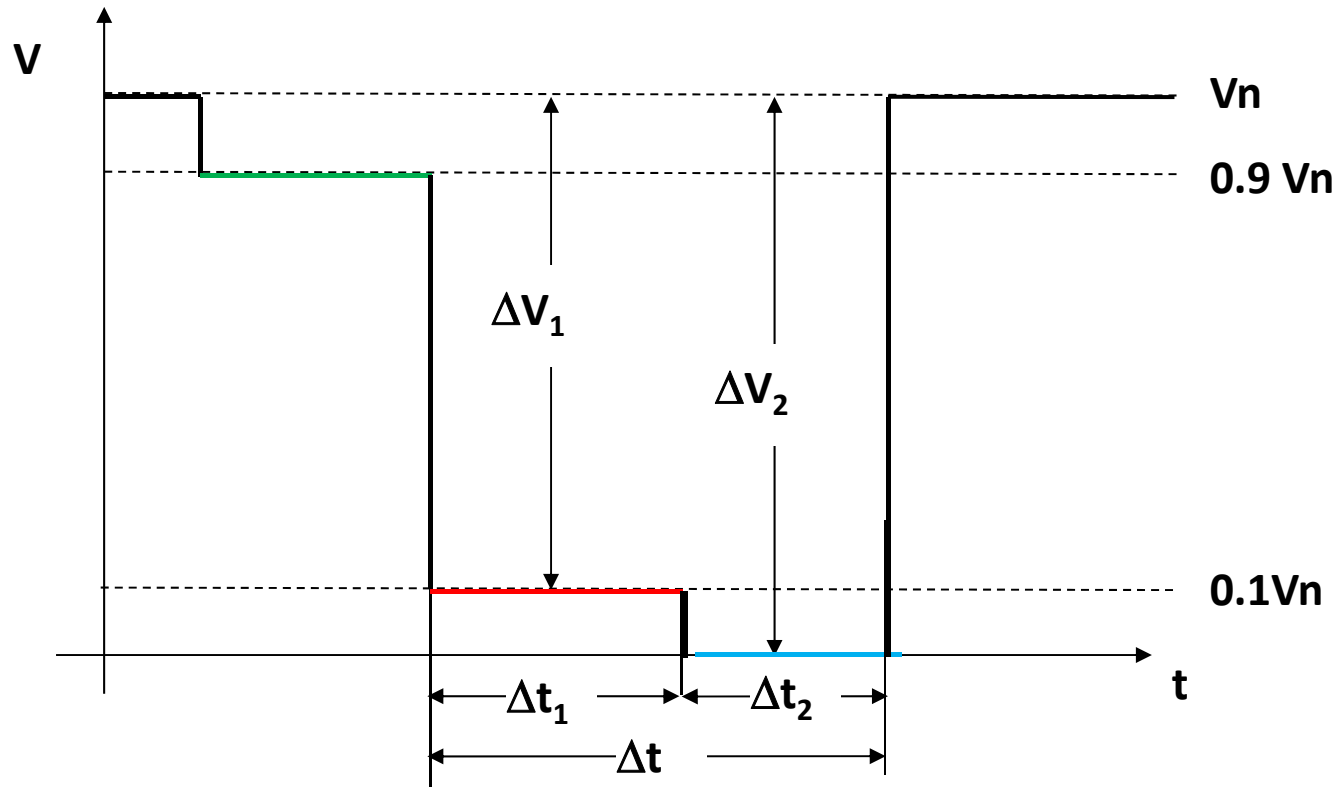
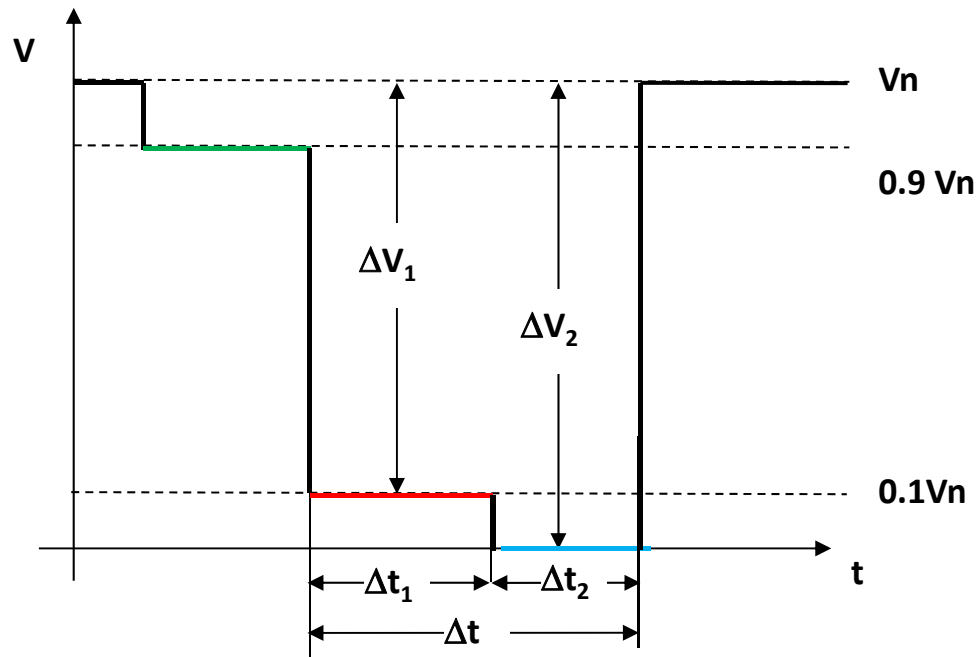


Figura 1. Caracterización de un Hueco de Tensión

Un cambio de tensión cuya amplitud es constante durante su duración puede ser caracterizada por dos valores: amplitud (ΔV ó $V_{\text{remanente}}$) y su duración Δt .

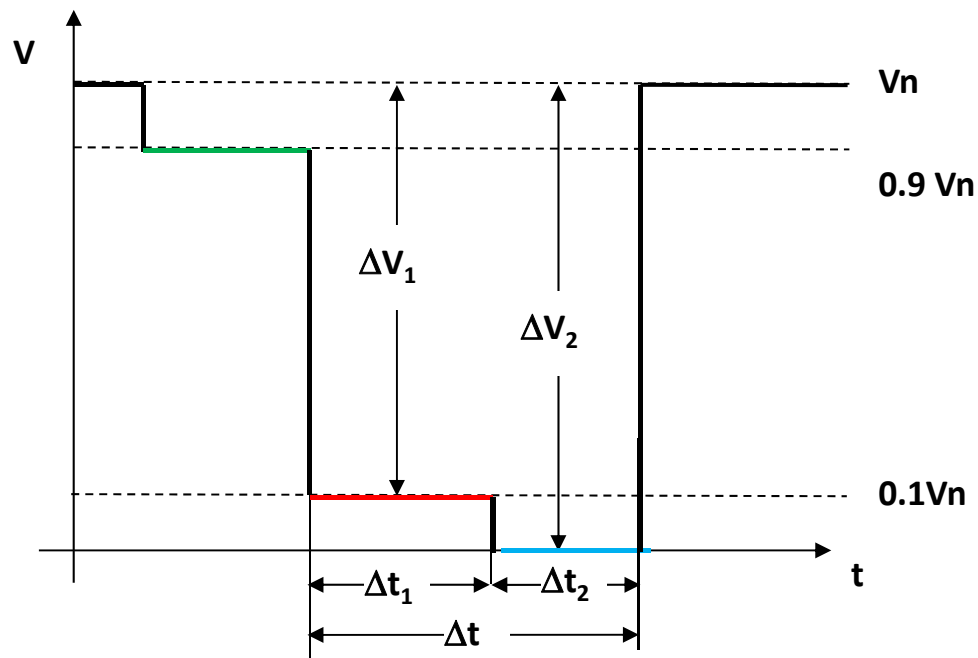
Las caídas de tensión con una forma variable o compleja pueden caracterizarse por dos o más pares de valores. Tales formas complejas suelen tener menor ocurrencia y para la mayoría de los propósitos prácticos pueden caracterizarse por su **máxima amplitud** y duración total.

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)



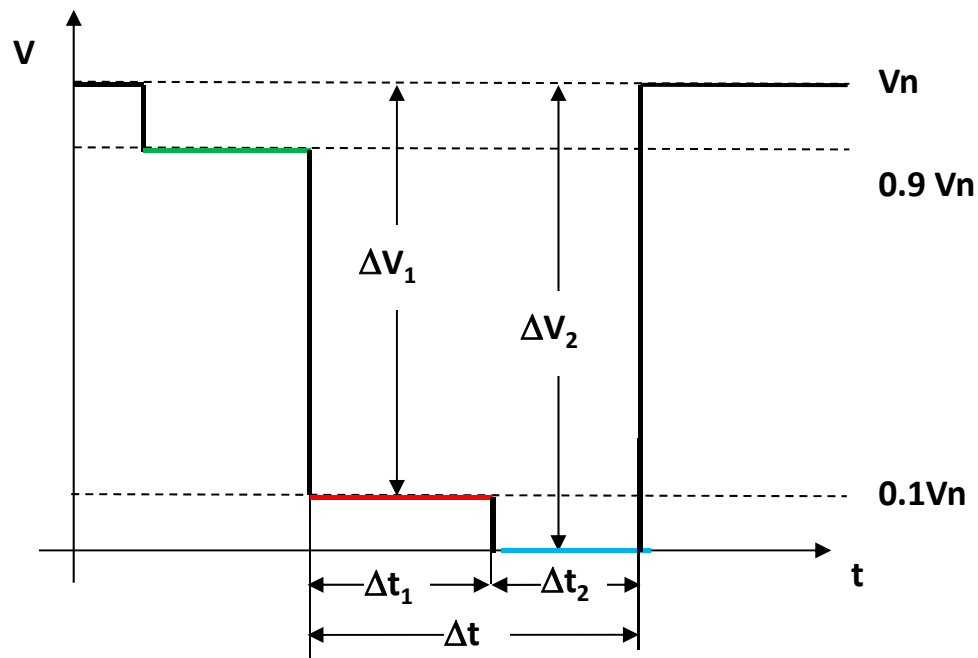
Los cambios de tensión que no reducen la tensión nominal del sistema en más de un 10%, no son considerados como caídas de tensión (voltaje sag ó dips), tales como son las variaciones lentas de tensión (debidas a cambios graduales en la carga) y las fluctuaciones debidas a cambios rápidos y repetitivos de la carga (ver segmento verde en la figura).

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)



Se debe diferenciar un Sag de una interrupción breve o corta de suministro, ya que las interrupciones breves son consideradas como caídas de la tensión con una amplitud del 100%. (ver segmento azul)

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)



Dip o Sag correspondería a los valores de tensión entre el segmento rojo y el verde

Las desviaciones ocasionales de tensión menores que un medio ciclo son consideradas como transitorios y no como sags o dips.

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

Fuentes:

- operaciones de conmutación que involucran grandes corrientes
- por la operación de dispositivos de protección con desconexión temporal del suministro (reconectadores),
- arranque de grandes motores
- flujo de corrientes de falla (cortocircuito).



Estos eventos pueden provenir de los clientes o de la red de suministro.

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

Efectos:

Tanto las caídas de tensión como las interrupciones pueden perturbar a los equipos conectados en la red de suministro. Los efectos que pueden causar son:

- Apagado de lámparas de descarga
- Funcionamiento incorrecto de dispositivos de control y comando
- Variación de velocidad o parada de motores
- Disparo de contactores
- Fallas y errores en computadores o instrumentos de medición equipados con dispositivos electrónicos
- Pérdida de sincronismo en motores y generadores
- Falla de conmutación en convertidores con tiristores (puentes) conmutados por la línea, entre otras.

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

Un hueco de tensión no es tan perjudicial para la industria como una interrupción. Sin embargo, en determinadas industrias las pérdidas económicas a causa de los huecos de tensión pueden ser cuantiosas. Además se debe observar que se presentan muchos más huecos de tensión que interrupciones.

En general las interrupciones breves y las interrupciones largas se originan en la red de distribución local. Sin embargo, las caídas de tensión en los terminales de los equipos afectados pueden deberse a fallas de cortocircuito originadas a cientos de kilómetros de distancia, en el sistema de transmisión. Un hueco de tensión es por lo tanto un problema "global".

En este sentido, mientras que la reducción del número de interrupciones requiere mejoras en un alimentador, la reducción del número de huecos de tensión requiere mejoras en varios alimentadores, e incluso en el sistema de transmisión.

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

En la figura se muestra un ejemplo de hueco de tensión debido a un corto circuito

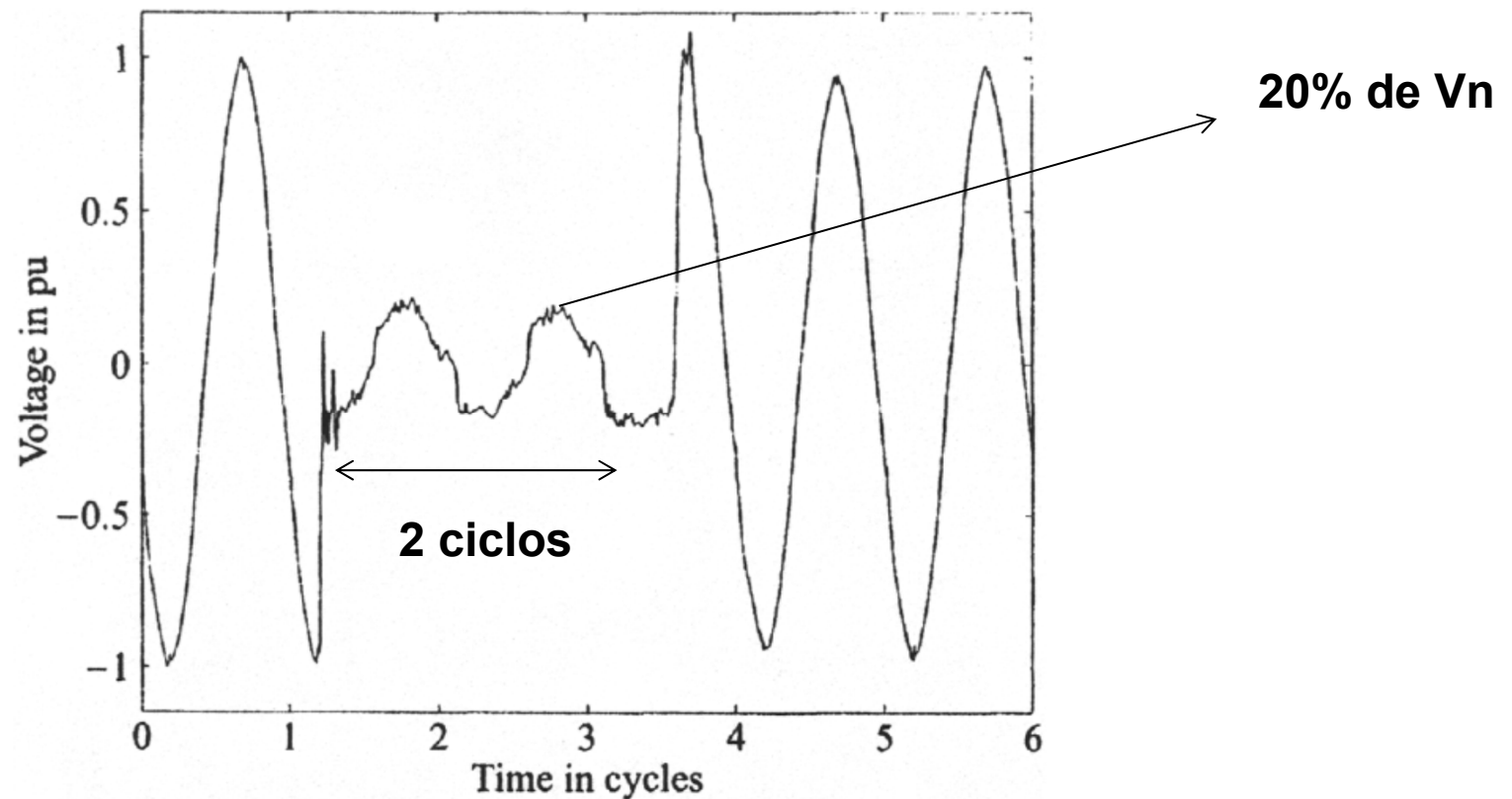


Figura 2. Ilustración de un Hueco de Tensión

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

Obtención de la magnitud del Hueco de Tensión

Hasta ahora se ha calculado la magnitud del hueco en función del tiempo: ya sea como la tensión eficaz, como la tensión de pico, o como la componente de tensión fundamental obtenida sobre una cierta ventana de tiempo.

Sin embargo, con el propósito de obtener un solo valor representativo se debe observar que existen varios métodos de cálculo, todos usando como entrada los valores registrados de la magnitud como una función del tiempo.

La mayoría de los medidores toman simplemente el valor más bajo, pensando en la sensibilidad del equipo, lo que corresponde a la suposición de que el equipo se desconectará instantáneamente cuando la tensión cae por debajo de un cierto valor límite.

Como la mayoría de los huecos de tensión tienen un valor remanente rms casi constante, es claro que emplear el valor más bajo parece ser un supuesto adecuado.

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

Hasta ahora existe un acuerdo general, tanto sobre el uso del **valor eficaz** como en tomar **el valor rms más bajo** para determinar la magnitud hueco.

Por lo tanto, una hueco del 70% en un sistema de 220 Vrms significa una caída de la tensión hasta 154 Vrms.

Este método es recomendado en varias normas de la IEEE (493-1998,1159-1995,1346-1998).

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

Esta terminología puede llegar a generar confusión, por ejemplo se podría llegar a pensar que un hueco de 70% se refiere a una caída de 70%, por lo tanto una tensión restante de 30%. Por tanto, la recomendación es utilizar la frase **"un hueco de hasta 70%"**.

El uso de la tensión remanente como magnitud de hueco, conduce a otro tipo de confusión como por ejemplo la relacionada con que una magnitud mayor indica un evento menos grave.

De hecho, una tensión remanente de 100% corresponde a ninguna perturbación.

Ya que varias definiciones están actualmente en uso, es importante definir claramente la manera en la que se define la magnitud hueco. **En lo que sigue del documento, la magnitud del hueco de tensión se define como la tensión remanente durante el evento.**

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

Por otro lado, el uso de términos como "gran hueco" y "pequeño hueco" es muy confuso. En su lugar se habla de un **"hueco de tensión profundo"** y un **"hueco de tensión superficial"**. Un hueco profundo es de magnitud baja, un hueco superficial tiene una gran magnitud. Al referirse a los efectos sobre los equipos sensibles se utilizan los términos **"hueco severo"** y **"hueco leve."** En lo que se refiere a la magnitud, estos términos corresponden a "hueco profundo " y "hueco superficial," respectivamente

La caracterización de un hueco a través de la tensión remanente no resuelve todos los problemas, debido a que la siguiente pregunta será:
¿Cuál es la tensión de referencia? Hay argumentos a favor del uso de la tensión pre-falla y hay argumentos a favor del uso de la tensión nominal.

La IEEE 1159 (2009) recomienda el uso de **la tensión nominal como referencia.**

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

3.1.3 Cálculos Teóricos

En el sistema de potencia que se muestra en la Figura, los números de 1 a 5 indican las posiciones de las fallas y las letras de A a D la de las cargas.

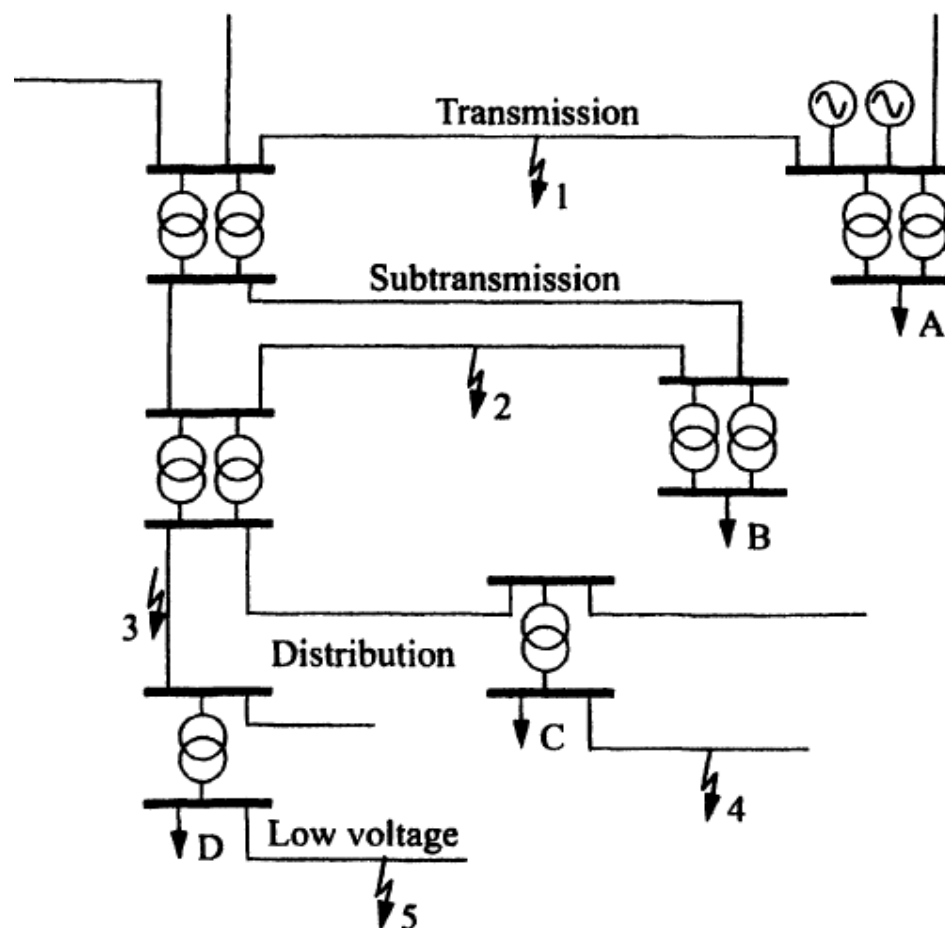
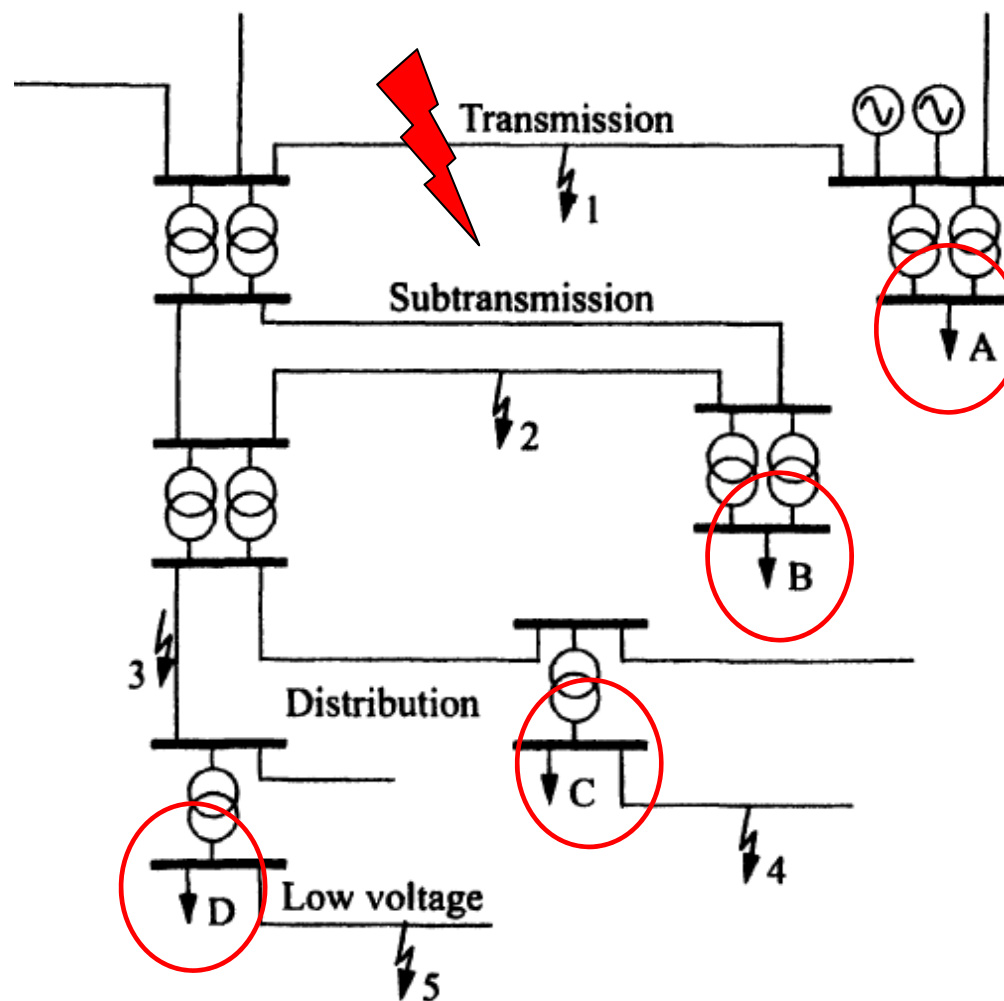


Figura 5. SSEE indicando las posiciones de las carga y de las fallas

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

Una falla en la red de transmisión, posición 1, provocará una caída grave para ambas subestaciones conectadas a la línea fallada. Esta caída de tensión se transferirá a todos los clientes alimentados por estas dos subestaciones.

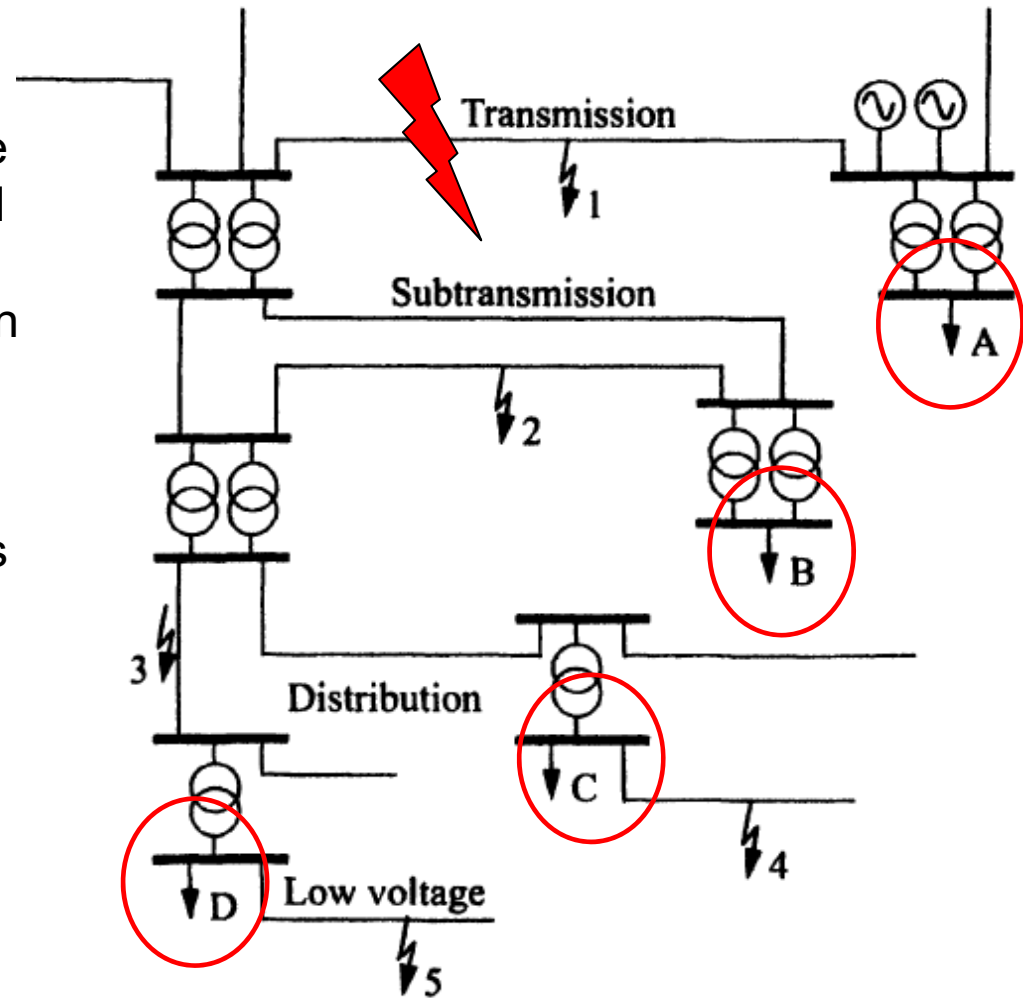


2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

Como normalmente no hay generación conectada en los niveles de tensión inferiores, no habrá forma de mantener la tensión (observar que esta situación ya no será más normal hacia futuro ya que se espera una importante penetración de generación distribuida en los SSEE).

El resultado es que un hueco profundo es experimentado por todos los clientes en A, B, C, y D.

El hueco experimentado por A es probable que sea algo menos profundo, ya que los generadores están conectados a la subestación y ayudaran a mantener la tensión.

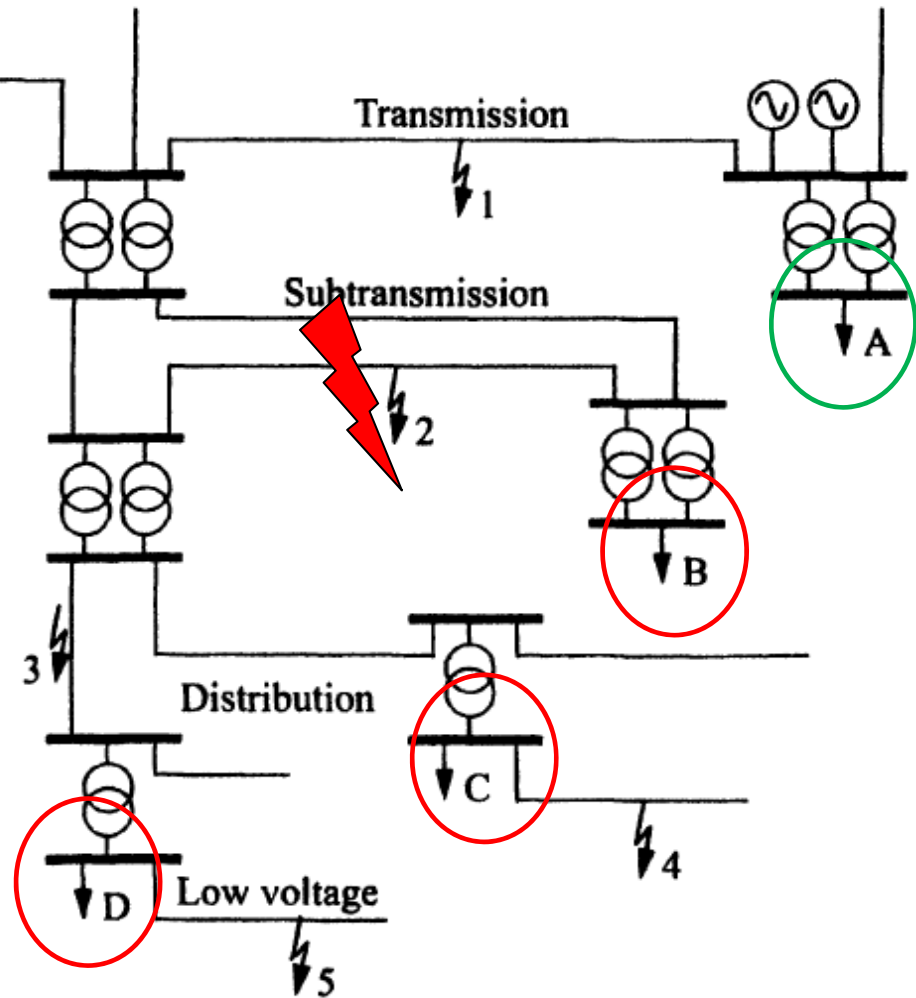


2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

Una falla en la posición 2 no causará una caída de tensión para el cliente A.

La impedancia de los transformadores entre el sistema de transmisión y el sistema de subtransmisión es lo suficientemente grande para limitar considerablemente la caída de tensión en el lado de alta tensión del transformador. Además el hueco experimentado por el cliente A está mitigado por los generadores que alimentan a la subestación local.

Sin embargo, la falla en la posición 2, causa un hueco de tensión profundo en las subestaciones de subtransmisión y por lo tanto en todos los clientes alimentados aguas abajo, de hecho B, C, y D.

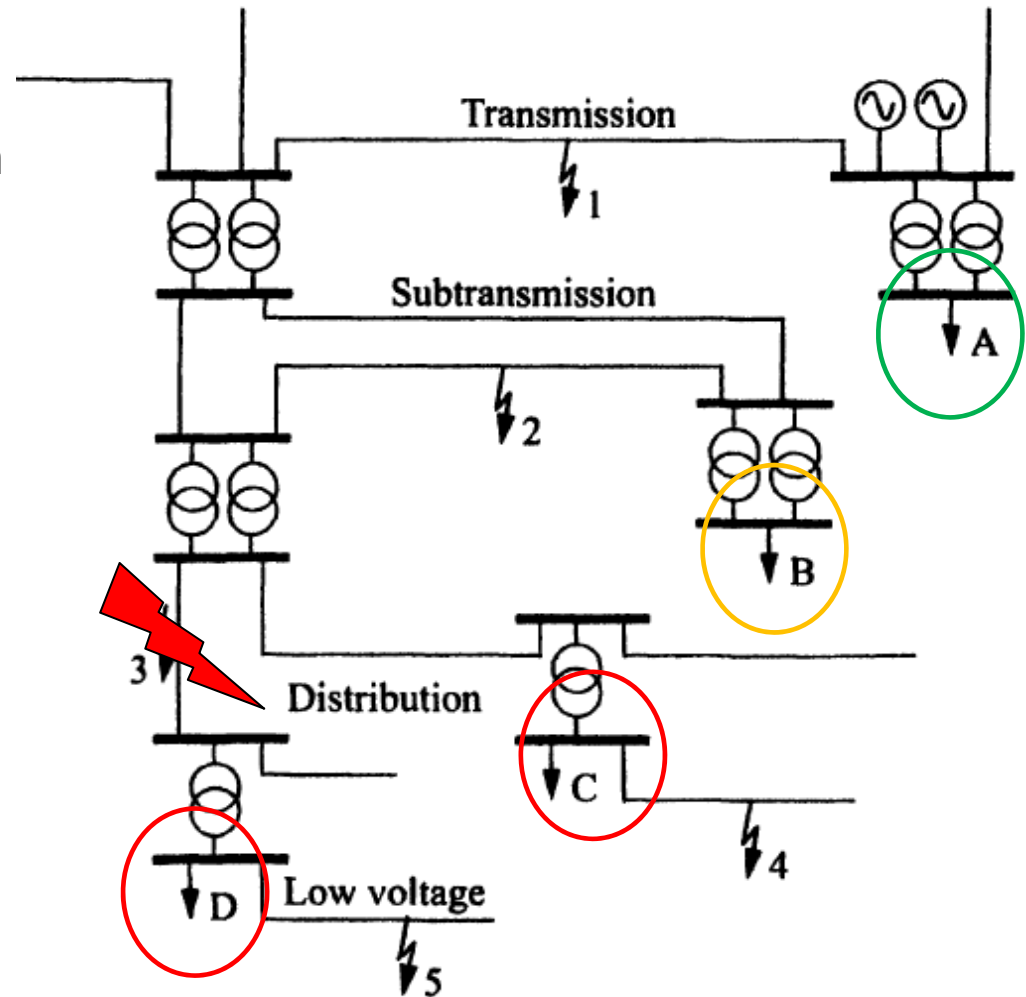


2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

Una falla en la posición 3 causará un hueco de tensión muy profundo para el cliente D, seguido de una interrupción de corta o larga duración cuando la protección despeje la falla.

El cliente C sólo experimentará un hueco profundo. Si se utilizan sistemas de reconectadores en el sistema de distribución, el cliente C experimentará dos o más huecos seguidos para el caso en que la falla sea permanente. El cliente B sólo experimentará un hueco superficial, de nuevo debido a la impedancia del transformador.

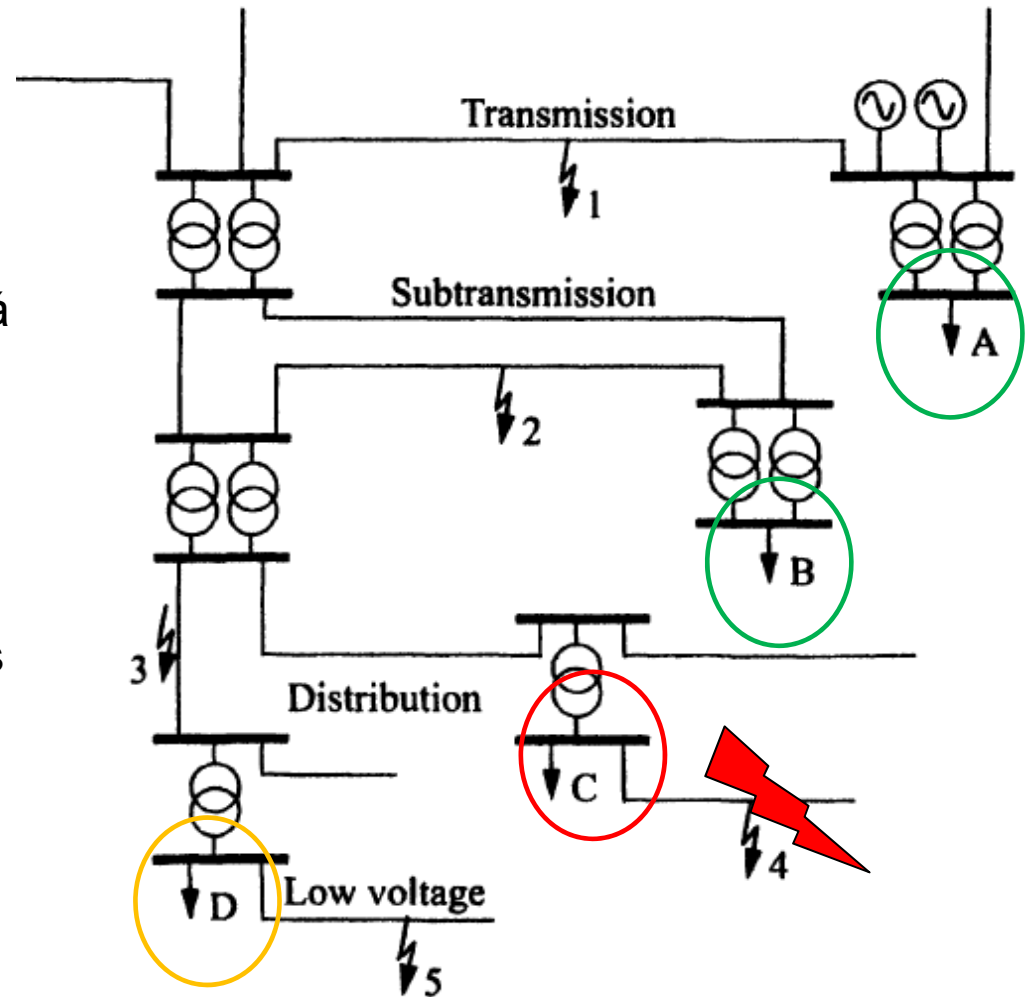
El cliente A probablemente no notará



2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

La falla en 4 provocará un hueco profundo para el cliente C y una superficial para el cliente D. De la misma forma, una falla en 5 producirá el resultado contrario: un hueco profundo para el cliente D y uno superficial para el cliente C.

Los clientes A y B no serán influenciados en absoluto por las fallas 4 y 5.



2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

Influencia de la Distancia a la falla y la Potencia de cortocircuito

Ejercicio (Matlab):

Para una línea aérea de 11 kV, calcule la magnitud del hueco como una función de la distancia a la falla (de 0 a 50 km) y grafique.

Para los cálculos utilice una línea aérea 150mm² cuya impedancia es:
 $0,117 + j 0.315 \Omega$ por km

Además para comparar y evaluar la influencia, considere tres valores de potencias de CC distintos: 750 MVA, 200 MVA y 75 MVA; y suponga que la impedancia de la fuente es puramente reactiva

Nota: La potencia de CC se emplea para calcular la impedancia de la fuente hasta el PCC y la impedancia del alimentador para calcular la impedancia entre el PCC y la falla.

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

Figura Comparativa, influencia de la Potencia de CC (ver sag vs dist.m):

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

Duración del hueco de tensión

Tiempo de despeje de la falla

En la sección anterior se analizaron los casos de caída de tensión, huecos, debidos a cortocircuitos en el SSEE. En el momento en que el cortocircuito es despejado por la protección, la tensión puede volver a su valor original, luego la duración de un hueco estará determinada principalmente por el tiempo de despeje de la falla.

En términos generales, las fallas en sistemas de transmisión se despejan más rápido que las fallas en los sistemas de distribución. En los sistemas de transmisión el tiempo crítico de despeje de fallas es muy breve, por lo tanto, las protecciones y los interruptores rápidos son esenciales. Asimismo, los sistemas de sub-transmisión y transmisión funcionan normalmente como red, por lo que requieren de protecciones de distancia y protecciones diferenciales, ambas bastante rápidas.

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

La principal forma de protección en los sistemas de distribución es la protección de sobre-corriente. Este tipo de protecciones requieren de un tiempo de clasificación para discriminar entre fallas, sobrecargas, corrientes de conexión, etc. Tal diferenciación hace que el tiempo de despeje de fallas sea mayor que en los casos de sub-transmisión y transmisión. Una excepción son los sistemas en los que se utilizan fusibles limitadores de corriente, tales fusibles pueden despejar una falla en medio ciclo.

En general el tiempo de despeje de fallas de las distintas protecciones es:

- fusibles limitadores de corriente: menos de un ciclo (< 20 ms)
- fusibles de expulsión: 10-1000 ms
- relé de distancia con interruptor rápido: 50-100 ms
- relé de distancia en la zona 1: 100 - 200 ms
- relé de distancia en la zona 2: 200 - 500 ms
- relé diferencial: 100-300 ms
- relé de sobre-corriente: 200-2000 ms

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

Tiempos típicos de despeje de falla para un empresa de suministro de energía eléctrica de Norteamérica

Voltage Level	Best Case	Typical	Worse Case
525 kV	33 ms	50 ms	83 ms
345 kV	50 ms	67 ms	100 ms
230 kV	50 ms	83 ms	133 ms
115 kV	83 ms	83 ms	167 ms
69 kV	50 ms	83 ms	167 ms
34.5 kV	100 ms	2 sec	3 sec
12.47 kV	100 ms	2 sec	3 sec

A partir de esta lista se hace evidente que la duración hueco de tensión será más larga en cuanto el nivel de tensión sea inferior. Muchas empresas operan sus alimentadores de distribución, de tal manera que la mayoría de las fallas se despejan a los pocos ciclos, pero un cierto porcentaje de fallas dará lugar a caídas

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

3.2.1. Graficas de magnitud - duración

Conociendo la magnitud y la duración de un hueco de tensión, el mismo puede ser representado en un gráfico de magnitud - duración. Esta forma de caracterización de huecos es útil para diversos tipos de estudios. Un ejemplo de una gráfica de la magnitud - duración se muestra en la figura 18. Los números en la figura se refieren a huecos originados por:

1. Fallas en el sistema de transmisión
2. Fallas en sistemas de distribución remotos
3. Fallas en el sistema de distribución local
4. Arranque de grandes motores
5. Interrupciones breves
6. Fusibles

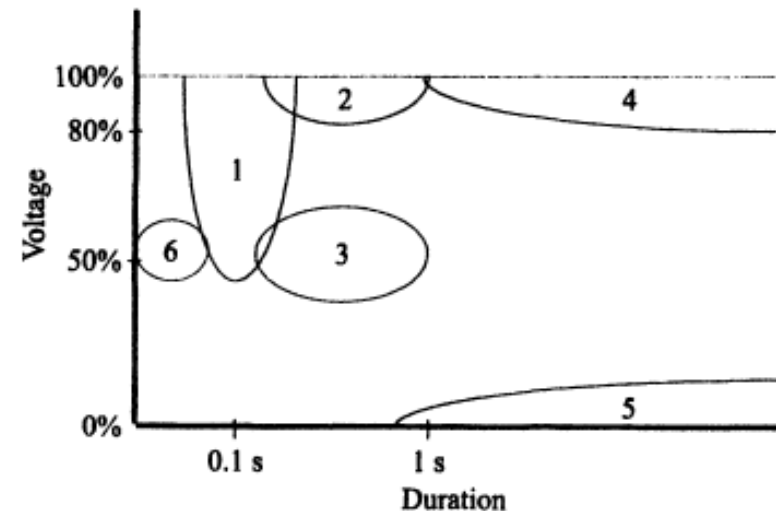


Figura 18. Huecos de distinto origen en un gráfico de magnitud - duración

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

Considere la configuración del sistema general que se muestra en la figura 19. Un cortocircuito en la red de distribución local suele dar lugar a un hueco profundo. Esto es debido a la longitud limitada de los alimentadores de distribución. Cuando la falla se produce en una red de distribución remota, el hueco será superficial debido a la impedancia del transformador entre la falla y el PCC. Para una falla en cualquier red de distribución, la duración del hueco puede ser de hasta unos pocos segundos.

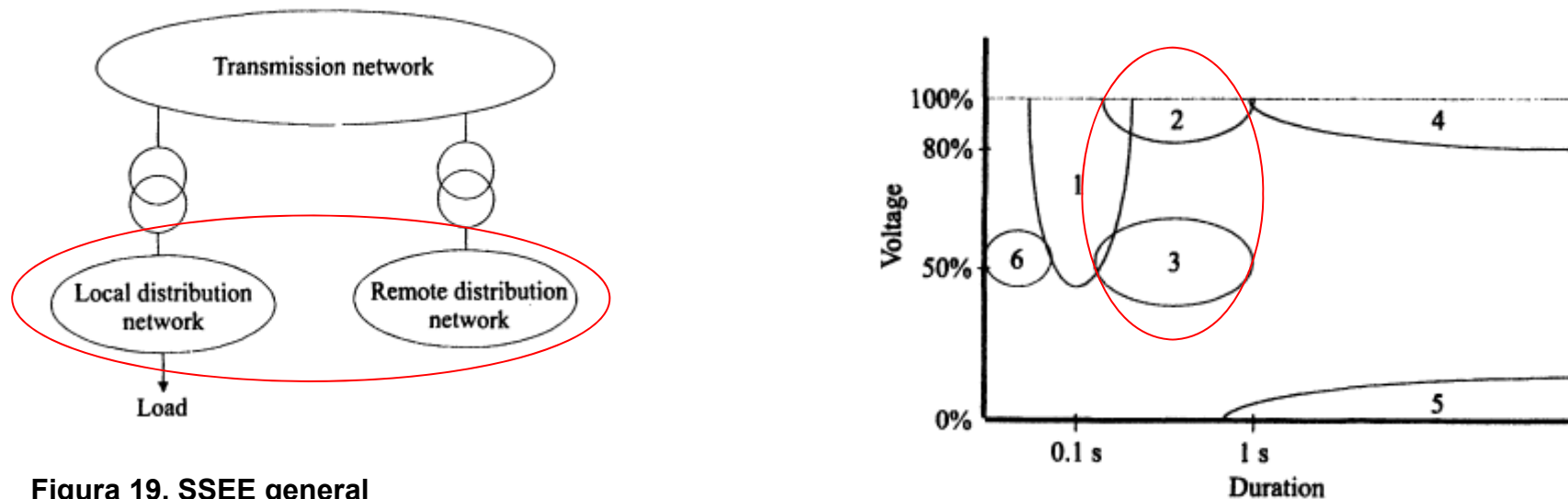
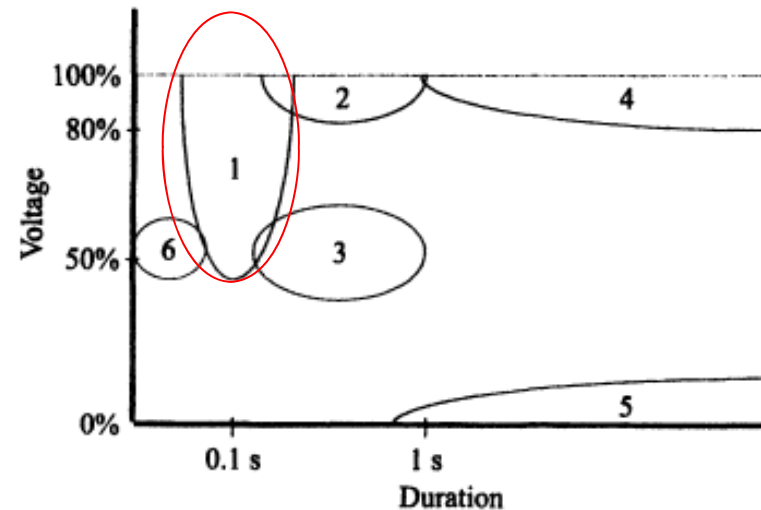
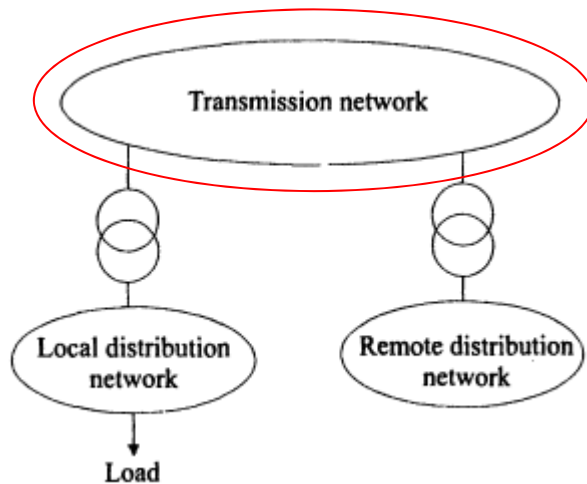


Figura 19. SSEE general

2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

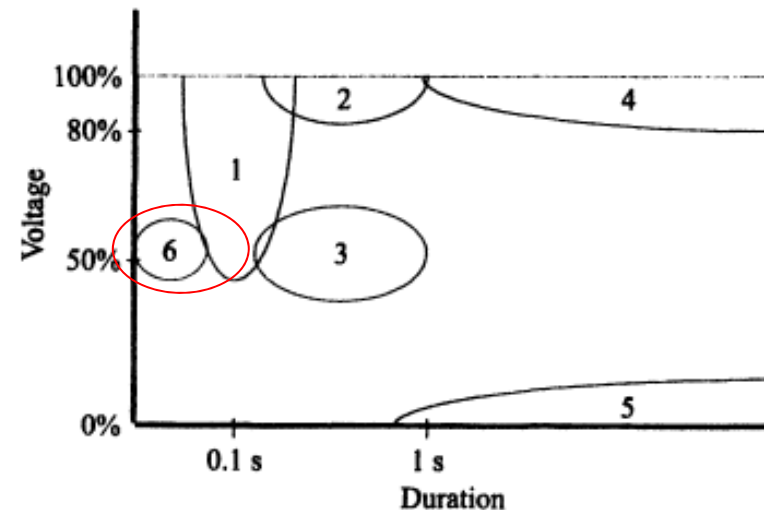
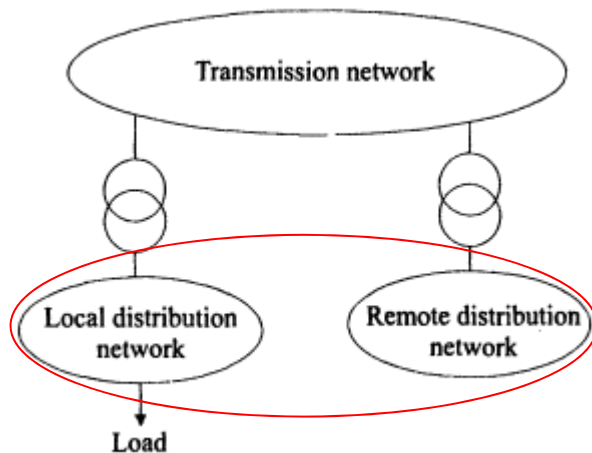
Las fallas en el sistema de transmisión se despejaron típicamente dentro de 50 a 100 ms, lo que conduce a caídas de corta duración.



2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

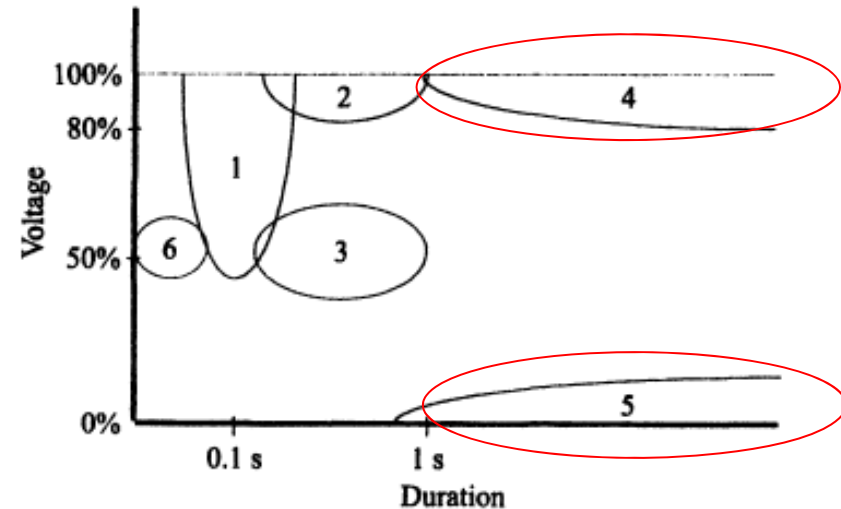
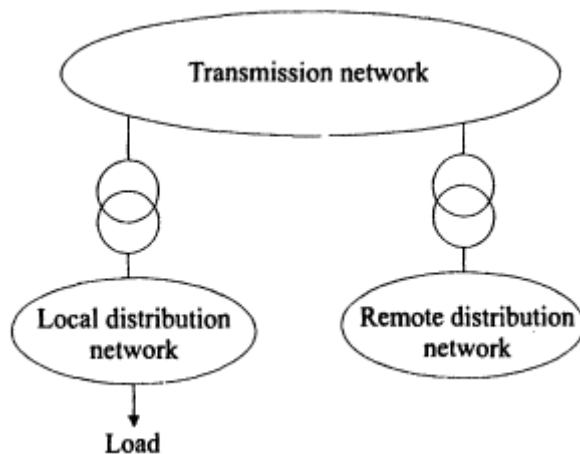
Los fusibles limitadores de corriente conducen a duraciones de un ciclo o menos, y la magnitud del hueco es más profunda si la falla está en la distribución local o en la red de baja tensión.

Las fallas en redes remotas, despejadas por fusibles limitadores de corriente, conducen a caídas cortas y poco profundas y no se indican en la figura.



2.2.2. Caídas breves de tensión (Sag ó Dip)

Los huecos de tensión debido al arranque de motores son poco profundos y de larga duración y las interrupciones cortas, son profundas y de larga



2.2.3. Fluctuaciones de tensión

2.2.3. Fluctuaciones de tensión

Las fluctuaciones de tensión pueden ser descritas como una variación cíclica de la envolvente de la tensión, o como cambios de tensión aleatorios. La magnitud de los cambios normalmente no excede el $\pm 10\%$ mencionado en la norma IEC 38.

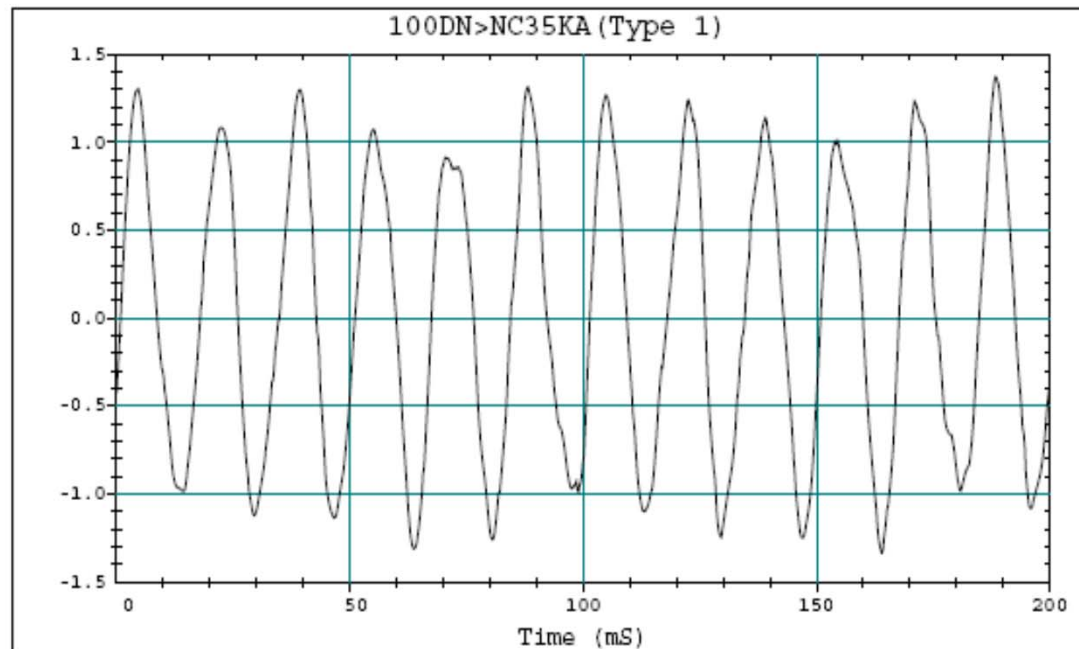


Figure 12—Example of voltage fluctuations caused by arc furnace operation

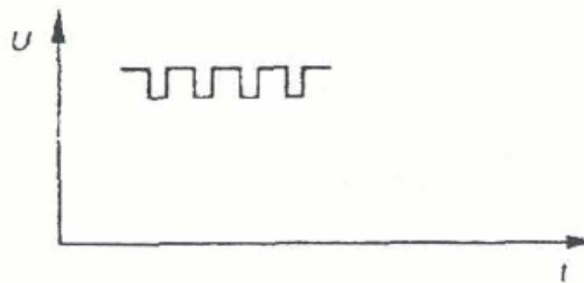
2.2.3. Fluctuaciones de tensión

Cada cambio de la impedancia de carga provoca un cambio de la corriente en la red de suministro y por lo tanto un cambio de tensión en el punto de conexión de la carga.

Hay que distinguir claramente entre las fluctuaciones de tensión y las variaciones lentas de tensión dentro del mismo límite de hasta $\pm 10\%$ debidas a cambios graduales de carga en la red.

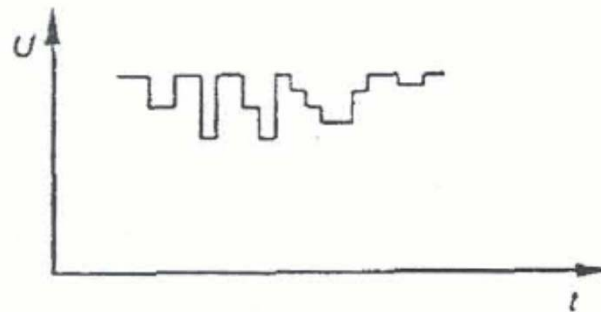
Existen distintos tipos de fluctuaciones de tensión y la norma IEC 1000-2-1 las clasifica en las siguientes:

- **Tipo a:** Cambios periódicos de forma rectangular (cambios por pasos) de igual magnitud; ej. conmutación de cargas monofásicas resistivas).

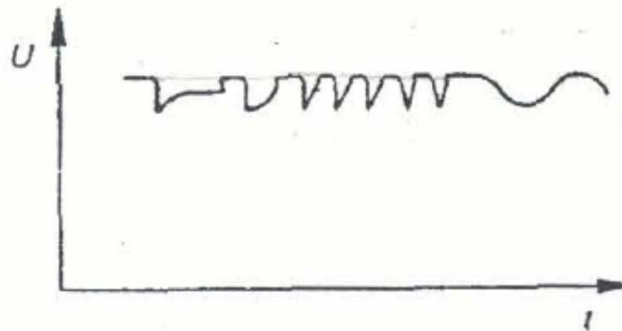


2.2.3. Fluctuaciones de tensión

- **Tipo b:** Serie de cambios por pasos que son irregulares en el tiempo. Sus magnitudes pueden ser iguales o no, y en dirección negativa o positiva; ej. conmutación de cargas múltiples).

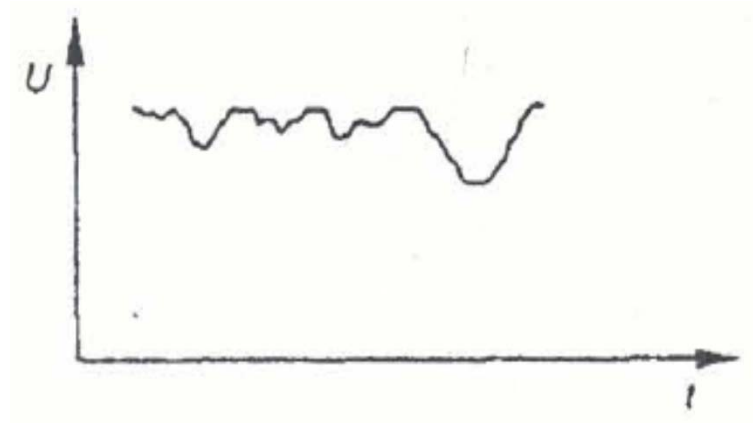


- **Tipo c:** Variaciones de tensión claramente separadas que pueden o no incluir cambios por pasos; ej. conmutación de cargas no resistivas.



2.2.3. Fluctuaciones de tensión

- **Tipo d:** serie de fluctuaciones de tensión aleatorias o continuas; ej. cargas que cambian cíclicamente o aleatoriamente.



2.2.3. Fluctuaciones de tensión

Fuentes de fluctuaciones de tensión:

En las redes de baja tensión los aparatos electrodomésticos son fuentes significativas, pero cada aparato afectará solamente a un número reducido de clientes.

Dentro las cargas industriales las principales fuentes son:

- Máquinas de soldadura de punto
- Conmutación de grandes cargas tales como arranque de motores, energización de transformadores y bancos de capacitores
- Grandes motores con carga variable
- Prensas, trenes laminadores
- Hornos de arco
- Plantas de soldar por arco

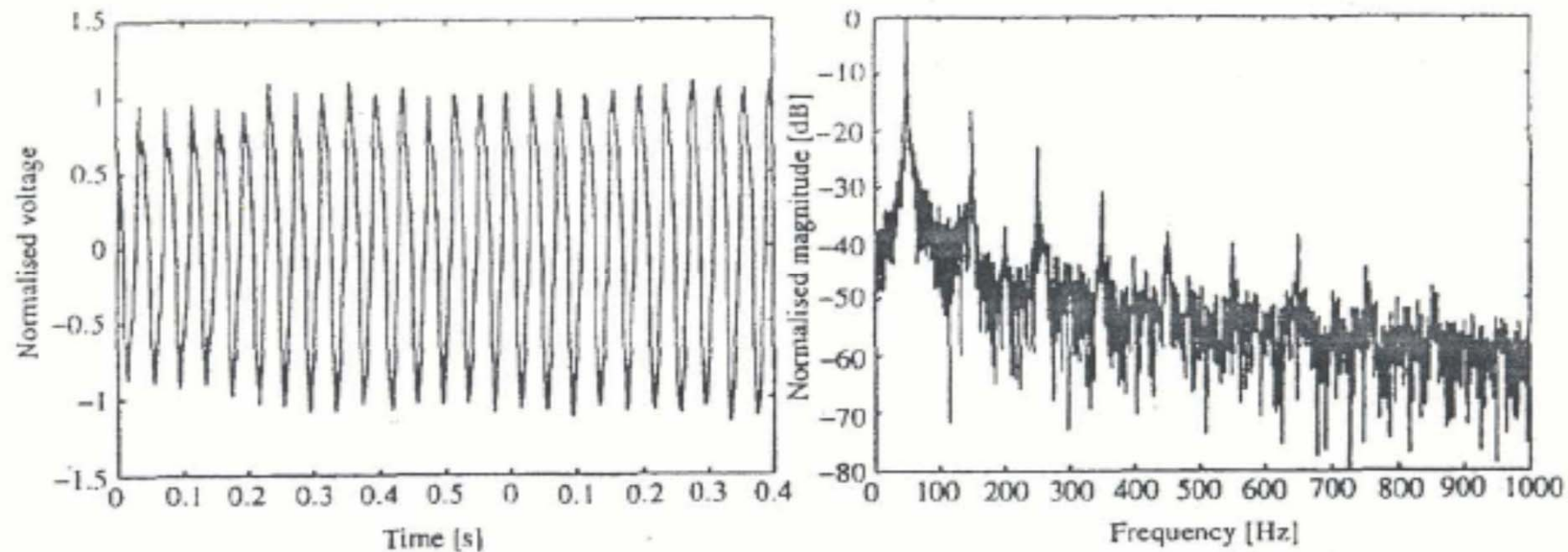
2.2.3. Fluctuaciones de tensión

De naturaleza similar son los cambios de tensión por pasos que ocurren con la conexión o desconexión de bancos de capacitores, o cuando se conmutan grandes cargas.

Es importante observar que las cargas industriales que producen fluctuaciones de tensión pueden afectar a un gran número de usuarios conectados a la misma red y que las fluctuaciones de tensión varían con la ubicación, tamaño, cantidad y tipo de operación de tales cargas industriales.

2.2.3. Fluctuaciones de tensión

Las fluctuaciones de tensión con variaciones continuas se presentan en hornos de arcos y cicloconvertidores. En estos casos las fluctuaciones de tensión pueden asociarse con un espectro continuo de frecuencia.



2.2.3. Fluctuaciones de tensión

Efectos de las fluctuaciones de tensión:

Generalmente, si las fluctuaciones de tensión no exceden el $\pm 10\%$, la mayoría de los equipos no se verán afectados por este tipo de perturbación. De hecho, algunos equipos que utilizan elementos de calefacción con grandes constantes de tiempo, no son afectados. Sin embargo, equipos tales como receptores de televisión, dispositivos de control electrónico y computadores si son sensibles a los efectos de las fluctuaciones de tensión.

Otros posibles efectos son la degradación de los equipos que usan capacitores, pérdidas de sincronismo en equipos de regulación, variaciones de torque en máquinas rotantes, etc.

2.2.3. Fluctuaciones de tensión

Por lo tanto, el efecto más notable de las fluctuaciones de tensión es el "**flicker**", que es definido como:

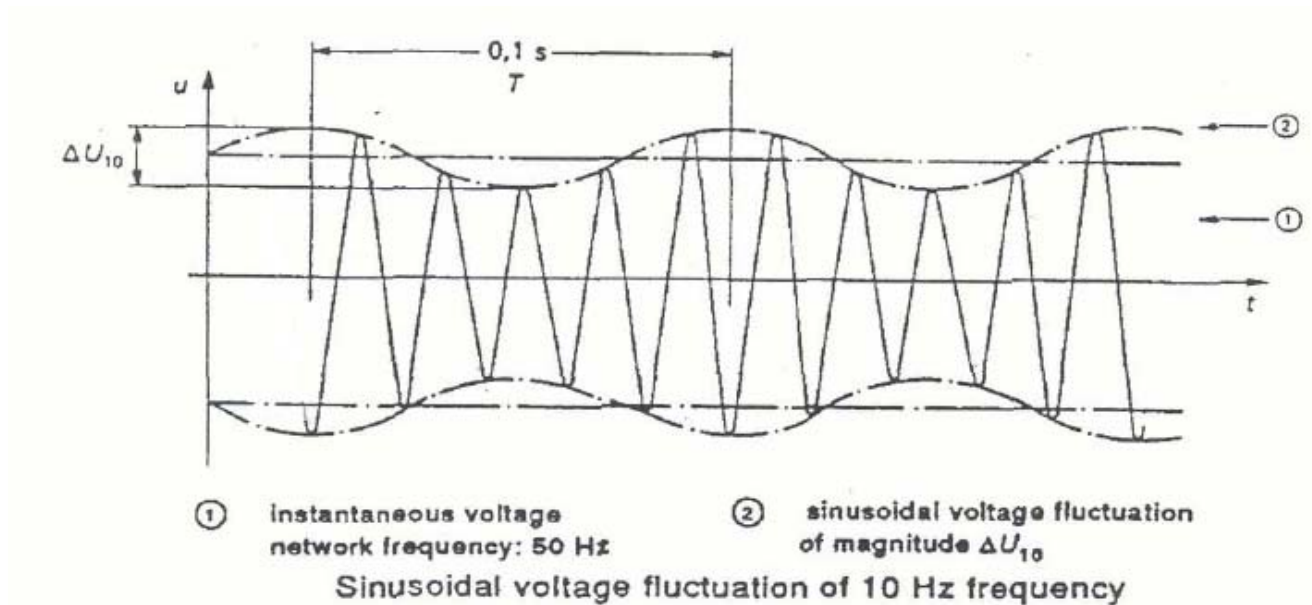
“la impresión de fluctuación en la iluminación o el color que ocurre cuando la frecuencia de la variación de los estímulos luminosos está entre unos pocos Hertz y la frecuencia de fusión de la imágenes”.

Se debe notar que la frecuencia de fusión de las imágenes varía de persona en persona y depende de varios factores.

La molestia visual por este fenómeno depende de la magnitud, las componentes de frecuencia, el número de cambios de tensión y la duración de la perturbación. Hay, sin embargo niveles de percepción bajo los cuales el efecto flicker no es visible. El parpadeo de las luces causa molestia y su efecto es perjudicial para la salud humana.

2.2.3. Fluctuaciones de tensión

En el ámbito del “Power Quality” se le suele llamar a la perturbación como tensión de flicker. La siguiente figura muestra un caso simple de tensión de flicker, donde la amplitud de la forma de onda de tensión de CA es modulada (AM), o envuelta, por una onda sinusoidal de frecuencia igual a 10 Hz.



2.2.3. Fluctuaciones de tensión

La tensión puede ser expresada por:

$$v(t) = V(1 + m \cos(\omega_m t)) \cos(\omega_0 t)$$

Donde ω_0 es la frecuencia fundamental de CA del sistema de potencia, ω_m es la frecuencia de modulación de la onda senoidal, V es la amplitud nominal de la tensión de AC y $m = \Delta V / 2V$ es el factor de modulación.

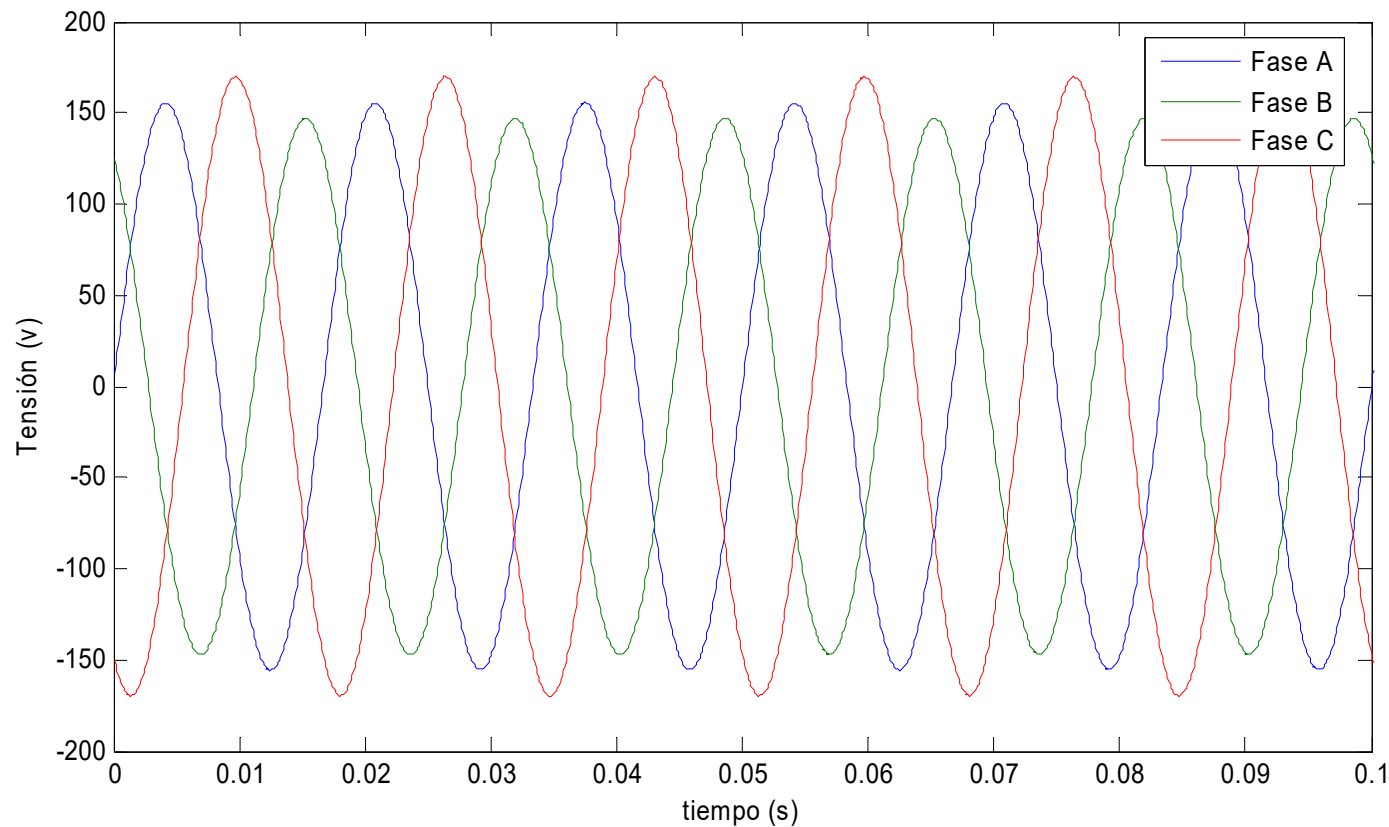
El rango de modulación de frecuencia que causa efecto flicker observable está en la banda de 1 – 30 Hz.

Es claro, que eventos no periódicos también pueden causar Flicker, así como también otros tipos de perturbaciones tales como los interarmónicos vistos en la anterior sección.

2.2.4. Desbalance de tensión

2.2.4. Desbalance de tensión

El desbalance de tensión es una condición en la cual las tres fases no son idénticas en amplitud o no están desplazadas entre sí 120 grados eléctricos, o las dos cosas.



2.2.4. Desbalance de tensión

Fuentes de desbalance de tensión:

Las principales responsables del desbalance de tensión son las cargas monofásicas. En las redes de baja tensión las cargas monofásicas están conectadas entre fase y neutro, pero en general estas se deben distribuir igualmente en las tres fases.

Otra causa de desbalance, generalmente menos importante, son las componentes asimétricas en generación, transmisión y distribución; ej. Desigualdad en las capacidades de fase a tierra en líneas de transmisión.

El grado del desbalance es usualmente definido usando el método de las componentes simétricas, mediante la relación de la componente de secuencia negativa (o la cero) y la componente de secuencia positiva. El desbalance en tensión puede ser calculado mediante la siguiente fórmula:

$$\%desbalance = \frac{|V_{neg}|}{|V_{pos}|} \times 100\%$$

2.2.4. Desbalance de tensión

Efectos del desbalance de tensión:

La impedancia de secuencia negativa de una máquina de inducción trifásica es similar a su impedancia durante el arranque. Consecuentemente una máquina operando con un suministro desbalanceado tendrá corrientes desequilibradas resultando en una elevación de temperatura de la máquina. El caso extremo de desbalance es la desconexión de una de las fases, lo cual puede ocasionar la destrucción de la máquina.

Los motores y generadores grandes por lo general están protegidos por elementos de maniobra que actúan en caso de una falta de fase o un desbalance excesivo (guarda-motores).

Los convertidores polifásicos, también son afectados por un suministro desequilibrado, dado que presentan un ripple no deseado en el lado de continua e inyectan armónicos no característicos en el lado alterna.

2.2.4. Desbalance de tensión

Ejemplo: considere los siguientes valores de tensión medidos en un punto de suministro de la red:

$$V_a = 220 \angle 0^\circ \quad V_b = 227 \angle -118^\circ \quad V_c = 224 \angle 119,6^\circ$$

Determine el % de desbalance.

2.2.5. Transmisión de señales en la red (Señales de medición, comando y comunicación)

2.2.5. Transmisión de señales en la red

Las redes para el suministro de energía eléctrica pueden ser usadas, eventualmente, para la transmisión de señales de:

- datos,
- telecomando de elementos de conmutación,
- medición en la red.

Debido a la inyección de estas señales en la red, se debe asegurar la existencia de una adecuada compatibilidad electromagnética por los efectos perturbadores que pueden provocar en los dispositivos conectados a la red.

Señales en un rango de frecuencias de 110 Hz y 500 Hz son utilizadas en la red o partes de ella con la finalidad de transmitir datos tales como cambio de tarifa a medidores, conmutación de cargas, etc. Las señales de este tipo son por lo general utilizadas entre una o varias subestaciones y un centro de control, o entre una subestación y distintos puntos receptores ya sea para realizar lecturas de medidores, lectura del estado de dispositivos de conmutación y señales de comando de los mismos.

2.2.5. Transmisión de señales en la red

Fuentes:

Este tipo de señales se emplean en sistemas de BT, MT y AT utilizando la red pública como canal de transmisión para el envío de comandos y datos. Se clasifican en diferentes tipos de acuerdo a la frecuencia y clase de señal de transmisión. Algunos de ellos son:

- Sistemas de control de ripple (o sistemas de onda portadora de baja frecuencia):

Son sistemas de telecontrol usados para transmitir comandos que permiten optimizar la utilización de la capacidad de generación y distribución. Usan señales senoidales en el rango de 110 Hz a 2000 Hz, con mayor utilización en el rango de 110 Hz a 500 Hz. Estos sistemas son instalados por las empresas de energía, inyectando las señales en los niveles de AT, MT y BT. Algunas veces se instalan en redes industriales. Los ejemplos de aplicación este tipo de señales son los controles de iluminación pública, cambio de tarifas de medidores, desconexión de cargas industriales y domiciliarias, etc.

2.2.5. Transmisión de señales en la red

- Sistemas de onda portadora de media frecuencia: Usan señales senoidales en el rango de 3 kHz a 20 kHz. Son utilizados por las empresas de energía en sistemas de media tensión y sus características no son estandarizadas. Pocos sistemas - en operación.
- Sistemas de onda portadora de alta frecuencia (radio frecuencia): Usan señales senoidales en el rango de 20 kHz a 150 kHz (en algunos países hasta 500 kHz) las cuales son inyectadas en niveles de baja tensión. Estos sistemas tienen aplicación en redes de las empresas eléctricas (< 95 kHz), en instalaciones de baja tensión industrial y comercial con un suministro separado en media tensión y también dentro de instalaciones de usuarios residenciales y comerciales (ej. Dispositivos de control remoto, intercomunicadores telefónicos, sistemas de alarmas de niños, etc., > 95 kHz).

2.2.5. Transmisión de señales en la red

- Sistemas de señales con marcas no senoidales: Inyectan señales no senoidales sobre la forma de onda de tensión del sistema. Se utilizan principalmente en las redes de las empresas de suministro inyectándolas en los niveles de media y baja tensión.

Existen diferentes tipos de señales:

- Pulsos largos en forma de una depresión de duración entre 1,5 a 2 ms alrededor del cruce por cero de la forma de onda de tensión, para evitar fenómenos de flicker.
- Pulsos cortos, en la forma de una muesca (notch) con una duración de 20 a 50 μs

2.2.5. Transmisión de señales en la red

Efectos:

Las señales senoidales en el rango de baja y media frecuencia se pueden considerar similares a pulsos de armónicos o interarmónicos de 1 segundo o menos. Pueden interferir receptores de radio o televisión, dispositivos electrónicos, computadores, celulares, etc.

En algunos casos los efectos pueden ser similares a los cambios de los valores eficaces de la tensión del sistema y pueden ser analizados en términos de fluctuaciones de tensión (flicker).

Las señales en el rango de radio frecuencia pueden causar perturbaciones conducidas o radiadas principalmente en receptores de radio y televisión dado que los conductores de una línea actúan como una antena.

La calidad de este tipo de señales (de datos, de comando, etc.) puede estar a su vez influenciada por perturbaciones ya existentes en la red, especialmente los armónicos e interarmónicos, así como la influencia mutua de sistemas vecinos.

2.2.6. Variaciones de frecuencia

2.2.6. Variaciones de frecuencia

La frecuencia de un sistema de suministro de energía eléctrica de CA depende en cualquier instante del balance dinámico entre la capacidad de generación y la carga, dado que la salida de grandes grupos de generación o de cargas importantes conduce a disminuciones o aumentos de la frecuencia.

El tamaño y la duración de estas perturbaciones dependen de la característica de los cambios de las cargas y de la respuesta del parque generador a estos cambios de carga.

La frecuencia de un sistema de suministro, bajo condiciones nominales, es fijada en su valor nominal (50 o 60 Hz) con una pequeña desviación o tolerancia, dentro de la cual estos cambios en frecuencia son normalmente limitados mediante sistemas de regulación.

2.2.6. Variaciones de frecuencia

Fuentes:

En sistema eléctrico robusto hay normalmente un exceso de reserva en la capacidad de generación ante una demanda de sobrecarga con el objeto de mantener los cambios de frecuencia dentro del rango permitido.

Sin embargo, algunas condiciones de fallas pueden provocar que grandes grupos de carga o generación sean desconectados, provocando, por consiguiente cambios en la frecuencia de suministro.

En tales casos algunas cargas o generadores deben ser automáticamente desconectados para restablecer el balance sistema tan pronto como sea posible.

2.2.6. Variaciones de frecuencia

Efectos:

Dentro de la tolerancia normal permitida, los principales efectos de un cambio en la frecuencia del sistema son: variaciones de velocidad de máquinas rotantes, atraso o adelanto en el tiempo de relojes que utilizan la frecuencia de red, variaciones en la relación velocidad-torque en motores, de-sintonía de filtros de armónicos, etc.

Cualquier dispositivo electrónico que utiliza la frecuencia de la red como referencia, también será afectado.

2.2.7. Incrementos breves de tensión

2.2.7. Incrementos breves de tensión

También conocidos como “Swells”. Los incrementos de la tensión son aumentos breves en el valor rms (eficaz) de la tensión, que algunas veces, acompaña a las caídas de tensión.

Fuentes

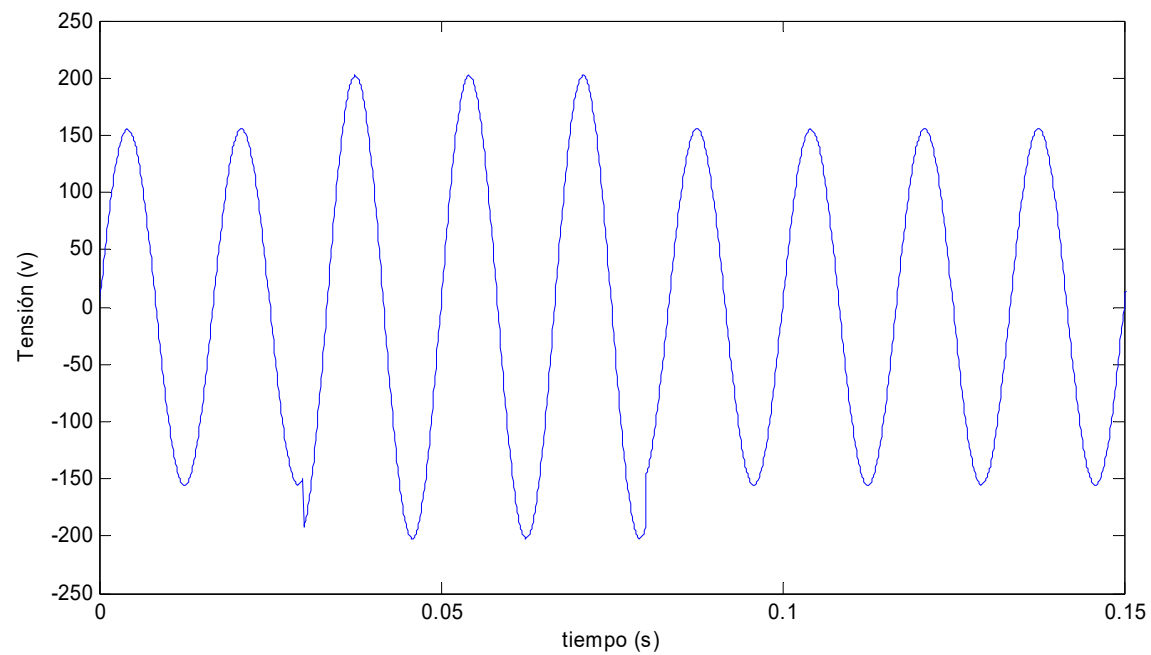
Aparecen en las fases no falladas de un circuito trifásico que ha sufrido un corto circuito en una de las fases. También ocurren luego de un rechazo de carga.

Efectos

Las subidas de tensión, pueden perturbar controles eléctricos y los dispositivos de motores eléctricos, principalmente en los dispositivos de velocidad variable. También pueden sobrecargar componentes delicados en equipos de computación y acortar su vida útil.

Las posibles soluciones para limitar este problema son el uso de suministros ininterrumpidos y estabilizadores de tensión

2.2.7. Incrementos breves de tensión



2.2.8. Transitorios

2.2.8. Transitorios

Existen ambigüedades en la definición de este término. Comúnmente es usado para referirse a cambios abruptos de la forma de onda de tensión o corriente.

Según la norma IEEE 1159 (2009) los transitorios pueden clasificarse en dos categorías:

- Transitorios Impulsivos
- Transitorios Oscilatorios

2.2.8. Transitorios

Transitorios impulsivos:

Son cambios repentinos, sin cambio de la frecuencia de la condición en estado estacionario, de la tensión o de la corriente, o ambas, con características unidireccionales en polaridad (positiva o negativa). Por lo general son descritos por sus tiempos de crecimiento y decrecimiento. Por ejemplo un transitorio impulsivo de tensión tipo rayo 1.2/50 μs – 2000 V crece hasta un valor pico de 2000V en 1.2 μs (tiempo de frente) y luego decae hasta un 50% de la tensión pico en 50 μs .

Pueden ser descritos también por el contenido espectral de frecuencia.

La causa más común de este tipo de transitorios es la descarga atmosférica. Un ejemplo se ilustra en la siguiente figura.

2.2.8. Transitorios

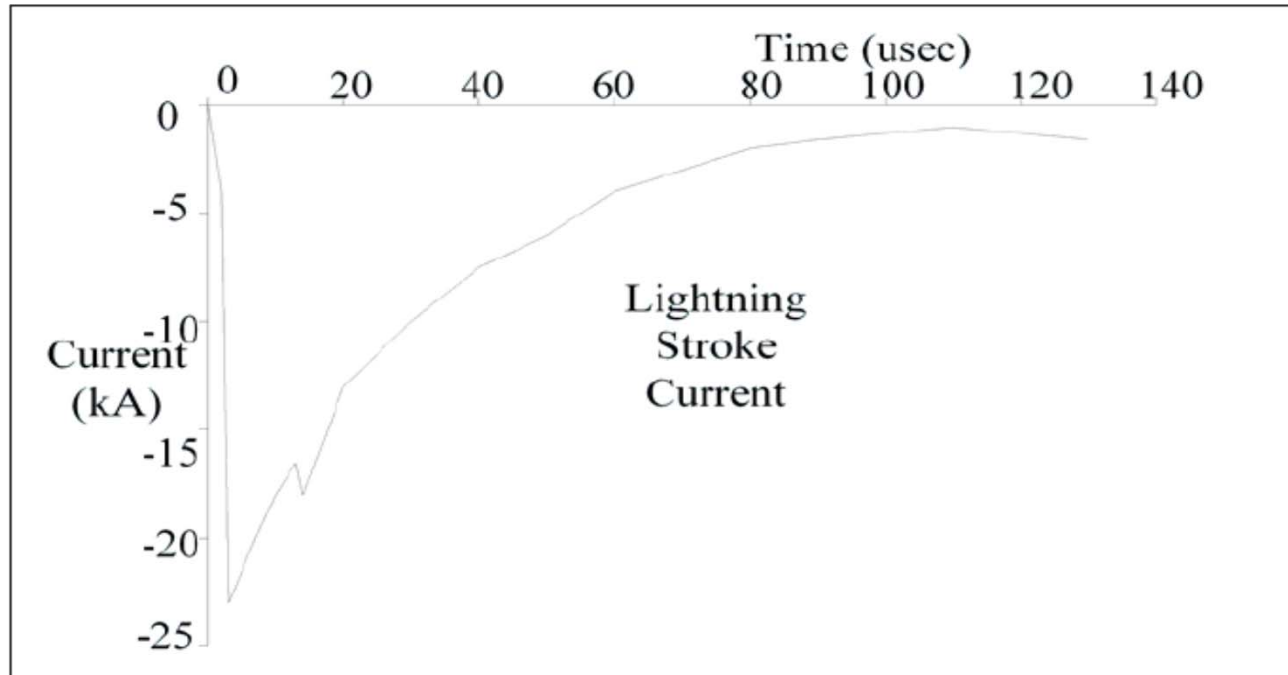


Figure 1—Lightning stroke current that can result in impulsive transients on power system

2.2.8. Transitorios

Transitorios oscilatorios:

Son cambios de tensión o corriente cuyos valores instantáneos cambian rápidamente de polaridad. Son descritos por su contenido espectral de frecuencia, duración y magnitud. De acuerdo al contenido espectral son divididos en transitorios oscilatorios de baja, media y alta frecuencia.

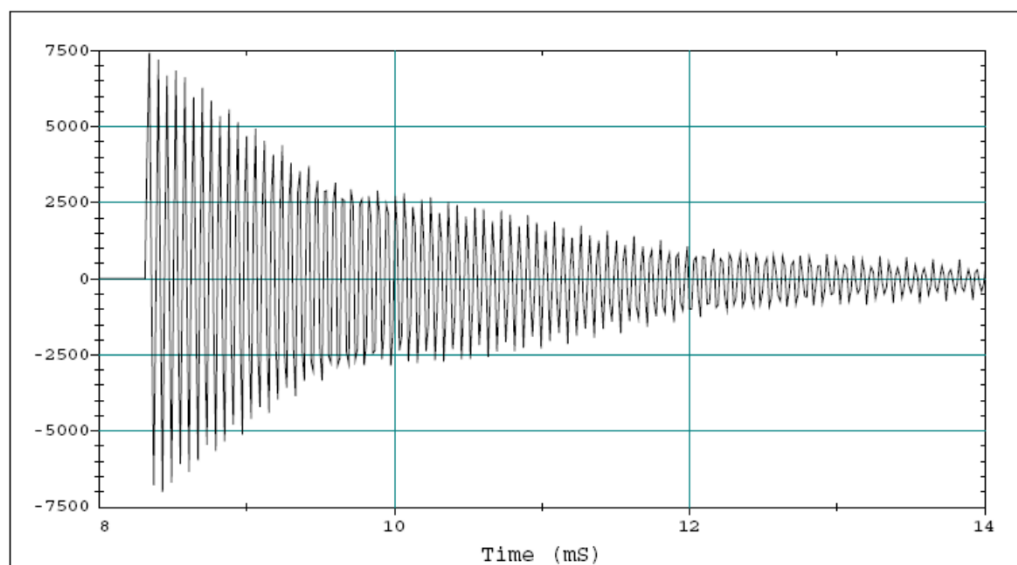


Figure 2—Oscillatory transient caused by back-to-back capacitor switching

2.2.8. Transitorios

Los transitorios oscilatorios de baja frecuencia son frecuentes en los sistemas de subtransmisión y distribución y son causados por varios tipos de eventos, principalmente por la energización de bancos de capacitores. Otro tipo de transitorios en este rango son los asociados a condiciones de ferresonancia y energización de transformadores. La siguiente figura muestra transitorios en este rango.

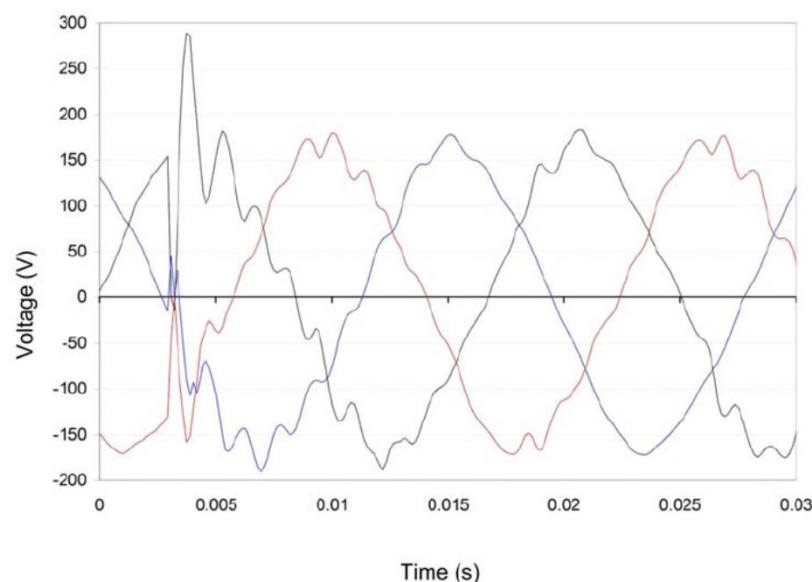


Figure 3—Low-frequency oscillatory transient caused by capacitor-bank energization

2.2.8. Transitorios

Los transitorios oscilatorios de media frecuencia ocurren por ejemplo cuando un capacitor es energizado en la proximidad de otro en servicio. El banco energizado ve al banco sin energizar como una baja impedancia resultando una corriente transitoria oscilante entre ellos. Los transitorios impulsivos también pueden provocar transitorios oscilatorios de media frecuencia.

Los transitorios oscilatorios de alta frecuencia son siempre debidos a algún tipo de evento de conmutación. A menudo también estos son el resultado de la respuesta local del sistema a transitorios impulsivos. La conmutación de dispositivos semiconductores de potencia asociados con circuitos amortiguadores RLC también provoca este tipo de transitorios.

2.2.9. Curva ITIC y Estándares de calidad del producto técnico

2.2.9. Curva ITIC

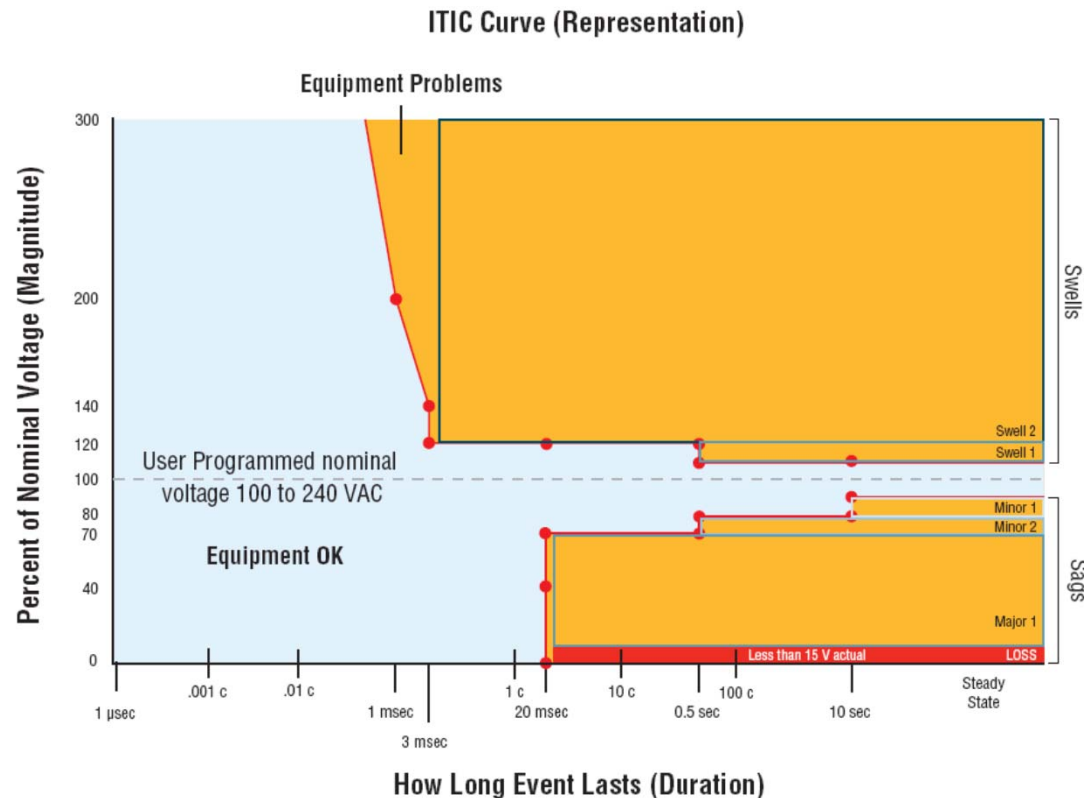
Las curvas ITIC (Consejo de Información Tecnológica de la Industria) son usadas para evaluar la calidad de la tensión de un sistema de potencia, con respecto a las interrupciones, caídas y elevaciones de tensión. Estas curvas, fueron generadas originalmente como una guía para los miembros del CBEMA, para sus computadoras y equipos electrónicos. En función de la variación de tensión de suministro en la curva, es posible evaluar si el suministro es fiable para operar equipos electrónicos, los que generalmente son los más susceptibles en el sistema.

La curva muestra la magnitud y duración de variaciones de tensión en el sistema eléctrico. La región entre los dos lados de la curva son los límites de tolerancia, dentro de los cuales, se espera que los equipos electrónicos operen confiablemente.

Las perturbaciones medidas en un punto del sistema pueden compararse en magnitud y duración con los límites establecidos en el diagrama y por lo tanto el número de perturbaciones que ocurran dentro de cada región puede proveer una razonable indicación de la calidad del suministro en el punto evaluado.

2.2.9. Curva ITIC

Las curvas ITIC (a diferencia de las antiguas CBEMA) están delimitadas por tramos lineales. Tales límites de Tolerancia están definidos para siete posibles eventos perturbadores:



2.2.9. Curva ITIC

1) Tolerancias de estado estacionario: este rango describe una variación del valor eficaz de tensión (rms) entre $\pm 10\%$ de la tensión nominal, cuya variación es muy lenta o es constante. Cualquier tensión dentro de este rango puede estar presente indefinidamente y resultan en el funcionamiento normal de las cargas y pérdidas normales en el sistema (aceptables).

2) Subidas de tensión: esta región describe una elevación del valor eficaz de tensión (rms) de hasta el 120% del valor nominal de tensión, con una duración inferior a 0.5 segundos. Este tipo de transitorios ocurre, por ejemplo, cuando se desconectan grandes cargas del sistema.

2.2.9. Curva ITIC

3) Transitorios oscilatorios de baja frecuencia: Esta región describe los transitorios de baja frecuencia que se atenúan en el tiempo y que pueden ser provocados por la conexión de capacitores para corrección del factor de potencia en sistemas de distribución. Estos transitorios tienen un rango de frecuencia entre los 200 Hz a 5 kHz dependiendo de la frecuencia de resonancia del sistema. Se asume que el transitorio ha decaído completamente al final de medio ciclo y que ocurre cerca del pico de la forma de onda de tensión nominal. Su amplitud varía entre el 140% (transitorios oscilatorios de 200 Hz) y el 200% (para transitorios oscilatorios de 5000 Hz) con un incremento lineal con la frecuencia.

2.2.9. Curva ITIC

4) Transitorios impulsivos y oscilatorios de alta frecuencia: ésta región describe los transitorios debidos a descargas atmosféricas, y se caracterizan por la amplitud y la duración (energía), en lugar del valor eficaz.

5) Caídas de tensión hasta el 80% del nominal: éstas son el resultado de la operación en el sistema de grandes cargas, como así también por condiciones de falla, en varios puntos del sistema de distribución. Su duración típica es hasta los 10 segundos.

6) Caídas de tensión hasta el 70% del nominal: también son resultado de conmutación de grandes cargas y fallas del sistema. Su duración típica es hasta los 0.5 segundos.

7) Interrupciones: son transitorios típicos resultantes de la ocurrencia y subsiguiente despeje de una falla en el sistema de distribución. Esta región incluye disminuciones severas de tensión e interrupciones completas seguidas del recierre a la tensión nominal (reconexión). La interrupción total abarca tiempos de hasta 20 milisegundos.

2.2.9. Curva ITIC

Fuera de esta región de tolerancia, se definen otras dos regiones no favorables:

Región No Peligrosa (o región sin daño): donde las caídas de tensión y las interrupciones son más severas que las recién indicadas. Los equipos dedicados a tecnología de información no están preparados para trabajar normalmente en ésta región, pero no se dañan.

Región Prohibida: donde las subidas de tensión exceden el nivel superior de la curva con resultados perjudiciales para los equipos.

2.2.9. Estándares de calidad del producto técnico

Las distintas normativas han definido mínimos estándares de calidad de la tensión, bajo la premisa de que si este mínimo de calidad es alcanzado, entonces el cliente no estará interesado en una mayor calidad. El operador de la red debe procurar hacer los esfuerzos necesarios para alcanzar este nivel de calidad.

Sin embargo, considerando que existe una gran diferencia entre la calidad requerida por los diferentes tipos de usuarios, es decir existen clientes que requieren inclusive niveles de calidad superiores a los mínimos estándares, es que en algunos casos tales requerimientos pueden ser posibles de satisfacer mediante la firma distintos contratos de conexión, los cuales consideran niveles de calidad, tal y como muestra la siguiente clasificación:

A	premium quality
B	high quality
C	normal quality
D	low quality
E	poor quality
F	very poor quality