



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**SUBTENSIONES (SAGs & DIPs) Y SU IMPACTO
ECONÓMICO EN LA CALIDAD DE LA ENERGÍA E
INDUSTRIA GUATEMALTECA**

Anibal Ildebrando Vargas López

Asesorado por Ing. José Rafael Argueta Monterroso

Guatemala, febrero de 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

SUBENSIONES (SAGs & DIPs) Y SU IMPACTO ECONÓMICO EN LA CALIDAD DE LA ENERGÍA E INDUSTRIA GUATEMALTECA

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA

FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

ANIBAL ILDEBRANDO VARGAS LÓPEZ

ASESORADO POR ING. JOSÉ RAFAEL ARGUETA MOTERROSO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, FEBRERO DE 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO: Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
VOCAL I: Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL II: Lic. Amahán Sanchez Alvarez
VOCAL III: Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV: Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V: Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIO: Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO: Ing. Sydney Alexander Samuels
EXAMINADOR: Ing. Carlos Francisco Gressi López
EXAMINADOR: Ing. Edwin Efraín Segura Castellanos
EXAMINADOR: Ing. Julio Cesar Solares Peñate
SECRETARIO: Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

SUBTENSIONES (SAGs & DIPs) Y SU IMPACTO ECONÓMICO EN LA CALIDAD DE LA ENERGÍA E INDUSTRIA GUATEMALTECA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica-Eléctrica con fecha 3 de mayo de 2004.

Anibal Ildebrando Vargas López

AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIA

Agradezco

A Jesucristo, mi Señor y Dios por amarme incondicionalmente, por estar conmigo en mis éxitos y mis fracasos y por cumplir siempre con sus promesas.

A la Escuela de Ingeniería Mecánica-Eléctrica de la Universidad de San Carlos de Guatemala por ser para mí una inagotable fuente de conocimientos y por formarme en el ámbito científico y profesional.

A mi asesor, el Ing. Rafael Argueta por todo el valioso apoyo que me brindó desde el principio hasta el final y de esta manera culminar exitosamente el reto propuesto.

A mis padrinos, el Ing. Miguel López y el Ing. Jorge Pérez por su oportuna ayuda, sus consejos, comentarios y observaciones que contribuyeron valiosamente.

El presente trabajo lo dedico

A mi esposa, Vivian Mazariegos de Vargas, por su amor sincero, por ser mi dulce compañera en las buenas y en las malas, por su paciencia, por tener siempre una palabra de ánimo para mí, una tierna mirada y una cálida mano, por ser la madre de mi futuro bebé. Vivi eres excepcional, te amo.

A mi padre, Anibal Vargas Morales, por sembrar en mí todos aquellos valores que contribuyeron a formar mi personalidad. Gracias padre.

A mi madre, Olivia López de Vargas, por estar conmigo en todo momento, por ser mucho más que un ejemplo, por su paciencia y comprensión, por todos los esfuerzos que hizo ante mis ojos y por todos aquellos que yo ignoro pero que con amor hoy fructifican. Madre, como usted no hay dos.

A mis hermanas: Glenda Vargas por ser mi segunda madre y a Mary Vargas por apoyarme y aconsejarme muchas veces.

A mis hermanos: Roywin Vargas porque a pesar de su silencio ha sido para mí un ejemplo de constante lucha y entereza, un amigo sincero; a Leyton Vargas por brindarme su apoyo y oportunos comentarios y también su amistad.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS.....	X
GLOSARIO.....	XI
RESUMEN.....	XV
OBJETIVOS.....	XVI
INTRODUCCIÓN.....	XVII

1 GENERALIDADES

1.1	Calidad de la potencia.....	1
1.1.1	Interés en la calidad de la potencia.....	1
1.1.2	Calidad de la potencia, calidad del voltaje.....	3
1.2	Variaciones del voltaje.....	6
1.2.1	Variaciones de la magnitud del voltaje.....	8
1.2.2	Variaciones de la frecuencia del voltaje.....	8
1.2.3	Fluctuaciones del voltaje.....	9
1.2.4	Distorsión armónica de voltaje.....	10
1.2.5	Componentes interarmónicos de voltaje y corriente.....	12
1.2.6	Muestras periódicas de voltaje.....	13
1.2.7	Ruido de voltaje de alta frecuencia.....	14
1.3	Eventos.....	14
1.3.1	Interrupciones.....	15
1.3.2	Subtensiones.....	16
1.3.3	Escalones de magnitud del voltaje.....	17
1.3.4	Sobretensiones.....	18
1.3.5	Eventos rápidos de voltaje.....	19

1.3.6	Desfasamiento angular y desbalance trifásico.....	19
-------	---------------------------------------------------	----

2 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBTENSIONES, HUECOS O MUESCAS

2.1	Introducción.....	21
2.2	Magnitud de un hueco de tensión.....	23
2.2.1	Monitoreo.....	23
2.2.1.1	Voltaje eficaz.....	24
2.2.1.2	Componente fundamental del voltaje.....	26
2.2.1.3	Pico de voltaje.....	27
2.2.1.4	Obtener la magnitud de un hueco de tensión.....	28
2.2.2	Cálculos teóricos.....	30
2.2.2.1	Influencia de la sección transversal.....	33
2.2.2.2	Fallas detrás de los transformadores.....	35
2.2.2.3	Niveles de falla.....	37
2.2.2.4	Distancia crítica.....	39
2.3	Duración de un hueco de tensión.....	40
2.3.1	Tiempo de libramiento de la falla.....	40
2.3.2	Trazos de magnitud-duración.....	42
2.3.3	Medición de la duración de un hueco de voltaje.....	43
2.4	Características puntuales de los huecos o <i>sags</i>	49
2.4.1	Punto de inicio de un hueco.....	49
2.4.2	Punto de recuperación del voltaje.....	51
2.4.3	Tensión perdida.....	53
2.4.3.1	Tensión perdida compleja.....	53
2.4.3.2	Tensión perdida en el dominio del tiempo.....	54
2.4.4	Desplazamiento del ángulo de fase.....	56
2.4.4.1	Cálculos teóricos.....	56
2.4.4.1.1	Origen del desfase angular.....	56

2.4.4.1.2	Influencia de la potencia de la fuente.....	57
2.4.4.1.3	Influencia de la sección transversal..	58
2.4.4.1.4	Magnitud y desplazamiento angular versus distancia.....	59

3 CAUSAS DE LAS SUBTENSIONES O HUECOS (SAGs)

3.1	Fallas en los sistemas de potencia.....	63
3.1.1	Tipos de fallas en los sistemas de potencia.....	63
3.1.1.1	Fallas simétricas.....	63
3.1.1.1.1	Transitorios en circuitos serie RL....	64
3.1.1.1.2	Voltajes internos de máquinas con carga bajo condiciones de falla.....	65
3.1.1.2	Fallas asimétricas.....	68
3.1.1.2.1	Fallas monofásicas de línea a tierra.....	68
3.1.1.2.2	Fallas línea a línea.....	71
3.1.1.2.3	Fallas de doble línea a tierra.....	74
3.1.2	Descargas electroatmosféricas (o rayos).....	77
3.1.2.1	Mecanismos del rayo.....	77
3.1.2.2	Características de las descargas de rayo.....	79
3.1.2.3	Sobrevoltajes por rayo.....	80
3.1.3	Cortocircuitos.....	81
3.1.4	Conmutación de bancos de capacitores.....	82
3.1.4.1	Conexión del sistema a tierra.....	82
3.1.4.2	Fusibles de capacitores.....	83
3.1.4.3	Dispositivos de conexión y desconexión.....	83
3.1.4.4	Armónicas.....	83
3.1.5	Contaminación de aisladores.....	84

3.1.6	Contacto de animales y/o árboles.....	85
3.2	Influencia de la carga en los huecos de tensión o <i>sags</i>	85
3.2.1	Motores de inducción y fallas trifásicas.....	86
3.2.2	Motores de inducción en fallas asimétricas.....	87
3.2.3	Carga de potencia electrónica.....	88
3.3	Arranque de grandes motores de inducción.....	89
3.4	Cambios de carga.....	92

4 EFECTO DE LOS HUECOS DE TENSIÓN (SAGs & DIPs)

Y LAS SUBTENSIONES

4.1	Introducción.....	93
4.2	Efecto o influencia en los equipos.....	93
4.2.1	Disparos indeseables de controles sensibles.....	97
4.2.2	Apertura de contactos de relevador por subestación.....	99
4.2.3	Efectos sobre contactores y relés electromecánicos.....	101
4.2.4	Efecto sobre lámparas de descarga.....	102
4.2.5	Efecto sobre los variadores de velocidad de motores.....	103
4.2.5.1	Variadores de velocidad de AC.....	103
4.2.5.2	Variadores de velocidad de DC.....	107
4.2.6	Efecto sobre PLCs.....	109
4.2.7	Efecto sobre computadores.....	110

5 PÉRDIDAS ECONÓMICAS CAUSADAS POR LAS SUBTENSIONES

5.1	Introducción.....	111
5.2	Fundamentos de los costos de producción.....	112
5.3	Relación entre subtensiones y costos de producción.....	114
5.4	Análisis de impacto económico de las subtensiones.....	114
5.5	Costos de una interrupción.....	118

5.5.1	Costos directos.....	119
5.5.2	Costos indirectos.....	119
5.5.3	Inconveniencias no materiales.....	119
5.5.4	Costos por interrupción.....	120
5.5.5	Costos por kW interrumpido.....	120
5.5.6	Costos por kWh no despachado.....	120
5.5.7	Costo de interrupción tasada a la carga pico.....	121
5.5.8	Costo por interrupción tasada al consumo anual.....	121
5.6	Casos reales de industrias afectadas por las subtensiones.....	123
5.6.1	Industria fabricante de envases <i>pet</i>	123
5.6.2	Industria fabricante de gases médicos e industriales.....	126

6 SOLUCIONES A LOS HUECOS DE TENSIÓN (SAGs & DIPs)

Y A LAS INTERRUPCIONES

6.1	Introducción.....	131
6.2	Soluciones por parte de la empresa suministradora.....	134
6.2.1	Tipos de redundancia.....	134
6.2.2	Recierre automático.....	135
6.2.3	Puntos normalmente abiertos.....	136
6.2.4	Transferencia de carga.....	137
6.2.5	Sistemas en anillo y paralelo.....	137
6.2.6	Redes puntuales.....	138
6.2.7	Sistemas de potencia con generación local.....	139
6.2.8	Optimización de las prácticas de mantenimiento.....	140
6.2.9	Implementación de pararrayos en puntos adecuados.....	141
6.3	Soluciones por parte del usuario de la energía.....	142
6.3.1	Convertidor de voltaje.....	142
6.3.2	Controlador serial de voltaje.....	143
6.3.3	Controlador paralelo de voltaje.....	144

6.3.4	Fuentes de potencia de respaldo.....	145
6.3.5	Controladores de voltaje conectados en cascada.....	146
6.3.6	Conjunto motor-generador.....	146
6.3.7	Pasatapas electrónicos.....	147
6.3.8	Transformadores ferorresonantes.....	148
6.3.9	Aplicación de esquemas de arranque compensado.....	150
6.3.10	Balanceo interno de líneas de distribución.....	151

CONCLUSIONES.....	153
RECOMENDACIONES.....	154
BIBLIOGRAFÍA.....	155

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Voltaje como función del tiempo	6
2	Densidad de probabilidad del voltaje	7
3	Distribución de la probabilidad del voltaje	7
4	Voltaje distorsionado con armónicos de orden menor	11
5	Voltaje distorsionado con armónicos de orden mayor	12
6	<i>Notching</i> de voltaje, ejemplo	13
7	Escalones de voltaje	18
8	Hueco de tensión debido a una falla de CC	22
9	Hueco de tensión debido a un motor de inducción	23
10	Voltaje eficaz de un ciclo	24
11	Voltaje eficaz de medio ciclo	25
12	Voltaje pico de medio ciclo	27
13	Comparación entre voltaje eficaz y de pico	28
14	Red de distribución	30
15	Divisor de voltaje, modelo para un hueco	32
16	Magnitud del hueco como función de la distancia a la falla	33
17	Magnitud del hueco-distancia, línea principal	34
18	Magnitud del hueco-distancia, líneas subterráneas	35
19	Sistema de potencia con falla a dos niveles de tensión	36
20	Comparación de magnitudes de fallas en 132kV y 33kV	37
21	Número de huecos-magnitud	39
22	Huecos de distinto origen en un trazo magnitud-duración	42

23	Estructura general de un sistema de potencia	43
24	Estimación de la duración de un hueco	44
25	Voltaje eficaz de medio ciclo junto con su valor absoluto	46
26	Hueco medido con un componente de libramiento post falla	47
27	Voltaje eficaz versus tiempo	48
28	Duración del hueco-umbral	48
29	Prolongación del hueco de tensión	50
30	Inicio del evento en tres fases	51
31	Punto de recuperación del voltaje	52
32	Traza de voltaje en el plano complejo	53
33	Voltaje en el dominio del tiempo	54
34	Desplazamiento angular versus distancia	57
35	Desplazamiento angular-distancia	58
36	Diagrama fasorial	60
37	Corriente como función del tiempo	65
38	Circuitos equivalentes para un generador	66
39	Diagrama de conexiones, segmentos hipotéticos	69
40	Conexión de los equivalentes de Thévenin	71
41	Segmentos hipotéticos, falla línea a línea	72
42	Redes de secuencia positiva y negativa	73
43	Falla bifásica a tierra	75
44	Equivalente de Thévenin	76
45	Campo eléctrico bajo una nube de tormenta	78
46	Magnitudes de corrientes de rayo	79
47	Hueco de voltaje debido a un motor de inducción	90
48	Motor de inducción con transformador dedicado	91
49	Tolerancia del voltaje para estaciones de potencia	94
50	Tolerancia de voltaje para PLCs	98
51	Curvas de tolerancia de voltaje	99

52	Esquema general de un relevador	100
53	Tolerancia de voltaje para lámparas de alta presión de sodio	103
54	Configuración típica de una unidad de AC	105
55	Voltaje y frecuencia como función de la velocidad	105
56	Voltaje de DC tras un rectificador trifásico	107
57	Unidad de DC con armadura excitada separadamente	108
58	Gráfica de costos versus confiabilidad	111
59	Relación entre el costo total y el costo marginal	113
60	Costo unitario dinámico versus tiempo	117
61	Costo unitario dinámico versus unidades producidas	117
62	Costo de interrupciones forzadas para varios usuarios	122
63	Costo de interrupciones programadas para varios usuarios	122
64	Red de distribución con redundancia por operación paralela	138
65	Convertidor trifásico de fuente de voltaje	143
66	Controlador de voltaje en serie	144
67	Controlador de voltaje en paralelo	145
68	Principio de un conjunto motor-generador	147
69	Principio básico de un pasatapas electrónico	148
70	Principio básico de un transformador ferorresonante	149
71	Diagrama voltaje-corriente, inductor saturable	149

TABLAS

I	Impedancias de líneas y cables para alimentadores de 13kV	35
II	Propagación ascendente de los huecos	38
III	Rango de tolerancia de voltaje de varios equipos	96

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
Hz	Hertz, unidad frecuencia eléctrica
kHz	Kilohertz, equivalente a 1000 Hz
p.u.	Indica por unidad
V	Voltios
kV	Kilovoltios, equivalente a 1000 V
A	Amperios
kA	Kiloamperios, equivale a 1000 A
Ω	Ohmios
ms	Milisegundo, 1/1000 de segundo
π	Equivalente a un radián (180°)
VA	Vatio
MV	Megavatios, es decir, 1000000 VA
VAR	Voltamper reactivo
kVAR	Kilovoltamper reactivo, 1000 VAR
W	Watt, unidad de potencia eléctrica
kW	Kilowatt, equivale a 1000 W
MW	Megawatts, equivale a 1000 kW
kWh	Kilowatt por hora
$^{\circ}$	Grados eléctricos o mecánicos
μs	Indica microsegundos
R	Indica resistencia eléctrica
X	Indica reactancia eléctrica
ϕ	Angulo de fase eléctrica

GLOSARIO

Arco	Trayectoria debida a la ionización de átomos por disrupción, por la cual circula corriente eléctrica.
Armónicos	Componentes de frecuencia que pueden ser múltiplos y submúltiplos de la frecuencia fundamental y se superponen a la misma.
Bucle	Trayectoria cerrada que sigue la corriente al recorrer un determinado circuito eléctrico.
CBEMA	Asociación de fabricantes de computadoras y equipos de negocios, derivado del inglés <i>Computer and Business Equipment Manufacturers Association</i> .
Cerámico	Se refiere al nivel de incidencia de rayos en determinada región geográfica.
Ciclo	Porción de una onda periódica contenida en un período, relacionado directamente con la frecuencia.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Contactador	Dispositivo electromecánico que recibe órdenes de un relevador y es el agente encargado de abrir o cerrar un circuito eléctrico.

Dip	Depresión en la magnitud del voltaje, similar a un SAG pero diferenciado en cuanto a su duración.
EPRI	Instituto de estudios eléctricos de potencia, derivado del inglés <i>Electric Power Research Institute</i> .
FACTS	Sistema flexible de transmisión en corriente alterna, derivado del inglés <i>Flexible AC Transmisión System</i> .
Fasor	Vector rotatorio que describe el comportamiento del voltaje, la corriente, la potencia, etc.
Flicker	Fenómeno transitorio de voltaje que causa el parpadeo (lumínico) de las lámparas a una frecuencia que puede percibir el ojo humano.
HVDC	Corriente Directa en Alto Voltaje, derivado del inglés <i>High Voltage Direct Current</i> .
IEC	Comisión Internacional de Electrotécnia derivado del inglés <i>International Electrotechnical Comisión</i> .
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, siglas derivadas del inglés <i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i> .
Impedancia	Propiedad de oposición a la corriente que presentan los aparatos, dispositivos y conductores eléctricos conformada por una parte resistiva y una reactiva.

Inversor	Dispositivo semiconductor empleado para la conversión de corriente alterna en directa y viceversa.
Isocerámico	Trayectoria geométrica que presenta el mismo rango o frecuencia de incidencia de rayos en cierta región.
Malla	Trayectoria formada por componentes eléctricos y conductores que forma parte de una red eléctrica.
<i>Notching</i>	Es un disturbio repetitivo en la forma de onda de voltaje causado por el traslape en la conducción de la electrónica de potencia (rectificadores, inversores y controladores de velocidad).
NTCSTS	Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones de la CNEE.
NTSD	Normas Técnicas del Servicio de Distribución de la CNEE.
<i>Pellet</i>	Término que se refiere a un perdigón o semilla sintética a partir de la cual se desarrolla un determinado producto, puede abreviarse <i>pet.</i>
Reactancia	Propiedad de almacenar energía en forma de campo eléctrico (capacitiva) o en forma de campo magnético (inductiva) que presentan los aparatos, dispositivos y conductores eléctricos.

Rectificador	Dispositivo semiconductor destinado a permitir el paso de la corriente en un solo sentido de acuerdo a su polarización.
Recloser	Dispositivo electromagnético cuya función es limpiar fallas temporales en un sistema de potencia.
Relevador:	Dispositivo eléctrico, mecánico o electromagnético que actúa por medio de una señal de mando cuya función es la de conectar o desconectar cierta porción de un circuito eléctrico.
Sag	Un hueco en la magnitud del voltaje comprendido en un determinado rango de magnitud normalizado internacionalmente.
Swell	Es un incremento ciclo a ciclo de la magnitud del voltaje eficaz en cualquiera de las fases del sistema, causado generalmente por una falla.
Tap	Punto de conexión en un transformador cuya finalidad es la de cambiar la relación de vueltas del mismo y así obtener diferentes razones de voltaje.
Transitorio	Corto período de tiempo que caracteriza a los elementos eléctricos después de ocurrir una perturbación en relación a las condiciones estables.

RESUMEN

Las industrias guatemaltecas en general, tienen cierta idea de las pérdidas económicas que les ocasionan las interrupciones del suministro eléctrico debido a perturbaciones de voltaje, pero no tienen bien claro qué tipo de interrupciones son las protagonistas principales, ni quien es el responsable de garantizar la buena calidad del servicio eléctrico. Parte de ello es debido a que no se cuenta con suficiente información acerca de las perturbaciones de voltaje, tanto referente a causas como a efectos y métodos de mitigación.

En el presente trabajo se tratan a profundidad las perturbaciones de voltaje enfocándose a los huecos de tensión (*sags o dips*) por ser los de mayor importancia debido a su frecuencia de ocurrencia. El primer capítulo trata generalidades de la calidad de la potencia haciendo referencia a normas nacionales e internacionales; el segundo capítulo se dedica a las características de las subtensiones o huecos (*sags*) y a la teoría que los respalda. El tercer capítulo aborda las causas de las subtensiones enfatizando que se trata de un fenómeno conjunto del cual son responsables tanto las empresas suministradoras del servicio como los usuarios. Los efectos que tienen los huecos de tensión en los equipos eléctricos se estudian en el cuarto capítulo. En el quinto capítulo se estudian las pérdidas económicas que los huecos de voltaje causan a la industria guatemalteca y también el costo de las interrupciones. Para completar el estudio, en el sexto y último capítulo se presentan las soluciones a las subtensiones y en general, los métodos de mitigación de los huecos de voltaje (*sags o dips*).

OBJETIVOS

◆ **General**

Impulsar la creación e implementación de normas, por parte de las entidades encargadas, que contemplen los huecos de tensión como fenómenos que afectan seriamente la calidad del servicio eléctrico y la economía en nuestro país; al mismo tiempo incentivar al sector industrial guatemalteco a tomar decisiones y acciones bien fundamentadas que permitan mitigar en el mayor porcentaje posible los huecos de tensión y de esta manera elevar su productividad y competitividad promoviendo el desarrollo económico de Guatemala.

◆ **Específicos**

1. Presentar una breve y consistente información acerca de la calidad de la potencia y el servicio eléctrico en nuestro país: la normalización, la corrección, la penalización, etc.
2. Establecer las causas de los huecos de tensión tanto por parte del suministrador del servicio eléctrico como por parte de los usuarios.
3. Caracterizar los huecos de tensión a fin de que puedan ser identificados.
4. Identificar los efectos que los huecos de tensión tienen en todos los equipos eléctricos domésticos e industriales.
5. Cuantificar cualitativa y cuantitativamente las pérdidas económicas que los huecos de tensión causan a la industria guatemalteca.
6. Presentar de una forma concisa las soluciones actuales que pueden mitigar los huecos de tensión en el mayor grado posible.

INTRODUCCIÓN

En Guatemala actualmente impera una actitud hermética por parte del sector industrial en cuanto a la información que puede o no darse a personas externas a su organización. Esta es una razón de peso que en su momento obstaculizó la realización del presente trabajo. Por otro lado, en Guatemala hay poca información disponible para los usuarios acerca de este tema. En otros países el fenómeno de los huecos de tensión ya cuenta con dos o tres décadas de investigación. Se tiene una vaga idea de las consecuencias económicas que los huecos de voltaje ocasionan y se piensa que las soluciones actualmente disponibles no son económicamente viables.

Por estas razones, en el presente estudio se presenta la información necesaria que cumple con los objetivos planteados anteriormente haciendo una clasificación coherente de la misma siguiendo el patrón causa-efecto. Primero es necesario conocer a fondo a los protagonistas que son las subtensiones o huecos de voltaje (*sags & dips*); cómo se generan, cómo se presentan, cómo interactúan con el equipo eléctrico. Luego es necesario estudiar las consecuencias técnicas y económicas que ellos provocan al sector doméstico e industrial en Guatemala. Finalmente debe darse la información necesaria para impulsar la mitigación de los mismos.

Afortunadamente, se contó con suficiente información respaldada por organizaciones internacionales como *IEEE* e *IEC*, la cual sirvió de base para el presente estudio, con la valiosa colaboración de ingenieros expertos guatemaltecos integrantes tanto de la CNEE como del AMM.

1. GENERALIDADES

1.1 Calidad de la potencia

No todos están de acuerdo con el uso del término calidad de la potencia, pero si están de acuerdo que este ha llegado a ser un aspecto muy importante del despacho de potencia especialmente desde la segunda mitad de los 1990s. Hay mucho desacuerdo acerca de qué involucra la calidad de la potencia actualmente; por lo tanto cada uno tiene su propia interpretación.

1.1.1 Interés en la calidad de la potencia

Las empresas alrededor de todo el mundo han trabajado por décadas en el mejoramiento de lo que ahora es conocido por calidad de la potencia. La mención más vieja de este término calidad de la potencia ha sido registrada en un periódico de 1968. El recientemente incrementado interés en la calidad de la potencia puede ser explicado en varias maneras. Las principales explicaciones se resumen seguidamente.

Sensibilidad de los equipos. Los equipos electrónicos y la electrónica de potencia han llegado a ser especialmente mucho más sensibles que sus contrapartes de hace 10 ó 20 años. Además, también las compañías han llegado a ser más sensibles a las pérdidas del tiempo de producción debido a sus reducidos márgenes de ganancia.

Los equipos causan disturbios de voltaje. El disparo de los equipos debido a disturbios en las fuentes de potencia se describe frecuentemente por los clientes como mala calidad de la potencia. Las empresas por el otro lado, frecuentemente ven los disturbios debidos a los equipos del lado del usuario como el principal problema en la calidad de la potencia. Los equipos electrónicos y de potencia modernos no solo son sensibles a los disturbios de tensión, sino también causan disturbios a otros clientes. El uso creciente de equipos convertidores de velocidad ha propiciado un gran aumento en los disturbios de voltaje.

Creciente necesidad de estandarización y criterios de ejecución. El consumidor de energía eléctrica usualmente es visto por la mayoría de las generadoras simplemente como una carga. Las interrupciones y otros disturbios de voltaje fueron parte del trato, y la generadora decide lo que es razonable. Algún consumidor que no ha sido satisfecho con la confiabilidad y calidad ofrecida tiene que pagar al generador para mejorar el suministro.

Ahora las generadoras o plantas tienen que tratar a los consumidores como clientes. Aun si la generadora no necesita reducir el número de disturbios de tensión, ésta debe cuantificarlos de una manera u otra. La electricidad es vista como un producto con ciertas características, que deben ser medidas, previstas, garantizadas, mejoradas, etc.

La competencia abierta. En el pasado un consumidor debía tener un contrato con su distribuidor local quien podía entregar la energía eléctrica con una calidad y confiabilidad dadas. Ahora el consumidor puede comprar energía eléctrica en alguna otra parte, la capacidad de transporte por otro lado y pagar a la empresa local, para la conexión efectiva al sistema. No está muy claro quien es el responsable de la confiabilidad y la calidad de la potencia.

Las empresas quieren despachar un buen producto. Algo que es olvidado frecuentemente en el calor de la discusión es que muchos de los desarrollos de la calidad de la potencia se han manejado por las empresas. La mayoría de empresas simplemente quiere despachar un buen producto, y se han estado comprometiendo con esto por décadas.

El suministro de potencia ha llegado a ser demasiado bueno. Parte del interés en el fenómeno, como huecos de tensión y distorsión armónica, es debido a la alta calidad del suministro de voltaje. Las largas interrupciones han venido a ser muy raras en la mayoría de países industrializados y el consumidor erróneamente ha adquirido la impresión que la electricidad es algo que siempre está disponible y siempre de alta calidad, o al menos algo que siempre debería ser así.

La calidad de la potencia puede ser medida. La disponibilidad de aparatos electrónicos para medir y mostrar las formas de onda ha contribuido ciertamente al interés en la calidad de la potencia.

1.1.2 Calidad de la potencia, calidad del voltaje

Ha habido una gran cantidad de argumentos acerca de qué término usar para la interacción empresa-consumidor (sistema-carga). Muchas personas usan el término calidad de potencia aunque este término es propenso a ser criticado. La principal objeción contra el uso de este término es que uno no puede hablar acerca de la calidad de una cantidad física como la potencia. Despreciando las objeciones, en el presente trabajo se usará el término calidad de la potencia, aún pensando que no da una descripción perfecta del fenómeno. La *IEEE* usa el término calidad de potencia a través de *SCC 22 (Standard Coordinating Committee)*.

Sin embargo la *International standards setting organization in electrical engineering* aún no usa este término en algunas de sus normas. En lugar de esto usa el término compatibilidad electromagnética, el cual guarda una estrecha superposición entre los dos términos.

En Guatemala existe un ente encargado de velar porque el servicio de energía eléctrica recibida por los usuarios sea de calidad. Dicho ente es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) creada por el decreto gubernativo 93-96 del Congreso de la República. La CNEE considera que la energía eléctrica en realidad es un bien que encierra varias características indicativas de su calidad y que además puede comercializarse como si se tratase de algún bien tangible lo describe en sus normas NTCSTS (Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones) y NTSD (Normas Técnicas del Servicio de Distribución) como producto. La norma NTSD en su título IV llamado Calidad del producto suministrado por el distribuidor y capítulo I llamado Generalidades contiene un artículo (artículo 17) relacionado con la evaluación de la calidad del producto suministrado por el distribuidor. También contiene un artículo (artículo 18) relacionado con la evaluación de la incidencia que tiene el usuario en la calidad del producto.

La calidad de la potencia eléctrica está estrechamente relacionada con el generador, el transportista, el distribuidor y el usuario ya que cada uno de ellos puede influenciarla ventajosa o desventajosamente. De acuerdo con la CNEE la potencia eléctrica, tiene tres características principales medibles y cuantificables que indican numéricamente la calidad de la misma. Dichas características son:

- ◆ Regulación de tensión
- ◆ Distorsión armónica y
- ◆ *Flicker*

En los próximos párrafos se verá en algún detalle cada uno de los términos implicados en la calidad de la potencia eléctrica y su incidencia en la misma.

Calidad de voltaje. Conciernen las desviaciones del voltaje de su ideal. El voltaje ideal es una onda senoidal monofrecuencia de magnitud y frecuencia constantes. La limitación de este término es que sólo cubre los aspectos técnicos, y que aun dentro de esos aspectos técnicos, desprecia las distorsiones de la corriente. Podría ser interpretado como la calidad del producto entregado por la empresa a los consumidores.

Calidad de la corriente. La calidad de la corriente concierne con las desviaciones de la corriente de su ideal. La corriente ideal es de nuevo una onda senoidal monofrecuencia de magnitud y frecuencia constantes. Un requerimiento adicional es que esta onda senoidal esté en fase con la del suministro de voltaje. De esta manera mientras la calidad del voltaje tiene que ver con el despacho de la empresa al consumidor, la calidad de la corriente concierne con lo que el consumidor toma de la empresa.

Calidad de la potencia. Es la combinación de la calidad del voltaje y la calidad de la corriente. Esta calidad de la potencia concierne con las desviaciones de voltaje y/o corriente de su ideal no con las desviaciones del producto del voltaje por la corriente.

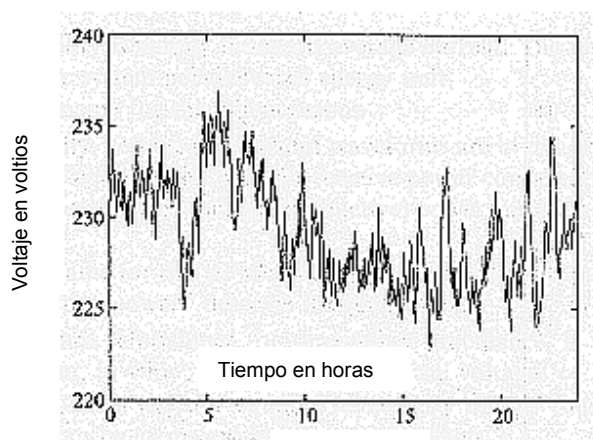
Calidad de suministro. Incluye una parte técnica (la calidad del voltaje ya discutida) más una parte no técnica, algunas veces referida como calidad del servicio. El último cubre la interacción entre consumidor y empresa o distribuidor, la velocidad con la que la empresa de suministro reacciona a los reclamos o demandas, o la transparencia del entendimiento de la tarificación.

Calidad del consumo. Podría ser el término complementario de la calidad del suministro. Podría contener la calidad de la corriente y además, qué tan exacto es el consumidor para pagar el recibo de la electricidad. En las normas del *IEC* es usado el término compatibilidad electromagnética (*EMC* por *Electromagnetic Compatibility*). Dentro de la compatibilidad electromagnética se usan dos términos importantes: la emisión es la contaminación electromagnética producida por un aparato; la inmunidad es la habilidad del aparato para resistir la contaminación electromagnética.

1.2 Variaciones del voltaje

Las variaciones del voltaje y corriente son desviaciones relativamente pequeñas de las características del voltaje o corriente alrededor de sus valores nominales o ideales. Los dos ejemplos básicos son la magnitud y frecuencia del voltaje. Para describir tal desviación en una forma estadística, debe usarse la densidad de probabilidad o función de la distribución de probabilidad. La figura 1 muestra una variación ficticia de la magnitud del voltaje como función del tiempo.

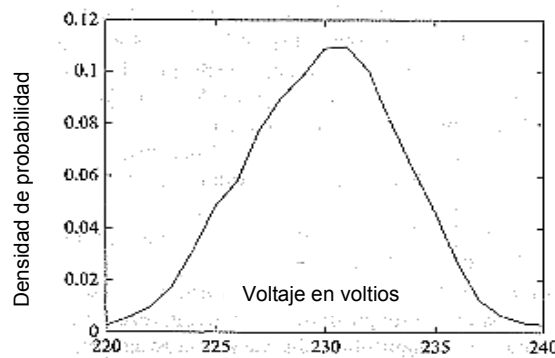
Figura 1. Voltaje como función del tiempo



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 7

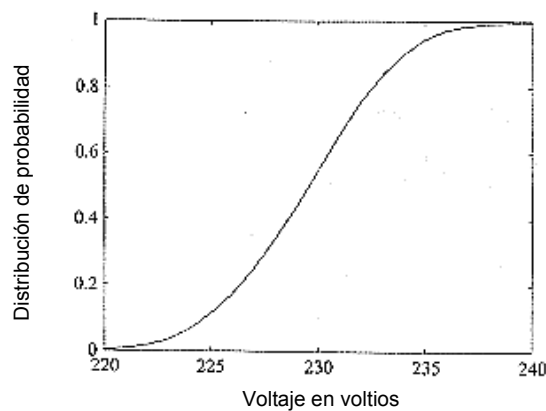
La distribución fundamental fue una distribución normal con un valor especificado de 230 V y una variación estándar de 11.9 V. Un conjunto de muestras independientes de esta distribución se filtra por medio de un filtro pasa bajos para prevenir cambios de corto tiempo demasiado grandes o significativos. La función de densidad de probabilidad de la magnitud del voltaje se muestra en la figura 2. La función de la distribución de probabilidad (la integral de la función de densidad) da la información directamente. La función de la distribución de probabilidad para esta variación se muestra en la figura 3.

Figura 2. Densidad de probabilidad del voltaje



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 7

Figura 3. Distribución de la probabilidad del voltaje



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 8

Según el artículo 22 de la norma NTCSTS y el artículo 23 de la norma NTSD de la CNEE, en Guatemala se considera que la energía eléctrica es de mala calidad cuando, en un lapso de tiempo mayor al cinco por ciento, del correspondiente al período de medición mensual, las mediciones muestran que la regulación de tensión ha excedido el rango de tolerancias establecidas. La regulación de tensión está estrechamente relacionada con las variaciones de voltaje.

1.2.1 Variación de la magnitud del voltaje

Aumenta o disminuye la magnitud del voltaje debido a

- ◆ Variaciones de la carga total de un sistema de distribución o parte de ésta;
- ◆ Acciones de los *taps* de los transformadores;
- ◆ Conmutación de bancos de capacitores o reactores.

La *IEC* usa el término variación de voltaje en vez de variación de la magnitud del voltaje. La CNEE y la *IEEE* parecen no darle nombre a este fenómeno. Las variaciones muy rápidas de la magnitud del voltaje son conocidas como fluctuaciones precisamente por su corta duración.

1.2.2 Variaciones de la frecuencia del voltaje

Así como la magnitud, también la frecuencia del suministro de voltaje no es constante. La variación de la frecuencia del voltaje es debida al desbalance entre carga y generación. También se usa el término desviación de frecuencia. Los transitorios de corta duración de frecuencia debidos a cortocircuitos y fallas en estaciones de generación frecuentemente son incluidos en las variaciones de la frecuencia del voltaje, aunque pueden describirse mejor como eventos.

La IEC usa el término variación de frecuencia de la potencia; La *IEEE* usa el término variación de frecuencia y la CNEE (Comisión Nacional de energía Eléctrica) en Guatemala la tiene contemplada en términos de la distorsión armónica.

1.2.3 Fluctuación de voltaje

Si la magnitud del voltaje varía, el flujo de potencia al equipo normalmente también variará. Si las variaciones son suficientemente grandes o en un cierto rango de frecuencias críticas, se afecta el desempeño del equipo. Los casos en los cuales las variaciones de voltaje afectan el comportamiento de la carga son raros, con la excepción de la carga lumínica (de alumbrado). Si la iluminación de una lámpara varía con frecuencias entre 1 Hz y 10 Hz, los ojos son muy sensitivos a tales variaciones y sobre cierta magnitud, el parpadeo resultante de la luz puede llegar a ser bastante perturbador. Es precisamente la sensibilidad del ojo humano la que explica el interés en este fenómeno. La variación rápida de la magnitud del voltaje es llamada parpadeo lumínico (o en inglés *light flicker*).

La intensidad de parpadeo puede tratarse como una variación, tal como la variación de la magnitud del voltaje. Además, puede ser graficada como una función del tiempo, y se pueden obtener la densidad de probabilidad y la función de distribución. La CNEE utiliza en ambas normas, NTCSTS y NTSD únicamente el término *flicker*. Los términos fluctuación de voltaje y parpadeo lumínico (*voltage fluctuation* y *light flicker*) son usados por ambos, la *IEC* y la *IEEE*.

1.2.4 Distorsión armónica de voltaje

La forma de onda del voltaje nunca es exactamente una onda de frecuencia senoidal monofásica. Este fenómeno se llama distorsión armónica de voltaje o simplemente distorsión de voltaje. Si una onda es periódica, puede describirse como la suma de ondas senoidales con múltiplos de frecuencia de la frecuencia fundamental. Las componentes no fundamentales son llamadas distorsión armónica. Hay tres contribuciones a la distorsión armónica de voltaje:

- a) El voltaje generado por una máquina síncrona no es exactamente senoidal debido a pequeñas desviaciones de la forma ideal de la máquina.
- b) El sistema de potencia que transporta la energía eléctrica de las estaciones generadoras a las cargas no es completamente lineal, aunque la desviación es pequeña.

El creciente uso de elementos electrónicos de potencia para el control del flujo de potencia y voltaje (*Flexible AC Transmisión System* o *FACTS*) conlleva el riesgo de incrementar la cantidad de distorsión armónica originada en el sistema de potencia. La misma tecnología también ofrece la posibilidad de remover una gran parte de la distorsión armónica originada en cualquier lugar en el sistema o en la carga.

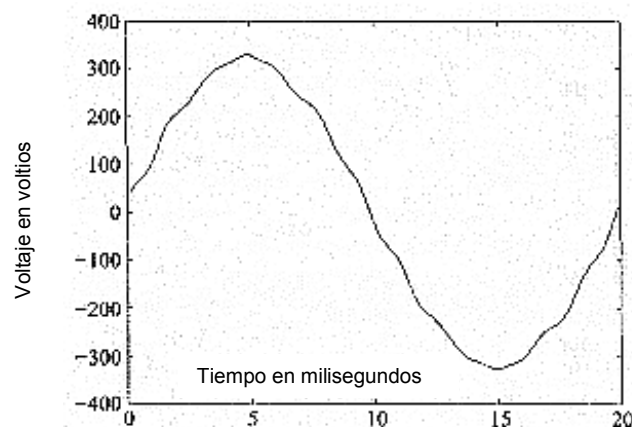
La principal contribución a la distorsión armónica de voltaje es debido a la carga no lineal. Una creciente parte de la carga es alimentada a través de convertidores electrónicos de potencia conllevando una corriente no senoidal. Los componentes armónicos de corriente causan componentes armónicos de voltaje, y consecuentemente un voltaje no senoidal en el sistema.

En las figuras 4 y 5 se muestran dos ejemplos de voltaje distorsionado. El voltaje mostrado en la figura 4 contiene principalmente componentes armónicos de bajo orden (5, 7, 11, y 13 en este caso). El voltaje mostrado en la figura 5 ilustra componentes armónicos de alta frecuencia.

El término distorsión armónica es usado muy comúnmente, y distorsión es un término de la IEC que se refiere a los componentes de las cargas que toman corriente armónica. Dentro de la *IEEE* el término distorsión se refiere a la distorsión armónica; también factor de distorsión y distorsión de voltaje.

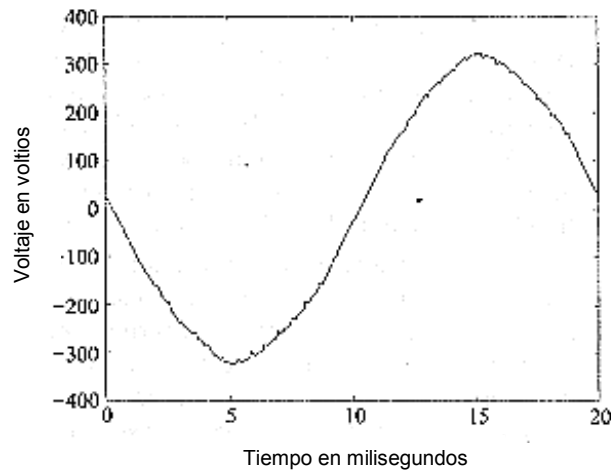
Por su parte la CNEE en su normas NTSD, específicamente en sus artículos 31, 32, 33, 34 y 35, hace hincapié en la distorsión armónica de la tensión debido a las consecuencias que ésta puede tener en la calidad de la potencia eléctrica. También trata este asunto en los artículos 25, 26 y 27 de la norma NTCSTS.

Figura 4. Voltaje distorsionado con armónicos de orden menor



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 11

Figura 5. Voltaje distorsionado con armónicos de orden mayor



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 11

1.2.5 Componentes interarmónicos de voltaje y corriente

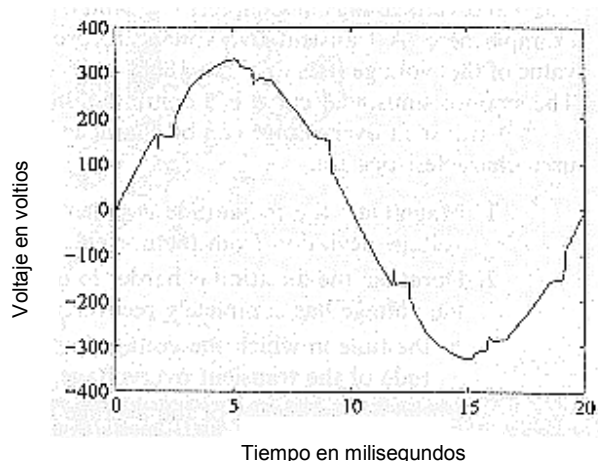
Algunos equipos producen componentes de corriente con una frecuencia que no es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental. Algunos ejemplos son los cicloconvertidores y algunos tipos de controladores de calor. A estos componentes de la corriente se les refiere como componentes interarmónicos. Su magnitud es normalmente pequeña lo suficiente como para no causar ningún problema, pero algunas veces pueden excitar resonancia inesperada entre las inductancias y bancos de capacitores. Son más peligrosos los componentes de voltaje y la corriente con una frecuencia por debajo de la fundamental, referida como distorsión subarmónica. Las corrientes subarmónicas pueden llevar a la saturación de transformadores y dañar a los generadores sincrónicos y las turbinas.

1.2.6 Muestras periódicas de voltaje (*periodic voltage notching*)

Nota: debido a la carencia de un término castellano que defina con exactitud el concepto que implica el vocablo inglés *notching*, en el presente trabajo se empleará dicho vocablo literalmente. En rectificadores trifásicos la conmutación de un diodo o tiristor a otro crea un cortocircuito con una duración menor que 1 ms, que resulta en una reducción en el voltaje de la fuente. Este fenómeno es llamado *voltage notching* o simplemente *notching*. El *notching* principalmente resulta en armónicos de mayor orden, que frecuentemente no se consideran en la ingeniería de potencia. Una manera más apropiada de caracterización es a través de la profundidad y la duración de la muesca en combinación con el punto en la onda senoidal en la cual comienza la muesca.

Un ejemplo de *notching* de voltaje se muestra en la figura 6. Esta forma de onda de voltaje fue causada por un variador de velocidad en el cual se usó una gran reactancia para mantener la corriente dc constante.

Figura 6. Notching de voltaje



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 13

1.2.7 Ruido de voltaje de alta frecuencia

La fuente de voltaje contiene componentes que no son periódicos del todo. Estos pueden ser llamados ruido. Los hornos de arco son una fuente importante de ruido. Pero también la combinación de muchas diferentes cargas no lineales puede llevar a ruidos de voltaje. El ruido puede estar presente entre los conductores de fase o causando un voltaje igual en todos los conductores.

1.3 Eventos

Los eventos son fenómenos que sólo pasan de vez en cuando. Una interrupción del suministro de voltaje es el ejemplo más conocido. Esto puede ser visto, en teoría, como una variación extrema en la magnitud del voltaje, y puede ser incluido en la función de distribución de probabilidad de la magnitud del voltaje. Podría no dar información de utilidad; podría de hecho dar la indisponibilidad del suministro de voltaje. Los eventos pueden ser mejor descritos a través del tiempo entre eventos, y las características de los eventos; ambos en el sentido estocástico.

La CNEE (Comisión Nacional de Energía Eléctrica) en Guatemala tiene contemplados todos los tipos de eventos en una sola denominación llamada calidad del servicio técnico. En tal denominación resaltan 5 subdivisiones llamadas indisponibilidades, desconexiones y reducción a la capacidad de transporte, estrechamente relacionadas con la calidad del servicio. Se considerará como indisponibilidad toda falla que impida o restrinja la circulación del flujo eléctrico a los participantes del sistema de transporte, incluyendo la indisponibilidad forzada de líneas, la indisponibilidad del equipo de compensación, la indisponibilidad programada, las desconexiones automáticas y la reducción a la capacidad de transporte.

La norma NTSD de la CNEE tiene destinado todo un capítulo (capítulo II del título VI) a las interrupciones. Se considerará como interrupción toda falta de servicio de energía eléctrica en el punto de entrega. El mencionado capítulo trata asuntos como: índices en el artículo 55, tolerancias en el artículo 56, control de las interrupciones en el artículo 57 e indemnización por interrupciones en el artículo 58.

1.3.1 Interrupciones

Según la norma NTSD de la CNEE en su artículo 54 se considerará como interrupción toda falta de servicio de energía eléctrica en el punto de entrega. Además, la citada norma contiene todo un capítulo (capítulo II del título VI) para tratar con las interrupciones. En el artículo 55 se considera el índice de calidad para las interrupciones, en el 56 las tolerancias para las interrupciones, y finalmente en el 57 se trata el control para las interrupciones. En el artículo 58 se trata a detalle el asunto de la indemnización por interrupciones, de acuerdo al período que se esté evaluando y al grupo de usuarios que se esté considerando. Una interrupción de voltaje, interrupción del suministro, o solamente interrupción es una condición en la cual el voltaje en las terminales de la alimentación es cercano a cero. La CNEE se limita a considerar una interrupción como la falta de servicio sin subrayar ningún valor en particular. La *IEC* define cercano a cero como menor a 1% del voltaje nominal y la *IEEE* como menor a 10%.

Las interrupciones de voltaje normalmente son iniciadas por fallas que disparan las medidas de protección. Otras causas de interrupción de voltaje son las operaciones de protección cuando no hay una falla presente (o la así llamada protección de falso disparo), el rompimiento de conductores que no disparan las medidas de protección, y las operaciones de intervención.

Puede hacerse una distinción adicional entre interrupciones planificadas e interrupciones accidentales. La primera permite al usuario final tomar medidas preventivas para reducir el impacto. Las interrupciones también pueden subdividirse basadas en su duración, así como basadas en la forma de restablecer la alimentación:

- ◆ Conmutación automática
- ◆ Conmutación manual
- ◆ Reparación o reemplazo del componente fallado

Varias terminologías están en uso para distinguir entre ellas. En general la CNEE globaliza estos eventos llamándolos indisponibilidad distinguiendo entre indisponibilidad forzada, indisponibilidad programada, desconexiones automáticas, reducción de carga y déficit reactivo. La norma NTSD de la CNEE no especifica algún período de tiempo como distintivo entre una interrupción larga o una interrupción corta. La *IEC* usa el término largas interrupciones para interrupciones con duraciones mayores a 3 minutos y el término cortas interrupciones para interrupciones que duran menos de 3 minutos. Dentro de la *IEEE* son usados y mantenidos los términos momentánea y temporal, pero diferentes documentos dan diferentes valores de duración.

1.3.2 Subtensiones (*undervoltages*)

Las subtensiones de varias duraciones se conocen bajo diferentes nombres. Las subtensiones de corta duración son llamadas *voltage sags* o *voltage dips*. La *IEC* prefiere el último término. Dentro de la *IEEE* y en muchos artículos y documentos de conferencias acerca de la calidad de la potencia, es usado el término *voltage sag*. Las subtensiones de larga duración son referidas simplemente como subtensiones.

Un *voltage sag* es una reducción en la magnitud del voltaje de alimentación seguida por una recuperación después de un corto período de tiempo. Cuando en realidad se habla de una reducción en la magnitud del voltaje de duración finita (o *voltage dip* en terminología *IEC*) se mantiene un punto de debate, aunque la definición oficial es clara respecto a esto. De acuerdo a la *IEC*, un hueco de tensión (*voltaje dip*) es una reducción súbita en el voltaje de alimentación a un valor entre 90% y 1% del voltaje nominal, seguida por una recuperación entre 10 ms y 1 minuto después.

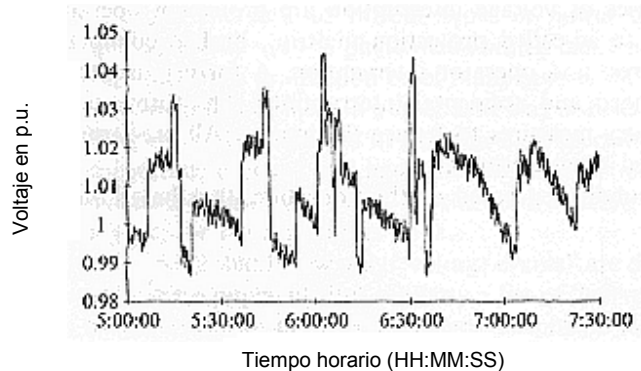
Para la *IEEE* una caída de voltaje es únicamente una depresión (*sag*) si el voltaje de duración del *sag* está entre 10% y 90% del voltaje nominal. Los *voltage sags* son causados mayormente por fallas de cortocircuitos en el sistema y por el arranque de grandes motores.

1.3.3 Escalones de magnitud del voltaje (*voltage magnitude steps*)

La conmutación de carga, y acciones de conmutación en el sistema (por ejemplo, bancos de capacitores) pueden llevar a cambios súbitos en la magnitud del voltaje. De tal manera que un escalón de magnitud del voltaje es llamado cambio rápido del voltaje o cambio del voltaje.

Normalmente ambos, el voltaje antes y después del escalón están en el rango de operación normal (típicamente de 90% a 110% del voltaje nominal). En la figura 7 se muestra un ejemplo de escalones de magnitud de voltaje. La figura muestra un registro de 2.5 horas del voltaje en un sistema de distribución de 13.5 kV. El escalón en la magnitud del voltaje es debido a la operación de un transformador pasatapas a varios niveles de voltaje.

Figura 7. Escalones de voltaje, debido a la operación de pasatapas



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 17

1.3.4 Sobretensiones (*overvoltages*)

A los eventos de sobretensión se les han dado varios nombres basados en su duración. Sobretensiones de muy corta duración y alta magnitud, son llamadas sobretensiones transitorias (*transient overvoltages*), púas de voltaje (*voltage spikes*), o *voltage surges*. Este término es bastante confuso debido que a veces se usa para referirse a sobretensiones con duración entre cerca de 1 ciclo y 1 minuto. Este evento es más correctamente llamado protuberancia de voltaje (*voltage swell*) o sobretensión de potencia de frecuencia temporal (*temporary power frequency overvoltage*). Sobretensiones de mayor duración son referidas simplemente como sobretensiones. Las sobretensiones de larga y corta duración son originadas por descargas electro atmosféricas o rayos, operaciones de conmutación, reducción súbita de carga, cortocircuitos monofásicos, y no linealidades entre otras razones.

Una resonancia entre la reactancia magnetizante no lineal de un transformador y una capacitancia (ya sea un banco de capacitores o un cable subterráneo) puede llevar a grandes sobretensiones de larga duración. Este fenómeno es llamado ferresonancia.

1.3.5 Eventos rápidos de voltaje (*fast voltage events*)

Los eventos de voltaje con muy corta duración, típicamente un ciclo o menos de la frecuencia del sistema de potencia, son referidos como transitorios, subtensiones o subvoltajes transitorios, transitorios de voltaje, o fallas en la forma de onda. El término transitorio no es totalmente correcto, éste debería ser usado únicamente para la transición entre dos estados estables. Los eventos debidos a las acciones de conmutación podrían, bajo tal definición, ser llamados transitorios.

1.3.6 Desfasamiento angular y desbalance trifásico

Se verá más adelante que un *sag* de voltaje está frecuentemente asociado con un salto del ángulo de fase y algún desbalance trifásico. Un pensamiento interesante es que haya o no un salto en el ángulo de fase sin una caída en la magnitud del voltaje podría ser llamado *sag* de voltaje. Tal evento podría ocurrir cuando uno de dos alimentadores paralelos es sacado de operación.

2. CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBTENSIONES, HUECOS O MUESCAS (SAGs & DIPs)

2.1 Introducción

Nota: a fin de habituarse al uso de los términos inglés y castellano que definen el mismo concepto, en lo siguiente se hará referencia indistintamente a un hueco de tensión o a un hueco de voltaje así como a un *sag*.

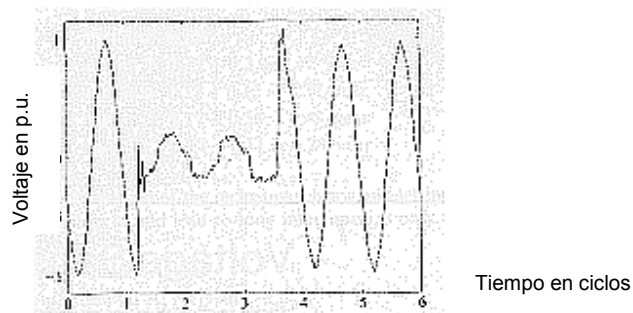
Los *sags* de voltaje son reducciones de corta duración en el valor eficaz del voltaje, causados por cortocircuitos, sobrecargas, y arranques de grandes motores. El interés en los *sags* de voltaje se debe principalmente a los problemas que ellos causan en muchos tipos de equipos: variadores de velocidad, equipos de control de procesos, y computadoras cuya sensibilidad es notoria. Algunas piezas del equipo se disparan cuando el voltaje eficaz cae bajo el 90% por más de uno o dos ciclos.

Como se verá más adelante, será claro que tales piezas de los equipos se dispararán decenas de veces al año. Si este es el equipo de control de un molino de papel, uno podría imaginar que el daño debido al *sag* de voltaje puede ser enorme. Por su puesto, un *sag* de voltaje no es tan perjudicial a la industria como una interrupción (larga o corta). Pero debido a que hay muchos más *sags* que interrupciones el daño total debido a los *sags* es aún mayor. Las interrupciones cortas y la mayoría de las interrupciones largas se originan en la red de distribución local. Sin embargo, los *sags* de voltaje en las terminales del equipo pueden ser debidos a fallas de cortocircuitos a miles de kilómetros en el sistema de transmisión.

Un *sag* es así mucho más un problema global que una interrupción. Reducir el número de interrupciones requiere típicamente mejoramientos en un alimentador. Reducir el número de *sags* requiere mejoramientos en muchos alimentadores, y aún frecuentemente en líneas de transmisión muy lejanas.

Un ejemplo de un *sag* debido a una falla de corto circuito se muestra en la figura 8. Puede verse que la amplitud del voltaje cae a un valor cercano a 20% del voltaje anterior al evento por cerca de dos ciclos. Después de estos dos ciclos se regresa al voltaje anterior al *sag*. Estas, magnitud y duración, son las características principales de un *sag*. Puede concluirse de la figura 8 que la magnitud y duración no caracterizan completamente a un *sag*. La duración de un *sag* contiene gran cantidad de componentes de alta frecuencia. También el voltaje muestra un pequeño rebase inmediatamente después del *sag*.

Figura 8. Hueco de tensión debido a una falla de cortocircuito

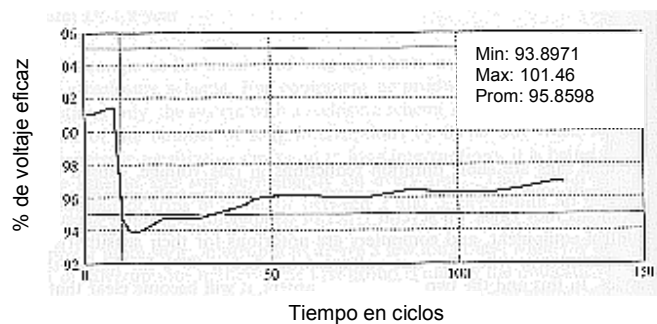


Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*, pág. 140

La mayor parte del interés actual en los *sags* de voltaje (o simplemente *sags*) está dirigido a los *sags* debidos a fallas de cortocircuito. Estos *sags* son los que causan la mayoría de disparos de los equipos. Pero también el arranque de motores de inducción produce *sags*. La figura 9 da un ejemplo de tales *sags*.

El voltaje eficaz es calculado típicamente cada ciclo o cada medio ciclo de la frecuencia del sistema de potencia. Los sags debidos a los arranques de motores de inducción duran mucho más que aquellos debidos a cortocircuitos. Las duraciones típicas son segundos a decenas de segundos.

Figura 9. Hueco de tensión debido a un motor de inducción



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*, pág. 140

2.2 Magnitud de un hueco de tensión (*voltage sag magnitude*)

2.2.1 Monitoreo

La magnitud de un hueco de tensión puede determinarse en varias maneras. La mayoría de monitores existentes obtienen la magnitud del hueco del voltaje eficaz. Pero esta situación bien podría cambiar en el futuro. Hay muchas maneras alternativas de cuantificar el nivel de voltaje. Dos ejemplos obvios son la magnitud de la componente fundamental del voltaje (frecuencia de la potencia) y el pico de voltaje sobre cada ciclo o medio ciclo.

Mientras el voltaje sea senoidal, no importa si se usa el voltaje eficaz, o voltaje fundamental, o picos de voltaje para obtener la magnitud del hueco. Sin embargo, frecuentemente la duración de un hueco de tensión no es el caso.

2.2.1.1 Voltaje eficaz

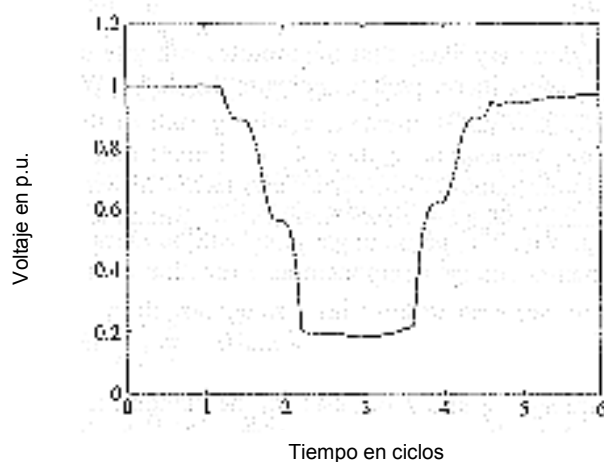
Debido a que inicialmente un hueco de tensión es registrado como puntos muestrales en el tiempo, el voltaje eficaz tendrá que ser calculado de los voltajes muestrales en el dominio del tiempo. Esto puede hacerse al usar la siguiente ecuación:

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i^2} \quad (2.1)$$

donde N es el número de muestras por ciclo y v_i son los voltajes muestrales en el dominio del tiempo.

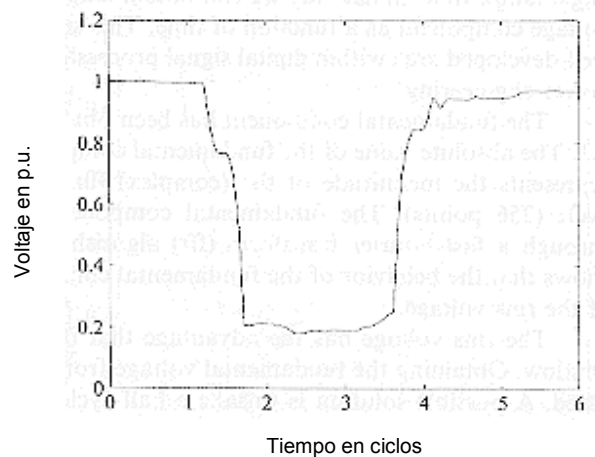
El algoritmo descrito por (2.1) ha sido aplicado al hueco mostrado en la figura 8. El resultado se muestra en la figura 10 y en la figura 11.

Figura 10. Voltaje eficaz de un ciclo



$$V_{rms}(k) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=k-N+1}^{i=k} v_i^2} \quad (2.2)$$

Figura 11. Voltaje eficaz de un medio ciclo



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*, pág. 141

Con un número de muestras por ciclo ($N=256$) de 256, puede verse que el voltaje eficaz no cae inmediatamente a un valor muy bajo pero toma un ciclo para la transición. También que el valor eficaz durante el hueco no es completamente constante y que el voltaje no se recupera inmediatamente después de la falla.

Una observación sorprendente es que el voltaje eficaz inmediatamente después de la falla es solamente cercano del 90% del voltaje pre-hueco. En la figura 8 se puede ver en cambio que el voltaje en el dominio del tiempo muestra una pequeña sobretensión. En la figura 11 el voltaje eficaz ha sido calculado sobre 128 puntos precedentes, es decir, $N=128$ en la ecuación (2.2). La transición ahora toma lugar en medio ciclo. Una ventana menor a medio ciclo no es útil.

La longitud de la ventana debió ser un múltiplo entero de medio ciclo. Alguna otra longitud de ventana producirá una oscilación en el resultado con una frecuencia igual a dos veces la frecuencia fundamental.

Para ambas figuras el voltaje eficaz ha sido calculado después de cada ejemplo. En monitoreos de la calidad de la potencia, se hace típicamente una vez por ciclo.

$$V_{rms}(kN) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=(k-1)N+1}^{i=kN} v_i^2} \quad (2.3)$$

Es así como tal monitoreo dará un valor con una magnitud intermedia antes de que su magnitud de voltaje eficaz decaiga.

2.2.1.2 Componente fundamental del voltaje

Usar la componente fundamental del voltaje tiene la ventaja que el desfase en el ángulo de fase puede ser determinado en la misma forma. La componente fundamental del voltaje como una función del tiempo puede ser calculada como:

$$V_{fund}(t) = \frac{2}{T} \int_{t-T}^t v(\tau) e^{j\omega_o \tau} d\tau \quad (2.4)$$

donde $\omega_o = \frac{2\pi}{T}$ y T un ciclo de la frecuencia fundamental.

Este resultado es un voltaje complejo como una función del tiempo. El valor absoluto de este voltaje complejo es la magnitud del voltaje como una función del tiempo; su argumento puede usarse para obtener el desfase en el ángulo. De manera similar se puede obtener la magnitud y ángulo de fase de una componente armónica de voltaje como una función del tiempo.

El así llamado análisis tiempo-frecuencia es un área bien desarrollada dentro del procesamiento de señales digitales con un gran potencial de aplicación en la ingeniería de potencia.

Una posible solución es tomar una ventana de medio ciclo y calcular el segundo medio ciclo usando

$$\cos(\omega t + \phi + \pi) = -\cos(\omega t + \phi) \quad (2.5)$$

Sean $v_i, i = 1 \dots \frac{N}{2}$ las muestras de voltajes sobre una ventana de medio ciclo.

El voltaje fundamental se obtiene al tomar la transformada de Fourier de la siguiente serie:

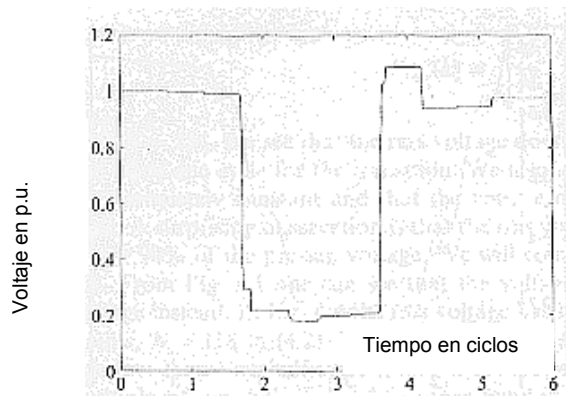
$$v_1 \dots v_{\frac{N}{2}}, -v_1 \dots -v_{\frac{N}{2}} \quad (2.6)$$

2.2.1.3 Pico de voltaje

El pico de voltaje como función del tiempo se obtiene al usar la expresión:

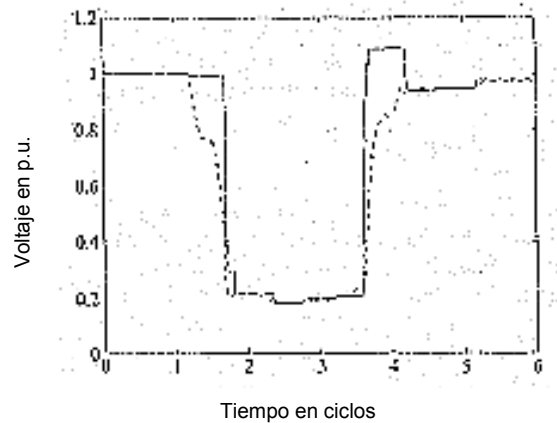
$$V_{pico} = 0 < \tau < T^{\max |v(t-\tau)|} \quad (2.7)$$

Figura 12. Voltaje pico de medio ciclo



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 144

Figura 13. Comparación entre voltaje eficaz y pico de medio ciclo



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*, pág. 144

con $v(t)$ la forma de onda del voltaje muestreado y T un múltiplo entero de un medio ciclo.

En la figura 12, para cada muestra se ha calculado el máximo del valor absoluto del voltaje procedente al medio ciclo. Este pico de voltaje muestra una abrupta caída y una abrupta subida, aunque no coinciden con el comienzo y el despeje del hueco y muestra un sobredisparo después del hueco, que corresponde al sobrevoltaje en el dominio del tiempo. Los dos métodos se comparan en la figura 13. El pico de voltaje tiende a ser más alto la mayoría del tiempo con la excepción del final de la parte honda del hueco.

2.2.1.5 Obtener la magnitud de un hueco de tensión

Hasta ahora se ha considerado la magnitud de un hueco como función del tiempo: tanto el voltaje eficaz, como el pico de voltaje, o como la componente fundamental del voltaje obtenido sobre cierta ventana. Hay varias formas de obtener un valor para la magnitud del hueco de tensión como función del tiempo. La mayoría de monitores toma el valor más bajo.

Hasta ahora hay un acuerdo bastante general, ambos acerca del uso del valor eficaz y acerca de tomar el valor eficaz más bajo para determinar la magnitud del hueco. Pero cuando la magnitud del hueco necesita ser cuantificada en un número, no hay ningún acuerdo. Una práctica común es caracterizar el hueco a través del voltaje remanente durante el hueco. Entonces éste se da como un porcentaje del voltaje nominal. Por ejemplo, un hueco del 70% en un sistema de 120 V significa que el voltaje ha caído a 84 V. Este método de caracterización del hueco de tensión se recomienda en un cierto número de normas de la *IEEE* (493-1998, 1159-1995, 1346-1998). La *IEC* ha resuelto esta ambigüedad al caracterizar el hueco a través de la caída real en el voltaje eficaz. Esta ha llegado a ser una práctica algo común en Europa.

Sin embargo, caracterizar un hueco de tensión a través de su caída de voltaje no resuelve todos los problemas pues surge la siguiente pregunta: ¿cuál es la referencia de voltaje? Hay argumentos a favor de usar el voltaje pre-falla y hay otros a favor de usar el voltaje nominal.

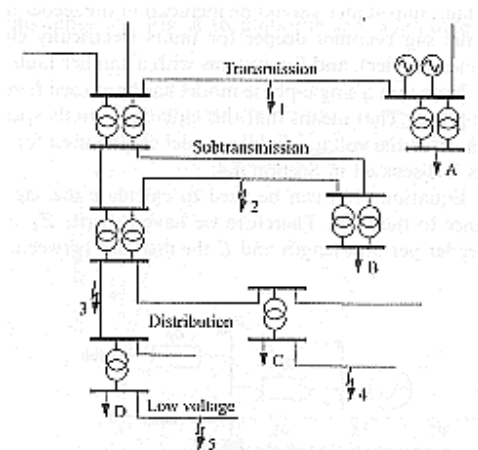
Usar el voltaje remanente como la magnitud del hueco, lleva a algunas confusiones obvias. La principal fuente de confusión es que una gran magnitud de hueco indica un evento menos severo. De hecho, una magnitud de hueco de 100% no corresponde del todo a un hueco. El uso de términos como hueco grande y hueco pequeño podría ser extremadamente confuso. En lugar de eso se hablará de un hueco profundo y de un hueco superficial. Un hueco profundo es un hueco con baja magnitud; un hueco superficial tiene una gran magnitud. Cuando se haga referencia al comportamiento del equipo también se usarán los términos hueco severo y hueco moderado. En lo que a magnitud se refiere, estos términos corresponden a hueco profundo y hueco superficial, respectivamente.

2.2.2 Cálculos teóricos

Considérese el sistema de potencia mostrado en la figura 14, donde los números (1 al 5) indican las posiciones de fallas y las letras (A a D) indican cargas. Una falla en la red de transmisión, posición de falla 1, causará un hueco muy serio para ambas subestaciones lindantes a la línea fallada. Como normalmente no hay generación conectada a bajos niveles de voltaje, no hay nada que preserve o mantenga el voltaje. El resultado es que los clientes A, B, C, y D, experimentan un hueco profundo. El hueco experimentado por A es probablemente de alguna menor profundidad, porque los generadores conectados a la subestación mantendrán el voltaje. Una falla en la posición 2 no causará mayor caída de voltaje al cliente A.

El hueco experimentado por el cliente A es mitigado por los generadores que alimentan su subestación de transmisión local. La falla en la posición 2, sin embargo, causará un hueco profundo en ambas subestaciones de subtransmisión y en consecuencia a todos los clientes alimentados desde allí.

Figura 14. Red de distribución, con posiciones de carga y fallas



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*, pág. 147

Una falla en la posición 3 causará un hueco muy profundo al cliente D, seguido por una interrupción de corta o larga duración cuando la protección limpie la falla. El cliente C experimentará solamente un hueco profundo. Si se usa recierre rápido en el sistema de distribución, el cliente C experimentará dos o más huecos, uno inmediatamente después del otro, y luego una falla permanente. El cliente B solamente experimentará un hueco superficial debido a la falla en la posición 3, de nuevo debido a la impedancia del transformador.

El cliente A probablemente no notará nada que provenga de esta falla. Finalmente, la falla 4 causará un hueco profundo al cliente C y uno superficial al cliente D. Para la falla 5 el resultado es nuevamente sólo de: un hueco profundo para el cliente D y uno superficial para el cliente C. Los clientes A y B no serán influenciados en todo por las fallas 4 y 5.

Para cuantificar la magnitud de un hueco en sistemas radiales, se puede usar el modelo divisor de voltaje, mostrado en la figura 15. En la figura 15 se ven dos impedancias: Z_S es la impedancia de la fuente en el punto de conexión común: y Z_F es la impedancia entre el punto de conexión común y la falla. El punto de conexión común es el punto del cual ambas, la falla y la carga, son alimentadas. En otras palabras: este es el punto donde se ramifica la corriente de falla hacia la carga. Frecuentemente se abreviará como pcc (punto de conexión común). En el modelo divisor de voltaje, se desprecia la corriente previa así como durante la falla. De esta manera no hay caída de voltaje entre la carga y el pcc. El voltaje en el pcc, y también el voltaje en las terminales del equipo, se puede encontrar de

$$V_{\text{hueco}} = \frac{Z_F}{Z_S + Z_F} E \quad (2.8)$$

En éste estudio se asume que el voltaje anterior al evento es exactamente 1 p.u., por lo tanto $E = 1$. Esto da como resultado la siguiente expresión para la magnitud de un hueco

$$V_{\text{hueco}} = \frac{Z_F}{Z_S + Z_F} \quad (2.9)$$

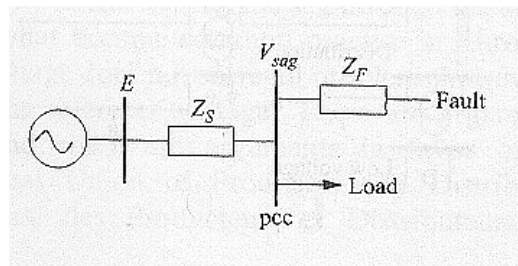
Cualquier otra impedancia debe ser incluida en la impedancia del alimentador Z_F .

Se ve en la ecuación (2.9) que el hueco llega a ser profundo para fallas eléctricamente cercanas al consumidor (donde Z_F llega a ser menor), y para sistemas con un pequeño nivel de falla (donde Z_S llega a ser mayor). Véase que aquí se ha usado un modelo monofásico, considerando que en realidad el sistema es trifásico. Eso significa que esta ecuación, estrictamente hablando, sólo se mantiene para fallas trifásicas.

La ecuación (2.9) se puede usar para calcular la magnitud del hueco como función de la distancia a la falla. Por lo tanto, debe escribirse $Z_F = z \times L$, con z como la impedancia del alimentador por unidad de longitud y L la distancia entre la falla y el pcc, llevando a

$$V_{\text{hueco}} = \frac{zL}{Z_S + zL} \quad (2.10)$$

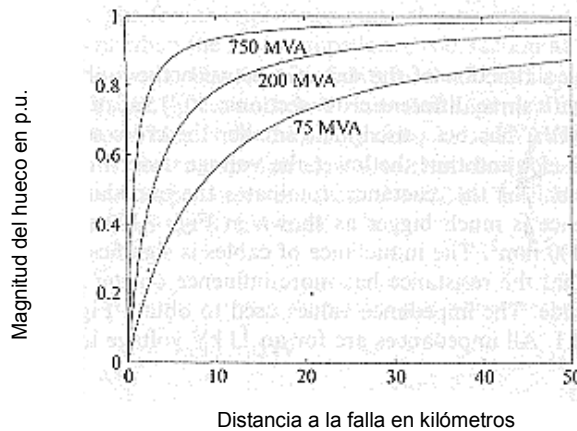
Figura 15. Divisor de voltaje, modelo para un hueco de tensión



Se ha calculado la magnitud de un hueco como función de la distancia para una falla de una línea principal típica de 13kV, que resulta en la figura 16. Para tales cálculos se usó una línea principal de 150mm^2 y niveles de falla de 750 MVA, 200 MVA, y 75 MVA. Se asumió que la impedancia de la fuente es puramente reactiva, de tal manera que $Z_s = j0.161\Omega$ para la fuente de 750 MVA. La impedancia de la línea principal de 150mm^2 es $0.117 + j0.315\Omega$ por kilómetro.

Como se esperaba, la magnitud del hueco se incrementa para un incremento en la distancia a la falla y para un incremento en el nivel de falla.

Figura 16. Magnitud del hueco como función de la distancia a la falla



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 149

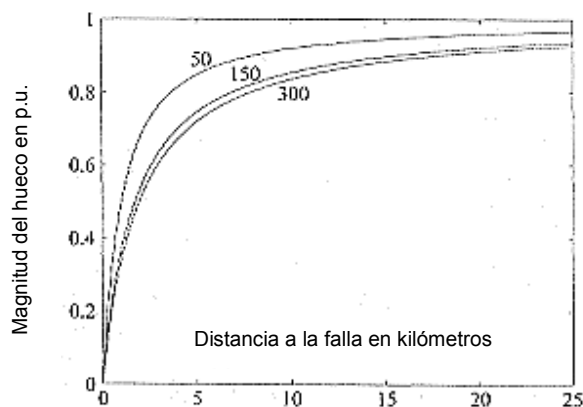
2.2.2.1 Influencia de la sección transversal

Las líneas principales de diferentes secciones transversales tienen diferentes impedancias, y líneas secundarias y cables también tienen diferentes impedancias. Es así como se espera que la sección transversal de la línea o cable también influya en la magnitud del hueco.

Para mostrar tal influencia, la figura 17 traza la magnitud del hueco en el pcc como función de la distancia entre la falla y el pcc, para líneas principales de 13 kV con tres diferentes secciones transversales: 50, 150, y 300mm². Se ha usado una fuente de impedancia de 200 MVA. Mientras menor la sección transversal, mayor la impedancia del alimentador y así menor la caída de voltaje. Para líneas principales, la influencia es bastante pequeña conforme la reactancia domina a la impedancia.

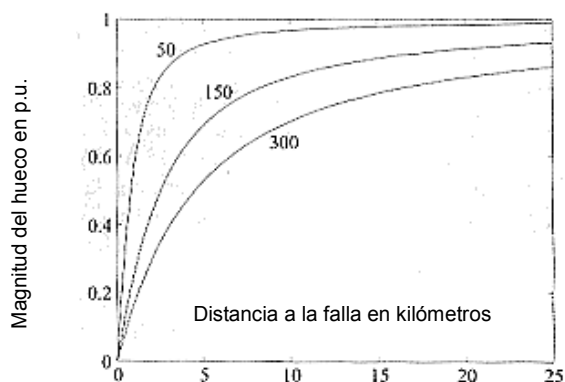
Para cables subterráneos, la influencia es mucho mayor como se muestra en la figura 18, de nuevo para las mismas secciones transversales mencionadas anteriormente. La inductancia de los cables es significativamente menor que para líneas principales, así que la resistencia tiene más influencia en la impedancia y por ende en la magnitud del hueco. Los valores de impedancia usados para obtener las figuras 17 y 18 son dados en la tabla I. Todas las impedancias son para un nivel de voltaje de 13 kV.

Figura 17. Magnitud del hueco-distancia, líneas principales



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 149

Figura 18. Magnitud del hueco-distancia, líneas subterráneas



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*, pág. 150

Tabla I. Impedancias para cables y líneas de alimentadores 13kV

Sección transversal	Impedancia	
	Línea principal	Cable
50mm ²	0.363 + j0.351Ω	0.492 + j0.116Ω
150mm ²	0.117 + j0.315Ω	0.159 + j0.097Ω
300mm ²	0.061 + j0.298Ω	0.079 + j0.087Ω

Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*, pág. 150

2.2.2.2 Fallas detrás de los transformadores

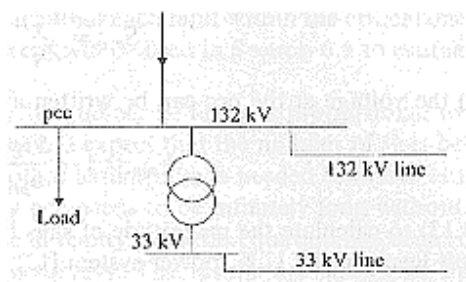
La impedancia entre la falla y el pcc en la figura 15 no sólo consiste de líneas o cables sino también de transformadores de potencia. Debido a que los transformadores tienen una impedancia bastante grande, entre otras razones para limitar el nivel de falla al lado de baja tensión, la presencia de un transformador entre la falla y el pcc llevará a huecos relativamente superficiales.

Para mostrar la influencia de los transformadores en la magnitud del hueco, considérese la situación mostrada en la figura 19: un transformador de 132/33 kV es alimentado por una barra del mismo nivel de tensión.

Una línea de 33 kV se alimenta del lado de baja tensión del transformador. Los niveles de falla son 300 MVA en la barra de 132kV, y 900 MVA en la barra de 33 kV. En términos de impedancia, la impedancia de la fuente en la barra de 132 kV es 5.81Ω , y la impedancia del transformador es 13.55Ω , ambas referidas al nivel de voltaje de 132 kV. La carga sensitiva en la cual se desea calcular la magnitud del hueco es alimentada desde la barra de 132 kV por medio de otro transformador de 132/33 kV. De nuevo se puede usar la ecuación (2.9), donde $Z_s = 5.81\Omega$, $Z_f = 13.55\Omega + z \times L$, z es la impedancia del alimentador por unidad de longitud, y L la distancia entre la falla y las terminales al lado secundario del transformador.

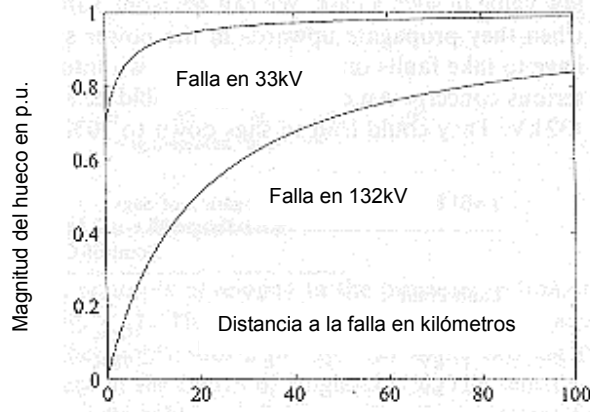
La impedancia del alimentador también debe ser referida al nivel de 132 kV: $z = (132kV / 33kV)^2 \times 0.3\Omega / km$ cuando la impedancia del alimentador es de $0.3\Omega / km$ en 33 kV. El resultado del cálculo se muestra en la figura 20 para fallas en la línea de 33 kV y para fallas en la línea de 132 kV. Véase que los huecos debidos a fallas en 33 kV son menos severos que los huecos en fallas de 132 kV. La curva de 33 kV no solamente arranca a un nivel más alto, sino que también sube mucho más rápido. Lo anterior es debido al hecho de que la impedancia del alimentador vista desde el lado de 132 kV es $(132/33)^2 = 16$ veces más grande que la vista desde el lado de 33 kV.

Figura 19. Sistema de potencia con falla a dos niveles de tensión



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 151

Figura 20. Comparación de magnitudes de huecos, fallas en 132 y 33 kV



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 151

2.2.2.3 Niveles de falla

Frecuentemente la impedancia de la fuente en una cierta barra no está disponible inmediatamente, en cambio el nivel de falla si lo esta. Uno puede, por supuesto, interpretar el nivel de falla en una impedancia de fuente y usarla para calcular la magnitud del hueco. Pero uno puede calcular la magnitud del hueco directamente si ambos se conocen, el nivel de falla en el pcc y la posición de la falla. Sea S_{FLT} el nivel de falla en la posición de la falla y S_{pcc} el nivel de falla en el pcc. Para un voltaje dado V_n las relaciones entre el nivel de falla y la impedancia de la fuente son:

$$S_{FLT} = \frac{V_n^2}{Z_S + Z_F} \quad (2.11)$$

$$S_{pcc} = \frac{V_n^2}{Z_S} \quad (2.12)$$

Con la ecuación (2.9) el voltaje en el pcc puede escribirse como

$$V_{hueco} = 1 - \frac{S_{FLT}}{S_{pcc}} \quad (2.13)$$

Esta última ecuación (2.13) es la que se usa para calcular la magnitud de un hueco detrás de un transformador. Para esto se utilizan niveles de falla típicos en los sistemas de potencia británicos:

11 kV	200 MVA
33 kV	900 MVA
132 kV	3000 MVA
400 kV	17000 MVA

Considérese una falla en una barra típica de 11 kV, y en consecuencia con un nivel de falla de 200 MVA, el hueco de tensión en el lado de alto voltaje del transformador 33/11 kV es de la ecuación (2.13)

$$V_{\text{hueco}} = 1 - \frac{200MVA}{900MVA} = 78\%$$

De manera similar se ha completado la tabla II. Los ceros en dicha tabla indican que la falla está al mismo o a un nivel de voltaje más alto. La caída de voltaje a un valor bajo es uno de esos casos. De la tabla II puede verse que los huecos son significativamente desvanecidos cuando se propagan hacia arriba en el sistema de potencia. En un estudio de huecos típicamente sólo debe tomarse en cuenta las fallas de un nivel de voltaje hacia abajo.

Tabla II. Propagación ascendente de los huecos

Punto de falla	Punto de conexión común (pcc)			
	11 kV	33 kV	132 kV	400 kV
400 V	90%	98%	99%	100%
11 kV	0	78%	93%	99%
33 kV	0	0	70%	95%
132 kV	0	0	0	82%

2.2.2.4 Distancia crítica

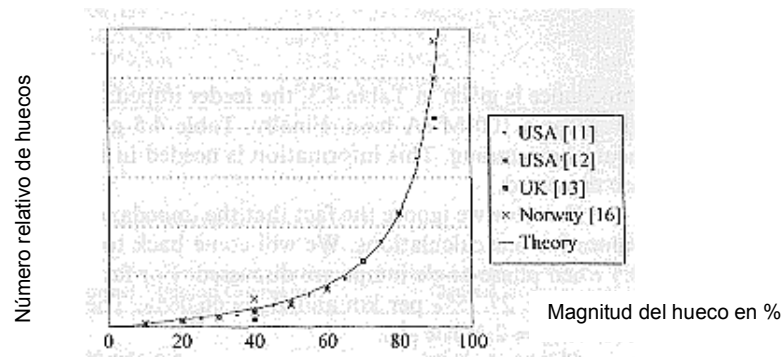
La ecuación (2.10) da la magnitud del voltaje como una función de la distancia a la falla. De esta ecuación se puede obtener la distancia a la cual una falla producirá un hueco de cierta magnitud. Al asumir una igualdad de razón X/R de fuente y alimentador, se obtiene

$$L_{crit} = \frac{Z_s}{Z} \times \frac{V}{1-V} \quad (2.14)$$

Se hará referencia a ésta como la distancia crítica para un voltaje V . Suponiendo que una porción de un equipo se dispara cuando el voltaje cae bajo cierto nivel (el voltaje crítico). La definición de distancia crítica es tal que cada falla dentro de la distancia crítica causará que el equipo se dispare.

Si además se asume que el número de fallas es proporcional a la longitud de la línea dentro de la distancia crítica, podría esperarse que el número de huecos bajo un nivel V es proporcional a $V/(1-V)$. Se necesita otra suposición para llegar a esta conclusión. Los resultados de estudios de calidad de potencia en los Estados Unidos, en Inglaterra, y en Noruega se indican como puntos en la figura 21, la curva teórica se muestra como una línea sólida.

Figura 21. Número de huecos versus magnitud



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 153

Aunque solo aplica para sistemas radiales, da una relación generalmente útil entre el número de huecos de voltaje y el voltaje. La expresión claramente muestra que la mayoría de huecos son superficiales.

2.3 Duración de un hueco de tensión

2.3.1 Tiempo de libramiento de la falla

Ya se ha visto que la caída de voltaje durante un hueco es debida a un cortocircuito que se presente en el sistema. En el momento que se libra la falla de cortocircuito por la protección, el voltaje regresa a su valor original. La duración de un hueco se determina principalmente por el tiempo de libramiento de la falla, pero podría ser más largo que el tiempo de libramiento de la falla.

En general, las fallas en los sistemas de transmisión se libran más rápidamente que en los sistemas de distribución. En los sistemas de transmisión el tiempo crítico del libramiento de la falla es bastante pequeño. De esta manera se hacen esenciales los interruptores rápidos y los esquemas de protección rápida. También los sistemas de transmisión y subtransmisión normalmente se operan como una sola red, requiriendo protección distancial y protección diferencial, de las cuales ambas son bastante rápidas.

La principal forma de protección en los sistemas de distribución es la protección contra sobrecorrientes. Frecuentemente ésta requiere alguna graduación de tiempo que incremente el tiempo de libramiento de la falla. Son una excepción los sistemas en los cuales se usan fusibles limitadores de corriente. Estos tienen la habilidad de librar una falla dentro de medio ciclo.

A continuación se muestra una lista que contiene varios dispositivos de protección con sus respectivos tiempos de libramiento de la falla

- ◆ Fusibles limitadores de corriente: menor a medio ciclo
- ◆ Fusibles de expulsión: 10-1000 ms
- ◆ Relevador de distancia con interruptor rápido: 50-100 ms
- ◆ Relevador de distancia en zona 1: 100-200 ms
- ◆ Relevador de distancia en zona 2: 200-500 ms
- ◆ Relevador diferencial: 100-300 ms
- ◆ Relevador de sobrecorriente: 200-2000 ms

Y para completar la lista se dan algunos tiempos típicos de libramiento de fallas a varios niveles de tensión

Nivel de tensión	Mejor caso	Típico	Peor caso
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 seg	3 seg
12.47 kV	100 ms	2 seg	3 seg

De esta lista se puede ver claramente que la duración del hueco de tensión será mayor cuando tal hueco se origine a un nivel del voltaje inferior. Muchas empresas operan sus alimentadores de distribución de tal manera que la mayoría de fallas se libran dentro de unos cuantos ciclos. Pero aún para esos alimentadores, un cierto porcentaje de fallas llevará a grandes huecos de tensión.

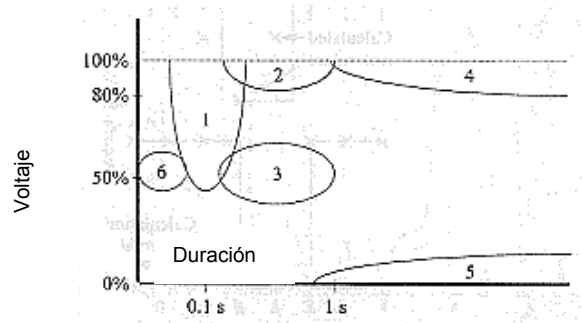
2.3.2 Trazos de magnitud-duración

Conociendo la magnitud y duración de un hueco de voltaje, éste se puede representar por un punto en un plano magnitud-duración. Esta forma de caracterizar los huecos ha demostrado ser extremadamente útil para varios tipos de estudios. En la figura 22 se muestra un ejemplo de un trazo magnitud-duración. Los números en la figura 22 se refieren a los siguientes orígenes de los huecos

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

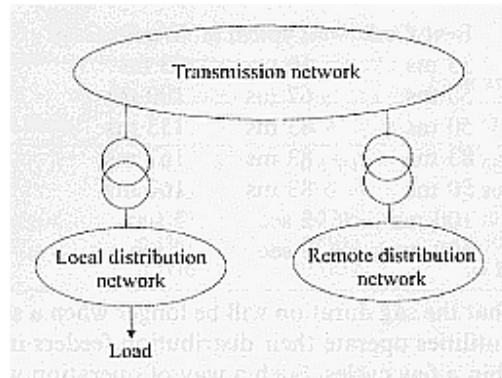
Véase la configuración del sistema generalizado mostrado en la figura 23. Típicamente una falla de corto circuito en la red de distribución local llevará a un hueco bastante profundo. Cuando ocurre la falla en una red de distribución remota, el hueco será mucho más superficial.

Figura 22. Huecos de distinto origen en un trazo magnitud-duración



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 169

Figura 23. Estructura general de un sistema de potencia



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 170

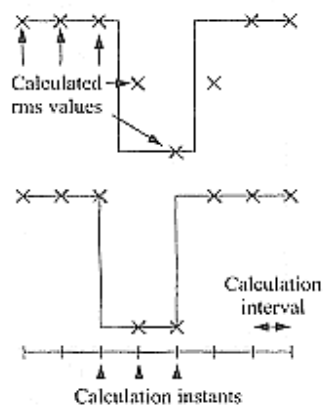
Las fallas en los sistemas de transmisión típicamente son libradas dentro de 50 a 100 ms, llevando así a huecos de corta duración. Los fusibles limitadores de corriente llevan a huecos de duración de un ciclo o menos, y huecos bastante profundos si la falla está en la distribución local o en una red de baja tensión. Las fallas en redes remotas, libradas por fusibles limitadores de corriente, llevan a huecos superficiales y de corta duración, los cuales no se han indicado en la figura mencionada. Finalmente la figura contiene huecos de tensión debidos al arranque de grandes motores (huecos superficiales y de larga duración) e interrupciones cortas (huecos profundos y de corta duración).

2.3.3 Medición de la duración de un hueco de voltaje

La medición de la duración de un hueco de voltaje es mucho menos trivial de lo que parece. Para un hueco como el que se muestra en la figura 8 es obvio que la duración es de 2.5 ciclos. Sin embargo, llegar a una forma automática de monitorear la calidad de la potencia para obtener la duración de un hueco sinceramente es algo tedioso. Una definición comúnmente usada de la duración de un hueco es el número de ciclos durante los cuales el voltaje eficaz está bajo cierto umbral.

Este umbral será algo diferente para cada monitoreo pero con valores típicos alrededor de 90%. Un monitor de la calidad de la potencia típicamente calculará el valor eficaz una vez cada ciclo. Esto da una sobreestimación de la duración de un hueco como se muestra en la figura 24.

Figura 24. Estimación de la duración de un hueco



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 170

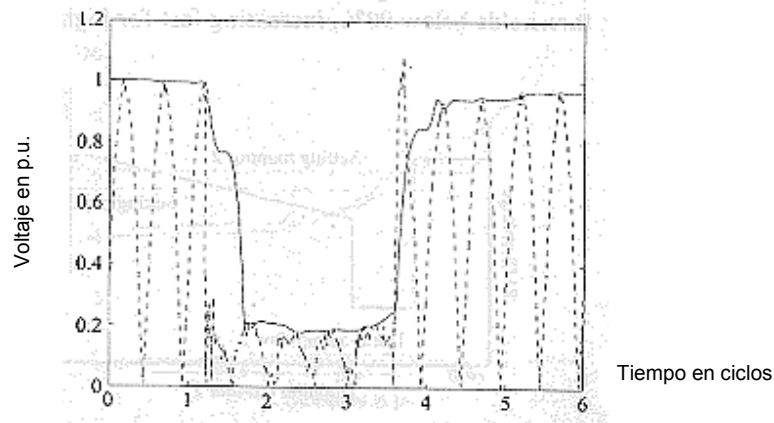
La situación normal se muestra en la parte superior de dicha figura. El cálculo del voltaje eficaz se lleva a cabo en instantes regulares en el tiempo y el hueco de tensión comienza en algún lugar dentro de dos de esos instantes. Como no hay correlación entre calcular los instantes y el comienzo de un hueco, esta es la situación más probable.

Obsérvese que el valor eficaz es bajo para tres muestras en una fila. La duración de un hueco de acuerdo al monitor será de tres ciclos. Aquí se ha supuesto que el hueco es lo suficientemente profundo para que el valor eficaz indeterminado esté bajo el umbral. Para huecos superficiales ambos valores indeterminados podrían estar arriba del umbral.

La curva inferior de la figura 24 muestra una situación rara donde el comienzo del hueco casi coincide con uno de los instantes en los cuales el voltaje eficaz se ha calculado. En tal caso el monitor da la duración correcta del hueco. Al calcular el voltaje eficaz una vez por ciclo, será obvio que la duración resultante del hueco será un número entero de ciclos. Para huecos de 2.5 ciclos la duración computada será dos o tres ciclos. Pero aunque se usará una ventana deslizante para calcular el voltaje eficaz como función del tiempo, podría resultar una duración de hueco errónea. A fin de mostrar este posible error al medir un hueco, se ha trazado en la figura 25 el voltaje eficaz de medio ciclo del hueco mostrado en la figura 8, junto con el valor absoluto del voltaje medido. La duración real del hueco obtenida de la súbita caída y recuperación en el voltaje es 2.4 ciclos. Para umbrales mayores la duración registrada del hueco será una sobreestimación. Un umbral de 90% da un hueco de duración de 2.8 ciclos, un umbral de 80% da una duración de 2.5 ciclos. Para umbrales inferiores la duración que se registra del hueco es una subestimación: un umbral de 60% da una duración de 2.1 ciclos y uno de 40% da una duración de 2.0 ciclos.

Como la ventana de corta duración para calcular la magnitud de un hueco es de medio ciclo, se deberá aceptar un error de más de medio ciclo. Usar la componente fundamental de voltaje resulta en una transición similar dentro de los voltajes pre-hueco y durante-hueco, y así en errores similares en la duración de un hueco. Usar el voltaje pico de medio ciclo dará una transición mucho más pronunciada, conforme el inicio del hueco y su recuperación estén cercanos al voltaje máximo. El inicio del hueco y el voltaje de recuperación alrededor del voltaje que cruza por cero darán una transición más suave y una mayor incerteza en la duración del hueco.

Figura 25. Voltaje eficaz de medio ciclo junto con su valor absoluto



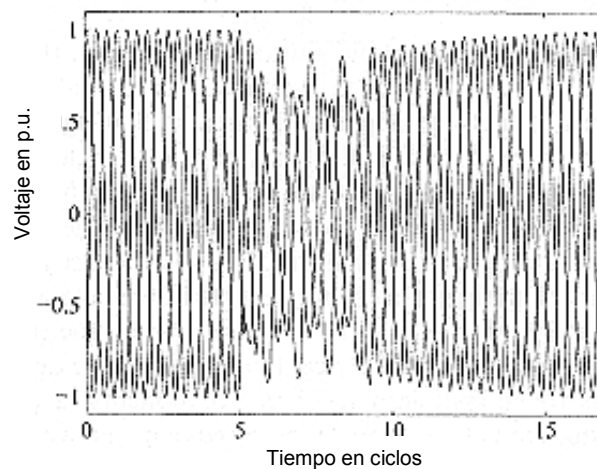
Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 171

El error mencionado anteriormente en la duración de un *sag* sólo es significativo para *sags* de corta duración. Para *sags* más largos esto realmente no importa. Pero para *sags* más prolongados los así llamados *sags* post falla darán una seria incerteza en la duración del hueco. Cuando se ha librado la falla el voltaje no se recupera inmediatamente. Algunos de estos efectos pueden observarse en las figuras 10 y 11. El voltaje eficaz después del hueco es levemente menor que antes del mismo. Este efecto puede ser especialmente severo para huecos o *sags* debidos a fallas trifásicas.

Debido a la caída de voltaje durante un hueco, los motores de inducción experimentan una desaceleración y una tendencia a parar. El torque producido por un motor de inducción es proporcional al cuadrado del voltaje, así que aún una caída de voltaje bien pequeña puede producir una gran caída en el torque y consecuentemente en la velocidad. En el momento que se libra la falla y el voltaje se recupera, los motores de inducción comienzan a experimentar una gran corriente: arriba de 10 veces su corriente nominal. Inmediatamente después del hueco, el campo del entrehierro se establecerá de nuevo.

En la figura 26 se muestra un hueco medido con una larga componente post-falla. En la misma figura se han incluido las tres fases para ilustrar lo mejor posible el hueco de tensión. Obsérvese que el hueco es asimétrico durante la falla, pero balanceado después de la falla.

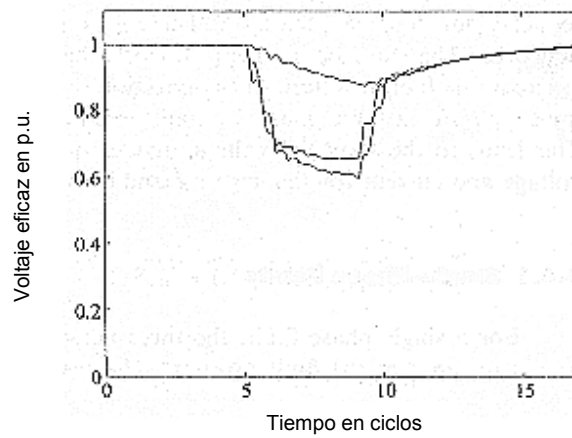
Figura 26. Hueco medido con un componente de libramiento post falla



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 173

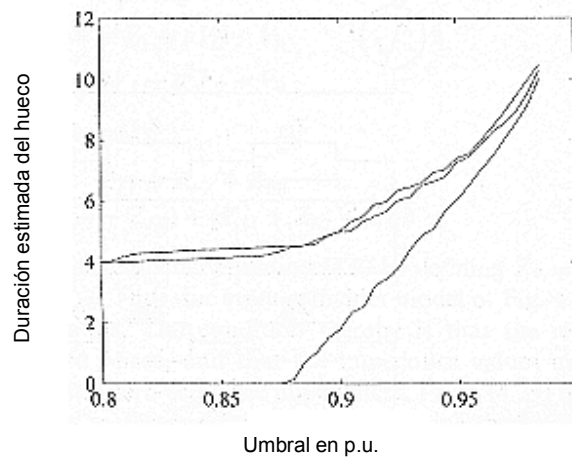
La relación voltaje eficaz-tiempo para el hueco de la figura 26 se traza en la figura 27. Puede verse una gran caída de tensión en dos fases pero una pequeña caída en la tercera fase. El tiempo de libramiento de la falla es cerca de cuatro ciclos; la falla que llevó a este hueco tuvo lugar en 132 kV, los voltajes fueron medidos a 11 kV. La duración del hueco se ha determinado como el tiempo durante el cual el voltaje eficaz está bajo cierto umbral. La figura 28 traza esta duración como función del umbral, para las tres fases. Una de las fases sólo cae a 88% de forma que algún umbral establecido bajo 88% dará duración cero de hueco para aquella fase. La duración del hueco obtenida para las otras dos fases es cerca de cuatro ciclos para umbrales bajo 90%, incrementándose rápidamente cuando se establecen umbrales mayores.

Figura 27. Voltaje eficaz versus tiempo



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 173

Figura 28. Duración del hueco versus umbral



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 173

2.4 Características puntuales de los huecos o sags

Las características de los huecos como la magnitud (que ya se estudió), desplazamiento angular y desbalance trifásico (que se estudiarán oportunamente) todas están relacionadas con la componente fundamental de la frecuencia del voltaje. Ellas requieren el cálculo del valor eficaz del voltaje o del voltaje complejo sobre un período mayor o igual a medio ciclo. Se estudió cómo esto lleva a una incerteza en el cálculo de la duración del hueco. Para obtener un valor más exacto para la duración de un *sag* o hueco se necesita ser capaz de determinar el inicio y el final del hueco con alta precisión. Para esto es necesario encontrar el así llamado punto de inicio del hueco y el punto de recuperación del voltaje. Ambos requieren técnicas de análisis más avanzadas, que aún están bajo desarrollo. Se verá posteriormente que la característica del punto de inicio afecta el comportamiento de algunos equipos.

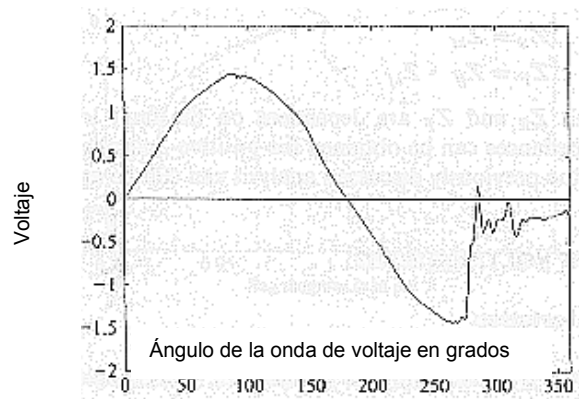
2.4.1 Punto de inicio de un hueco

El punto de inicio de un hueco es el ángulo de fase de la onda fundamental del voltaje al cual inicia el hueco de tensión. Este ángulo corresponde al ángulo en el cual ocurre la falla de corto circuito. Como la mayoría de las fallas están asociadas con un *flashover*, es más probable que ellas ocurran cerca de un máximo del voltaje que cerca de un cero. En el hueco mostrado en la figura 8 el punto de inicio del hueco está cerca al máximo del voltaje. En la figura 29 el inicio del hueco tiene lugar a cerca de 35° después del máximo del voltaje, al menos en la fase con mayor caída de tensión. En las otras fases el evento inicia en otro ángulo comparado al voltaje fundamental en aquella fase.

Al calcular el punto de inicio del hueco se necesita un punto de referencia. El cero subsiguiente que cruza el voltaje fundamental obviamente es una opción. Probablemente se use el último cero que cruzó el voltaje pre-evento como referencia, por parecerse bastante a la onda fundamental. El hueco mostrado en la figura 8 se repite parcialmente en la figura 29: un ciclo (1/60 de segundo) comenzando en el cero inmediato que cruza la onda antes del inicio del hueco. Adviértase que el punto de inicio del hueco es cerca de 275 grados. Un vistazo más cercano a los datos nos indica que este punto está entre 276 y 280 grados. La pendiente al inicio del hueco tomo 4 grados, o cerca de $185 \mu s$. Esto probablemente se deba a las características paso-bajo del circuito de medición.

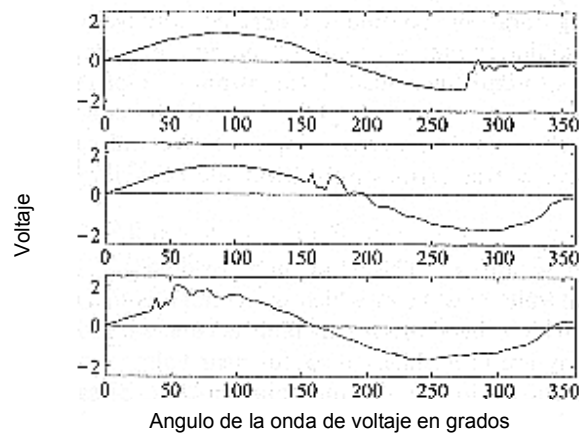
La figura 30 traza las tres fases del hueco para el cual se trazó una fase en la figura 29. Para cada fase, el punto cero del eje horizontal es el cero anterior que cruzó la onda antes del inicio del evento en esa fase. Obsérvese que el punto de inicio del hueco es diferente en las tres fases. Como los cruces por cero del voltaje están desfasados 120 grados, el punto de inicio del hueco difiere por 120 grados.

Figura 29. Prolongación del hueco de tensión



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 232

Figura 30. Inicio del evento en 3 fases



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 232

2.4.2 Punto de recuperación del voltaje

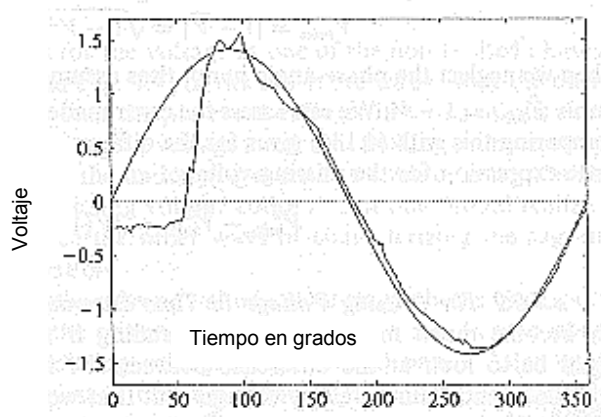
El punto de recuperación del voltaje es el ángulo de fase de la onda fundamental del voltaje en el cual se da la recuperación principal. Ya se ha comentado que la mayoría de monitores de la calidad de potencia existentes buscan el punto en el cual el voltaje se recupera al 90% ó 95% del voltaje nominal. Nótese que en muchos casos no hay relación entre estos dos puntos. De nuevo considérese como ejemplo la figura 8. La recuperación del voltaje en este sentido tiene lugar a 2.5 ciclos después del inicio del hueco, aunque el voltaje no se recupera completamente hasta en al menos dos ciclos.

La recuperación del voltaje corresponde al libramiento de la falla, que se da a una corriente cero. Debido a que el sistema de potencia es predominantemente inductivo, la corriente cero corresponde a un voltaje máximo. De esta manera se espera que el punto de recuperación del voltaje esté alrededor de 90 y 270 grados. Esto supone que se use el voltaje fundamental pre-evento como referencia, no el voltaje durante el evento.

La recuperación del hueco en la figura 8 se muestra en la figura 31. La recuperación es, al menos en este caso, más lenta que la iniciación del hueco. La forma de la recuperación del voltaje corresponde a la así llamada recuperación transitoria del voltaje, muy conocida en las pruebas de los interruptores. La curva sinusoidal suave en la figura 30 es la continuación del voltaje fundamental pre-evento. Considerando el inicio de la recuperación, se encuentra un punto de recuperación de 52 grados. Si además se asume que este mismo es el momento de libramiento de la falla que toma lugar a la corriente cero, la corriente atrasa al voltaje por 52 grados, lo que da una razón X/R en la posición de la falla igual a $Tan^{-1}(52^\circ) = 1.3$.

Para fallas trifásicas o fallas doble fase a tierra, el libramiento de la falla no toma lugar en las tres fases al mismo tiempo. Esto podría dificultar la determinación del punto de recuperación del voltaje. Se necesita una definición ambigua del punto de referencia y la fase para aplicar este concepto a huecos trifásicos desbalanceados.

Figura 31. Punto de recuperación del voltaje



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 233

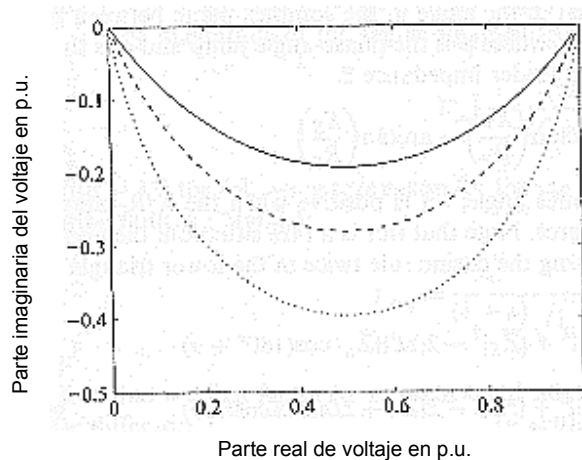
2.4.3 Tensión perdida

La tensión perdida es otra característica de los huecos de tensión que se ha propuesto recientemente. La tensión perdida es una forma de describir el cambio en el voltaje momentáneo experimentado por los equipos. El concepto llega a ser importante con los convertidores de fuentes de voltaje conectados en serie para compensar la caída de tensión debida a la falla.

2.4.3.1 Tensión perdida compleja

Se podría pensar en el voltaje perdido como un voltaje complejo (un favor), siendo la diferencia en el plano complejo entre el voltaje pre-evento y el voltaje durante el hueco. El valor absoluto de esta tensión compleja perdida se puede leer directamente de un esquema como el mostrado en la figura 32. En tal figura la tensión perdida es la distancia entre la tensión compleja durante el hueco (el punto esta en una de las tres curvas) y la esquina superior derecha del diagrama (el punto $1 + j0$).

Figura 32. Punto de recuperación del voltaje



La tensión perdida compleja también puede calcularse desde la magnitud V y el desfase angular ϕ del hueco. La tensión compleja durante el hueco es

$$\bar{V} = V \cos \phi + jV \sin \phi \quad (2.15)$$

El voltaje perdido es simplemente

$$1 - \bar{V} = 1 - V \cos \phi - jV \sin \phi \quad (2.16)$$

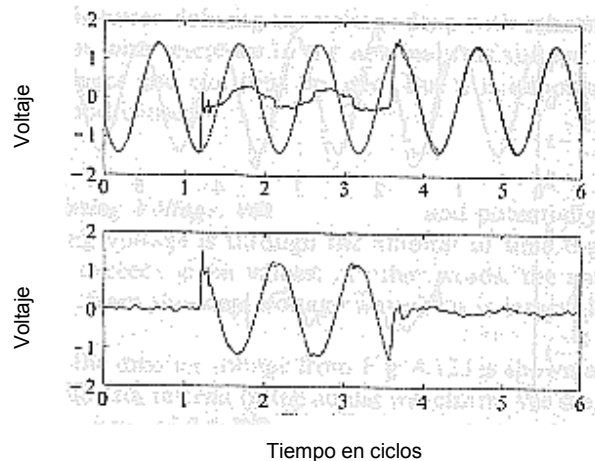
con un valor absoluto de

$$V_{perdida} = |1 - \bar{V}| = \sqrt{1 - V^2 - 2V \cos \phi} \quad (2.17)$$

Cuando se desprecia el desplazamiento angular, se asume que $\bar{V} = V$, la tensión o voltaje perdido es simplemente $V_{perdida} = 1 - V$. Se puede evaluar el error escribiendo $1 - V = \sqrt{1 + V^2 - 2V}$. Al comparar esta expresión con la ecuación (2.17) da la diferencia entre la expresión exacta y la aproximada para el voltaje perdido.

2.4.3.2 Tensión perdida en el dominio del tiempo

Figura 33. Voltaje en el dominio del tiempo



El concepto de tensión perdida puede ser mucho más útil al extenderlo al dominio del tiempo. Un paso muy elemental podría ser ver la diferencia entre el voltaje fundamental pre-evento y el voltaje fundamental durante el evento. Pero esto no daría ninguna información adicional comparada a la tensión perdida compleja.

En la parte superior de la figura 33 se ha trazado nuevamente el hueco de tensión de la figura 8. Se han trazado en el mismo plano la onda real del voltaje en el dominio del tiempo y el voltaje pre-evento.

El último se obtiene al aplicar el algoritmo de la transformada de Fourier al primer ciclo de la forma de onda de voltaje. Del coeficiente complejo para el término fundamental en la serie de Fourier C_1 , la componente fundamental de voltaje (dominio del tiempo) se puede calcular:

$$V_{fund}(t) = \text{Re}\{C_1 e^{-j\sigma t}\} \quad (2.18)$$

Esta componente fundamental del voltaje pre-evento es la curva sinusoidal suave en la parte superior de la figura 10.

La tensión perdida se calcula como la diferencia entre el voltaje real y el voltaje fundamental pre-evento:

$$V_{perdida}(t) = V(t) - V_{fund}(t) \quad (2.19)$$

La tensión perdida se traza en la parte inferior de la figura 10. Antes de que se inicie el hueco, obviamente no hay componente fundamental presente; durante el hueco la componente fundamental de la tensión perdida es grande; después del hueco principal (después del libramiento de la falla) permanece una pequeña componente fundamental. La razón de esto llega a ser clara de la curva superior: el voltaje no se recupera completamente de inmediato a su valor pre-evento.

2.4.4 Desplazamiento del ángulo de fase

Un cortocircuito en un sistema de potencia no sólo causa una caída en la tensión sino también un cambio en el ángulo de fase del voltaje. En sistemas de 50 o 60 Hz, el voltaje es una cantidad compleja (un fasor) que tiene magnitud y ángulo de fase. Un cambio en el sistema, como un cortocircuito, causa un cambio en el voltaje. Este cambio no está limitado a la magnitud del fasor sino que también incluye un cambio en el ángulo de fase. El desfase angular se manifiesta como un cambio en el voltaje instantáneo que cruza por cero. El desfase angular no concierne a la mayoría de equipos.

2.4.4.1 Cálculos teóricos

2.4.4.1.1 Origen del desfase angular

Para entender el origen del desfase angular asociado con un hueco de tensión, se puede usar de nuevo el modelo divisor de voltaje monofásico, con la diferencia que tanto Z_S como Z_F son cantidades complejas que denotaremos como \bar{Z}_S y \bar{Z}_F . Como antes, se desprecian todas las corrientes de carga y asumimos que $E=1$. Esto da la siguiente expresión para el voltaje en el punto de conexión común (pcc):

$$\bar{V}_{hueco} = \frac{\bar{Z}_F}{\bar{Z}_S + \bar{Z}_F} \quad (2.20)$$

Siendo $\bar{Z}_S = R_S + jX_S$ y $\bar{Z}_F = R_F + jX_F$. El argumento del \bar{V}_{hueco} , y por lo tanto, el desplazamiento angular, está dado por la siguiente expresión:

$$\Delta\phi = \arg(\bar{V}_{hueco}) = \text{Tan}^{-1}\left(\frac{X_F}{R_F}\right) - \text{Tan}^{-1}\left(\frac{X_S + X_F}{R_S + R_F}\right) \quad (2.21)$$

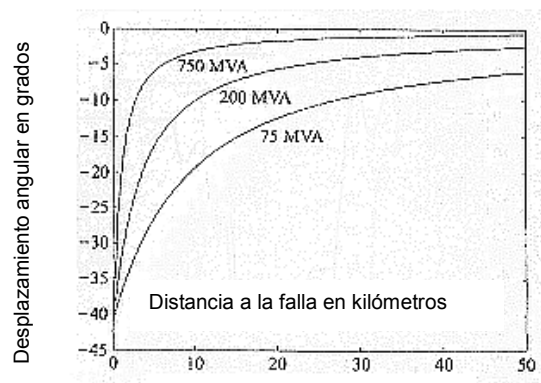
Si la razón de la impedancia a la resistencia en la fuente es igual a la razón de la impedancia a la resistencia en el alimentador, la ecuación (2.21) es igual a cero y consecuentemente no hay desplazamiento angular.

2.4.4.1.2 Influencia de la potencia de la fuente

Una fuente más potente hace que el hueco de tensión sea menos severo: menos caída en la magnitud y también un desplazamiento angular más pequeño. La única excepción es para las fallas en las terminales. El desplazamiento angular para una distancia a la falla igual a cero, es independiente de la potencia de la fuente. Note que este es el único valor teórico como el desplazamiento angular para una distancia a la falla igual a cero, y de esta manera, para magnitud de voltaje igual a cero no hay un significado físico.

En la figura 34 se muestra una gráfica que ilustra el desplazamiento angular contra la distancia a la falla (en kilómetros) y 3 curvas para 3 diferentes niveles de potencia. En tal gráfica se puede observar la influencia de la potencia de la fuente en el desplazamiento angular.

Figura 34. Desplazamiento angular versus distancia

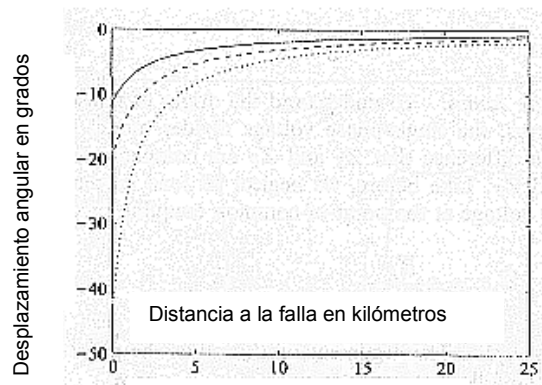


Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 202

2.4.4.1.3 Influencia de la sección transversal

La figura 35 traza el desplazamiento angular contra la distancia para líneas principales de 11 kV de diferentes secciones transversales. Se ha despreciado la resistencia de la fuente en los cálculos. De la impedancia de líneas principales mostradas en la tabla I puede calcularse la razón X/R de las impedancias de los alimentadores: 1.0 para la línea de 50mm^2 , 2.7 para la de 150mm^2 , y 4.9 para la de 300mm^2 ; el desplazamiento angular decrece para razones X/R mayores del alimentador.

Figura 35. Desplazamiento angular versus distancia



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 202

El representación gráfica de cables subterráneos es muy similar a la que se muestra en la gráfica anterior. Los cables con menor sección transversal tienen un mayor desplazamiento angular para pequeñas distancias a la falla, pero el desplazamiento angular también decae más rápido al incrementarse la distancia. Esto es debido a (en valor absoluto) la gran impedancia por unidad de longitud. La magnitud del hueco de tensión o *sag* y el desplazamiento angular, es decir la magnitud y el argumento del voltaje complejo durante la falla, se pueden trazar en un diagrama.

La figura 32 muestra las trayectorias de voltaje en el plano complejo, donde el voltaje pre-hueco está en la dirección del eje real positivo. Además el voltaje complejo es de $1 + j0$, el gran cambio en el voltaje complejo debido a la falla. La diferencia entre el voltaje pre-hueco y el voltaje real es la que se conoce como tensión perdida.

2.4.4.1.4 Magnitud y desplazamiento angular versus distancia

Para obtener expresiones para la magnitud y el desplazamiento angular como funciones de la distancia a la falla se sustituye $\bar{Z}_F = \bar{z}L$ en la ecuación (2.20) con \bar{z} como la impedancia compleja del alimentador por unidad de longitud, lo que resulta en

$$\bar{V}_{hueco} = \frac{\bar{z}L}{\bar{Z}_s + \bar{z}L} \quad (2.22)$$

El desplazamiento angular se encuentra de

$$\arg(\bar{V}_{hueco}) = \arg(\bar{z}L) - \arg(\bar{Z}_s + \bar{z}L) \quad (2.23)$$

El desplazamiento angular es, de esta manera, igual al ángulo en el plano complejo entre $\bar{z}L$ y $\bar{Z}_s + \bar{z}L$. Esto se muestra en la figura 36, donde ϕ es el desplazamiento angular y α es el ángulo entre la impedancia de la fuente \bar{Z}_s y la del alimentador \bar{z} .

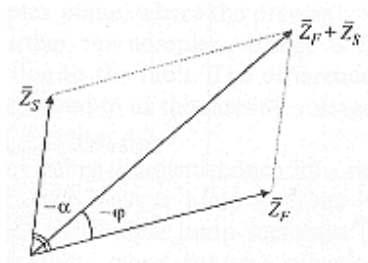
$$\alpha = \text{Tan}^{-1}\left(\frac{X_F}{R_F}\right) - \text{Tan}^{-1}\left(\frac{X_s}{R_s}\right) \quad (2.24)$$

Se denota a α como el ángulo de impedancia, el cual es positivo cuando la razón X/R del alimentador es mayor que la de la fuente. Obsérvese que esta es una situación rara: el ángulo de impedancia en la mayoría de casos es negativo. Usando la regla del coseno dos veces en el triángulo inferior en la figura 36 se obtienen las dos siguientes expresiones:

$$|\bar{Z}_s + \bar{z}L|^2 = |\bar{z}L|^2 + |\bar{Z}_s|^2 - 2|\bar{z}L||\bar{Z}_s|\cos(180^\circ + \alpha) \quad (2.25)$$

$$|\bar{Z}_s|^2 = |\bar{Z}_s + \bar{z}L|^2 + |\bar{z}L|^2 - 2|\bar{Z}_s + \bar{z}L||\bar{z}L|\cos(-\phi) \quad (2.26)$$

Figura 36. Diagrama fasorial



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 204

Sustituyendo la ecuación (2.25) en la (2.26) y trabajando un poco de álgebra se obtiene una expresión para el desplazamiento angular como función de la distancia

$$\cos(\phi) = \frac{\lambda + \cos \alpha}{\sqrt{1 + \lambda^2 + 2\lambda \cos \alpha}} \quad (2.27)$$

donde $\lambda = zL / Z_s$ es una medida de la distancia eléctrica hacia la falla y α el ángulo de impedancia. Adviértase que no es mucha la diferencia en la razón X/R que determine el desplazamiento angular sino el ángulo real entre las impedancias de la fuente y del alimentador.

La diferencia angular máxima ocurre en los cables de sistemas de distribución subterráneos. Para una fuente de razón X/R=10 y un cable con razón X/R=0.5 se obtiene un ángulo de impedancia de 60 grados negativos. Aunque este es un caso raro, sirve para mostrar las varias relaciones.

Pueden ocurrir pequeños desplazamientos angulares positivos en sistemas de transmisión donde las razones X/R de las impedancias de la fuente y el alimentador son similares.

De la ecuación (2.27) se concluye que el máximo desplazamiento angular ocurre para $L = 0, \lambda = 0$ y este es igual al ángulo de impedancia α .

La magnitud del hueco se obtiene de la ecuación (2.23) que da la siguiente expresión:

$$V_{\text{hueco}} = \frac{|\bar{z}L|}{|\bar{z}L + \bar{Z}_s|} \quad (2.28)$$

Con la ecuación (2.25) se obtiene la siguiente expresión para la magnitud de un hueco como función de la distancia a la falla:

$$V_{\text{hueco}} = \frac{\lambda}{(1 + \lambda)} \frac{1}{\sqrt{1 - \frac{2\lambda(1 - \cos \alpha)}{(1 + \lambda)^2}}} \quad (2.29)$$

Nótese que el primer factor al lado derecho de la ecuación anterior da la magnitud del hueco cuando se desprecia la diferencia en la razón X/R . Al hacer esta aproximación, se puede estimar un error por medio de la aproximación del segundo factor en la ecuación (2.29) para valores pequeños de α :

$$\frac{1}{\sqrt{1 - \frac{2\lambda(1 - \cos \alpha)}{(1 + \lambda)^2}}} \approx \frac{1}{1 - \frac{\lambda(1 - \cos \alpha)}{(1 + \lambda)^2}} \approx 1 + \frac{\lambda}{(1 + \lambda)^2} (1 - \cos \alpha) \approx 1 + \frac{\lambda}{(1 + \lambda)^2} \alpha^2 \quad (2.30)$$

El error es proporcional a α^2 . De esta manera, para valores moderados de α se puede usar la expresión simplificada para calcular la magnitud del hueco sin considerar el desplazamiento angular de fase.

3. CAUSAS DE LAS SUBTENSIONES O HUECOS (SAGs)

3.1 Fallas en los sistemas de potencia

Una falla en un sistema de potencia es cualquier evento que interfiere con el flujo normal de la corriente. Predominantemente, las fallas en líneas de transmisión de 115 kV, o mayores, son originadas por las descargas atmosféricas (rayos), que dan como resultado el flameo de aisladores. La mayoría de fallas que ocurren en los sistemas de potencia, son fallas asimétricas que consisten en cortocircuitos asimétricos, fallas asimétricas a través de impedancias o conductores abiertos. Las fallas asimétricas que pueden ocurrir son: fallas monofásicas a tierra o línea a tierra, fallas línea a línea y fallas línea a línea y a tierra o doble línea a tierra.

3.1.1 Tipos de fallas en los sistemas de potencia

3.1.1.1 Fallas simétricas

Las corrientes que fluyen en las diferentes partes de un sistema de potencia inmediatamente después de que ocurre una falla difieren de aquellas que fluyen unos ciclos más tarde justo antes de que los interruptores sean llamados a abrir la línea en ambos lados de la falla. Todas estas corrientes difieren ampliamente de las corrientes que fluirán en las condiciones de estado estable, si no se aislara la falla del resto del sistema cuando operan los interruptores. Las fallas simétricas son de dos tipos principales, los cuales se comentarán a continuación y que ambos son igualmente importantes en el estudio de fallas.

3.1.1.1.1 Transitorios en circuitos serie RL

La selección de un interruptor para un sistema de potencia no sólo depende de la corriente que el interruptor va a llevar bajo condiciones de operación normal sino también de la corriente máxima que puede llevar momentáneamente y de la corriente que tendría que interrumpir a la tensión de la línea en la que está colocado.

Considérese lo que pasa cuando se aplica un voltaje de ca a un circuito que contiene valores constantes de resistencia e inductancia. Sea este voltaje $V_{\max} \text{sen}(\omega t + \alpha)$, donde t es cero al tiempo de aplicar el voltaje. Entonces, α determina la magnitud del voltaje cuando se cierra el circuito. Si el voltaje instantáneo es cero y va creciendo en la dirección positiva cuando se aplica al cerrar un interruptor, entonces α es cero. Si el voltaje está en su valor instantáneo máximo positivo, entonces α es $\pi/2$. La ecuación diferencial es

$$V_{\max} \text{sen}(\omega t + \alpha) = Ri + L \frac{di}{dt} \quad (3.1)$$

La solución de esta ecuación es

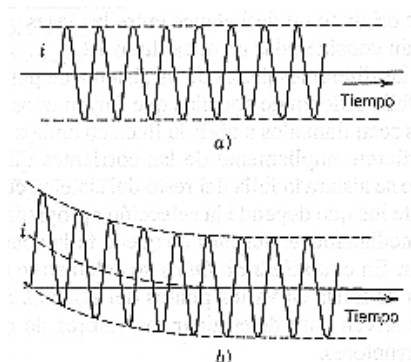
$$i = \frac{V_{\max}}{|Z|} \left[\text{sen}(\omega t + \alpha - \theta) - e^{-Rt/L} \text{sen}(\alpha - \theta) \right] \quad (3.2)$$

donde $|Z| = \sqrt{R^2 + (\omega L)^2}$ y $\theta = \text{Tan}^{-1}(\omega L / R)$.

El primer término de la ecuación (3.2) varía sinusoidalmente con el tiempo. El segundo término es aperiódico y decae exponencialmente con una constante de tiempo de L/R . Al término aperiódico se le llama componente de cd de la corriente. El término sinusoidal es el valor del término de estado estable de la corriente en un circuito RL para el voltaje aplicado. Si el valor del término de estado estable no es cero cuando $t=0$, la componente de cd aparece en la solución.

Obsérvese que el término de cd no existe si el circuito se cierra en un punto de la onda de voltaje tal que $\alpha - \theta = 0$ ó $\alpha - \theta = \pi$. En la figura 37a se muestra la variación de la corriente con el tiempo de acuerdo con la ecuación (3.2) cuando $\alpha - \theta = 0$. Si el interruptor se cierra en un punto tal que en la onda de voltaje $\alpha - \theta = \pm\pi/2$, la componente de cd tiene su valor inicial máximo. En la figura 37b se muestra una gráfica de la corriente en función del tiempo cuando $\alpha - \theta = -\pi/2$. La componente de cd puede tener cualquier valor desde 0 hasta $V_{\max}/|Z|$ y depende del valor instantáneo del voltaje cuando el circuito se cierra y de su factor de potencia.

Figura 37. Corriente como función del tiempo



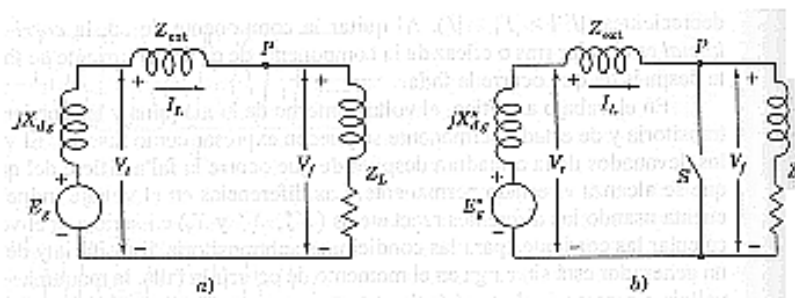
Fuente: John Grainger y otros. **Análisis de sistemas de potencia**. pág. 360

3.1.1.1.2 Voltajes internos de máquinas con carga bajo condiciones de falla

Consideremos un generador con carga en el momento que ocurre la falla. La figura 38a es el circuito equivalente de un generador que tiene una carga trifásica balanceada. Los voltajes internos y las reactancias del generador se identifican ahora por el subíndice g . Se muestra una impedancia externa entre las terminales del generador y el punto P donde ocurre la falla.

La corriente que fluye antes de que ocurra la falla en el punto P es I_L , el voltaje en el punto de falla es V_f y el voltaje en terminales del generador es V_t . El circuito equivalente de estado estable del generador sincrónico es su voltaje sin carga o de vacío E_g en serie con su reactancia sincrónica X_{dg} . Si ocurre una falla trifásica en el punto P , se observa que un cortocircuito de P al neutro no satisface las condiciones para calcular la corriente subtransitoria porque la reactancia del generador debe ser X_{dg}'' si se está calculando la corriente subtransitoria I'' , o X_{dg}' si se quiere calcular la corriente transitoria I' . El circuito mostrado en la figura 38b da el resultado deseado. Un voltaje E_g'' en serie con X_{dg}'' suministra la corriente de estado estable I_L cuando el interruptor S está abierto, y la corriente al cortocircuito a través de X_{dg}'' y de Z_{ext} cuando S se cierra.

Figura 38. Circuitos equivalentes para un generador



Fuente: John Grainger y otros. **Análisis de sistemas de potencia**. pág. 362

Si se puede determinar E_g'' , la corriente a través de X_{dg}'' será I' . Cuando el interruptor S está abierto, se observa que

$$E_g'' = V_t + jX_{dg}'' I_L = V_f + (Z_{ext} + jX_{dg}'') I_L \quad (3.3)$$

y esta ecuación define E_g'' , que es el voltaje interno subtransitorio.

De manera similar, cuando se calcule la corriente transitoria I' , que se debe suministrar a través de la reactancia transitoria X'_{dg} , el voltaje de operación es el voltaje interno transitorio E'_g , donde

$$E'_g = V_t + jX'_{dg}I_L = V_f + (Z_{ext} + jX'_{dg})I_L \quad (3.4)$$

Así, el valor de la corriente de carga I_L determina los valores de los voltajes E''_g y E'_g , que son iguales al voltaje sin carga E_g sólo cuando I_L es cero, de forma que E_g es igual a V_t .

En este momento es importante notar que el valor particular de E''_g en serie con X''_{dg} representa el generador inmediatamente antes e inmediatamente después de que ocurra la falla solamente si la corriente prefalla en el generador tiene el valor correspondiente de I_L . Por otro lado, E_g en serie con la reactancia sincrónica X_{dg} es el circuito equivalente de la máquina bajo condiciones de estado estable para cualquier valor de la corriente de carga. La magnitud de E_g se determina por la corriente de campo de la máquina y así, para un valor diferente de I_L en el circuito de la figura 56a, la $|E_g|$ podría permanecer igual pero se requeriría un nuevo valor de E''_g .

Los motores sincrónicos tienen reactancias del mismo tipo que los generadores. Cuando un motor se cortocircuita, no recibe más energía eléctrica de la línea de potencia, pero su campo permanece energizado y la inercia de su rotor y la carga conectada lo conserva rotando por un corto período. El voltaje interno de un motor sincrónico origina que contribuya con corriente al sistema y así, el motor actúa como un generador.

Por comparación con las fórmulas correspondientes para un generador, el voltaje interno subtransitorio E_m'' y el voltaje interno transitorio E_m' para un motor sincrónico están dados por

$$E_m'' = V_t - jX_{dm}'' I_L \quad (3.5)$$

$$E_m' = V_t - jX_{dm}' I_L \quad (3.6)$$

donde V_t es ahora el voltaje en las terminales del motor. Las corrientes de falla en sistemas que contienen generadores y motores bajo carga pueden resolverse por alguno de los siguientes caminos: calcular los voltajes internos subtransitorios (o transitorios) de las máquinas, o usar el teorema de Thévenin.

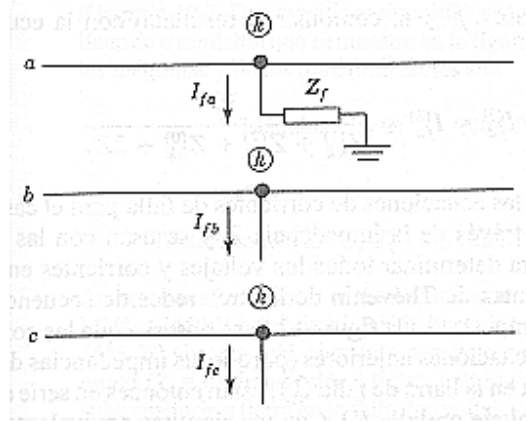
3.1.1.2 Fallas asimétricas

La mayoría de fallas que ocurren en los sistemas de potencia, son fallas asimétricas que consisten en cortocircuitos asimétricos, fallas asimétricas a través de impedancias o conductores abiertos. Las fallas asimétricas que pueden ocurrir son: fallas monofásicas a tierra o línea a tierra, fallas línea a línea y fallas línea a línea y a tierra o doble línea a tierra.

3.1.1.2.1 Fallas monofásicas de línea a tierra

La falla monofásica de línea a tierra (que es el tipo más común de falla) es originada por las descargas atmosféricas o por los conductores al hacer contacto con las estructuras aterrizadas.

Figura 39. Diagrama de conexiones, segmentos hipotéticos



Fuente: John Grainger y otros. **Análisis de sistemas de potencia.** pág. 453

Para una falla monofásica a tierra desde la fase a, a través de la impedancia Z_f , los segmentos hipotéticos de las tres líneas se conectan como se muestra en la figura 39. Las relaciones por desarrollar para este tipo de falla, sólo se aplican cuando la fase a es la que ha fallado. Pero esto no es causa de dificultad, porque se han señalado arbitrariamente a las fases y cualquiera de ellas se puede designar como la fase a. Las condiciones en la barra (k) que ha fallado se expresan por las siguientes ecuaciones:

$$I_{fb} = 0 \quad I_{fc} = 0 \quad V_{ka} = Z_f I_{fa} \quad (3.7)$$

Con $I_{fb} = I_{fc} = 0$, las componentes simétricas de las corrientes del segmento están dadas por

$$\begin{bmatrix} I_{fa}^{(0)} \\ I_{fa}^{(1)} \\ I_{fa}^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{fa} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

y al realizar la multiplicación, se llega a

$$I_{fa}^{(0)} = I_{fa}^{(1)} = I_{fa}^{(2)} = \frac{I_{fa}}{3} \quad (3.8)$$

Al sustituir $I_{fa}^{(0)}$ por $I_{fa}^{(1)}$ e $I_{fa}^{(2)}$, se llega a que $I_{fa} = 3I_{fa}^{(0)}$, y que de las ecuaciones de componentes simétricas (método de las componentes simétricas desarrollado por Fortescue y que está fuera del alcance de este trabajo) se obtiene

$$\begin{aligned} V_{ka}^{(0)} &= -Z_{kk}^{(0)} I_{fa}^{(0)} \\ V_{ka}^{(1)} &= V_f - Z_{kk}^{(1)} I_{fa}^{(1)} \\ V_{ka}^{(2)} &= -Z_{kk}^{(2)} I_{fa}^{(2)} \end{aligned} \quad (3.9)$$

Se suman estas ecuaciones y se observa que $V_{ka} = 3Z_f I_{fa}^{(0)}$ se obtiene

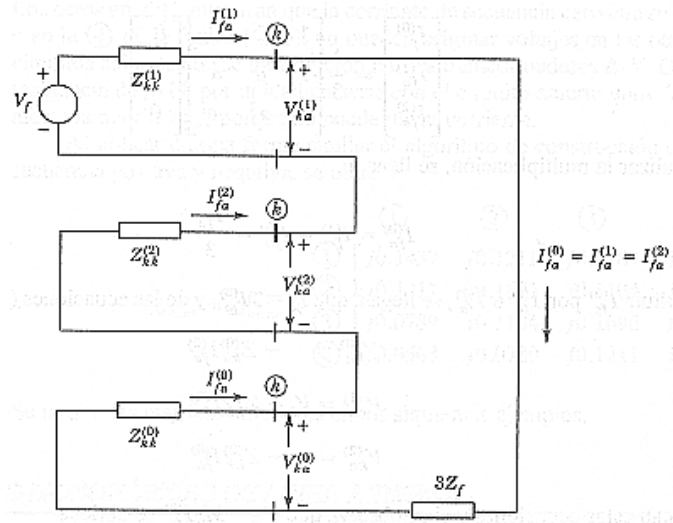
$$V_{ka} = V_{ka}^{(0)} + V_{ka}^{(1)} + V_{ka}^{(2)} = V_f - (Z_{kk}^{(0)} + Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)}) I_{fa}^{(0)} = 3Z_f I_{fa}^{(0)}$$

Al encontrar la solución para $I_{fa}^{(0)}$ y al combinar el resultado con la ecuación 3.8, se obtiene

$$I_{fa}^{(0)} = I_{fa}^{(1)} = I_{fa}^{(2)} = \frac{V_f}{Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f} \quad (3.10)$$

Las ecuaciones (3.10) son las ecuaciones de corrientes de falla para el caso particular de la falla monofásica a tierra a través de la impedancia Z_f . Si los circuitos equivalentes de Thévenin de las tres redes de secuencia del sistema se conectan en serie, como se muestra en la figura 40, se observa que las corrientes y voltajes que resultan satisfacen las ecuaciones anteriores (porque las impedancias de Thévenin vistas en las tres redes de secuencia en la barra de falla (k), están entonces en serie con la impedancia de falla $3Z_f$ y la fuente de voltaje prefalla V_f). Con los circuitos equivalentes así conectados, el voltaje a través de cada red de secuencia es la componente simétrica correspondiente del voltaje V_{ka} , en la barra de falla (k), y la corriente que se inyecta en cada red de secuencia en la barra es el negativo de la corriente de secuencia correspondiente en la falla.

Figura 40. Conexiones de los equivalentes de Thévenin



Fuente: John Grainger y otros. **Análisis de sistemas de potencia.** pág. 454

3.1.1.2.2 Fallas línea a línea

Para representar una falla línea a línea a través de una impedancia Z_f , se conectan los segmentos hipotéticos de las tres líneas en la falla, de la manera mostrada en la figura 41. La barra (k) es nuevamente la del punto de falla P, y sin perder generalidad, la falla línea a línea se considera que está en las fases b y c. Las siguientes relaciones deben satisfacerse en el punto de falla

$$I_{fa} = 0 \quad I_{fb} = -I_{fc} \quad V_{kb} - V_{kc} = I_{fb} Z_f \quad (3.11)$$

Dado que $I_{fb} = -I_{fc}$ e $I_{fa} = 0$, las componentes simétricas de la corriente son

$$\begin{bmatrix} I_{fa}^{(0)} \\ I_{fa}^{(1)} \\ I_{fa}^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_{fb} \\ -I_{fb} \end{bmatrix}$$

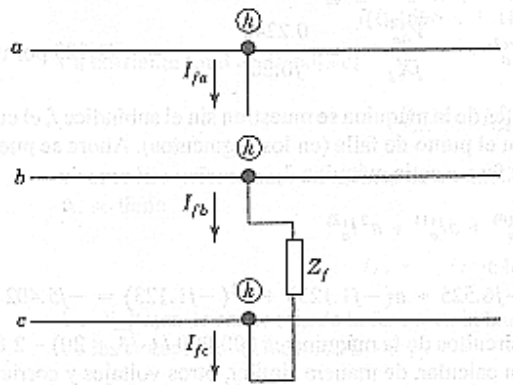
y al resolver las multiplicaciones de esta ecuación, se muestra que

$$I_{fa}^{(0)} = 0 \quad (3.12)$$

$$I_{fa}^{(1)} = -I_{fa}^{(2)} \quad (3.13)$$

Los voltajes a través de la red de secuencia cero deben ser cero ya que no hay fuentes de secuencia cero, y porque $I_{fa}^{(0)} = 0$, la corriente no se inyecta a esa red debido a la falla. Por lo tanto, los cálculos de la falla línea a línea no incluyen la red de secuencia cero, la cual permanece en las mismas condiciones que antes de la falla (una red sin fuentes).

Figura 41. Segmentos hipotéticos, falla línea a línea



Fuente: John Grainger y otros. **Análisis de sistemas de potencia.** pág. 458

Para satisfacer los requisitos de que $I_{fa}^{(1)} = -I_{fa}^{(2)}$, se conectarán los equivalentes de Thévenin de las redes de secuencia positiva y negativa en paralelo, como se muestra en la figura 42. Con el fin de mostrar que esta conexión de las redes también satisface la ecuación de voltaje $V_{kb} - V_{kc} = I_{fb} Z_f$, se expandirá cada lado de esa ecuación por separado en la siguiente forma

$$\begin{aligned} V_{kb} - V_{kc} &= (V_{kb}^{(1)} + V_{kb}^{(2)}) - (V_{kc}^{(1)} + V_{kc}^{(2)}) = (V_{kb}^{(1)} - V_{kc}^{(1)}) + (V_{kb}^{(2)} - V_{kc}^{(2)}) \\ &= (a^2 - a)V_{ka}^{(1)} + (a - a^2)V_{ka}^{(2)} = (a^2 - a)(V_{ka}^{(1)} - V_{ka}^{(2)}) \end{aligned}$$

$$I_{fb} Z_f = (I_{fb}^{(1)} + I_{fb}^{(2)}) Z_f = (a^2 I_{fa}^{(1)} + a I_{fa}^{(2)}) Z_f$$

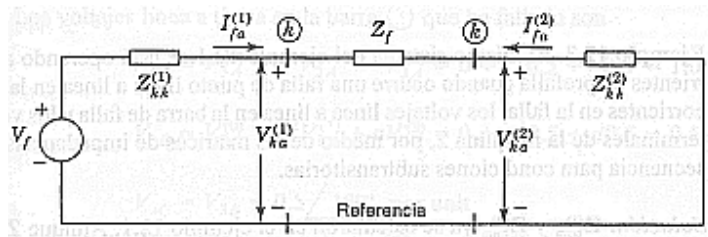
Al igualar ambos términos y al seleccionar $I_{fa}^{(2)} = -I_{fa}^{(1)}$ como en la figura 59, se obtiene

$$(a^2 - a)(V_{ka}^{(1)} - V_{ka}^{(2)}) = (a^2 - a)I_{fa}^{(1)}Z_f$$

$$V_{ka}^{(1)} - V_{ka}^{(2)} = I_{fa}^{(1)}Z_f \quad (3.14)$$

que es precisamente la ecuación para caídas de voltaje en la impedancia Z_f de la figura 42.

Figura 42. Redes de secuencia positiva y negativa



Fuente: John Grainger y otros. **Análisis de sistemas de potencia**. pág. 459

Así, se satisfacen todas las condiciones de falla de las ecuaciones (3.11) al conectar las redes de secuencia positiva y negativa en paralelo a través de la impedancia Z_f , como se mostró en la figura 42. La red de secuencia cero está inactiva y no entra en los cálculos de falla línea a línea. La ecuación para la corriente de secuencia positiva en la falla se puede determinar directamente de la figura 60, así que

$$I_{fa}^{(1)} = -I_{fa}^{(2)} = \frac{V_f}{Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)} + Z_f} \quad (3.15)$$

Para una falla de punto línea a línea se selecciona $Z_f = 0$. Las ecuaciones (3.15) son las de la corriente de falla para una falla línea a línea a través de la impedancia Z_f .

Una vez que se conocen $I_{fa}^{(1)}$ e $I_{fa}^{(2)}$, se pueden tratar como las inyecciones de corriente $-I_{fa}^{(1)}$ y $-I_{fa}^{(2)}$, que entran a las redes de secuencia positiva y negativa, respectivamente, y los cambios en los voltajes de secuencia en las barras del sistema debidos a la falla, se pueden obtener de las matrices de impedancias de barra. Cuando están presentes transformadores $\Delta-Y$, se pueden tomar en cuenta en los cálculos los desfases de las corrientes y voltajes de secuencia positiva y negativa.

3.1.1.2.3 Fallas de doble línea a tierra

Para una falla de doble línea a tierra (bifásica a tierra), los segmentos hipotéticos se conectan como se muestra en la figura 43. Nuevamente, la falla se considera en las fases b y c y las relaciones que ahora hay en la barra (k) que ha fallado son

$$I_{fa} = 0 \quad V_{kb} = V_{kc} = (I_{fb} + I_{fc})Z_f \quad (3.16)$$

Como $I_{fa} = 0$, la corriente de secuencia cero está dada por $I_{fa}^{(0)} = (I_{fb} + I_{fc})/3$ y los voltajes de la ecuación (3.16) dan

$$V_{kb} = V_{kc} = 3Z_f I_{fa}^{(0)} \quad (3.17)$$

Al sustituir V_{kb} en lugar de V_{kc} en la transformación de las componentes simétricas, se encuentra que

$$\begin{bmatrix} V_{ka}^{(0)} \\ V_{ka}^{(1)} \\ V_{ka}^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ka} \\ V_{kb} \\ V_{kc} \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

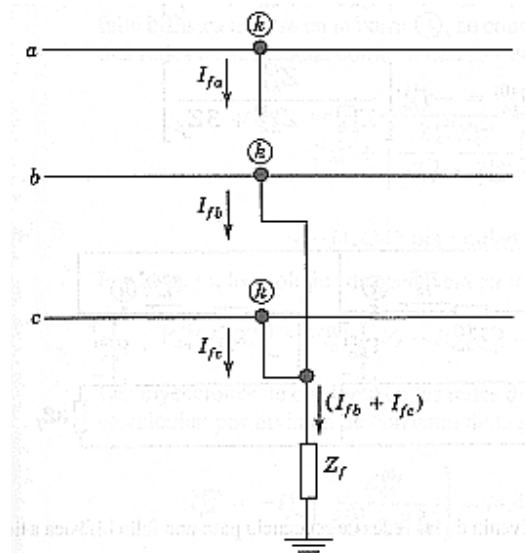
La segunda y la tercera filas de esta ecuación muestran que

$$V_{ka}^{(1)} = V_{ka}^{(2)} \quad (3.19)$$

mientras la primera fila y la ecuación (3.17) muestran que

$$3V_{ka}^{(0)} = V_{ka} + 2V_{kb} = (V_{ka}^{(0)} + V_{ka}^{(1)} + V_{ka}^{(2)}) + 2(3Z_f I_{fa}^{(0)})$$

Figura 43. Falla bifásica a tierra



Fuente: John Grainger y otros. **Análisis de sistemas de potencia**. pág. 463

Se factorizan los términos de secuencia cero en un lado de la ecuación, haciendo $V_{ka}^{(2)} = V_{ka}^{(1)}$ y al despejar $V_{ka}^{(1)}$ se obtiene

$$V_{ka}^{(1)} = V_{ka}^{(0)} - 3Z_f I_{fa}^{(0)} \quad (3.20)$$

Al colocar juntas las ecuaciones (3.19) y (3.20) y al resolver nuevamente que $I_{fa} = 0$, se llega a los siguientes resultados

$$\begin{aligned} V_{ka}^{(1)} = V_{ka}^{(2)} = V_{ka}^{(0)} - 3Z_f I_{fa}^{(0)} \\ I_{fa}^{(0)} + I_{fa}^{(1)} + I_{fa}^{(2)} = 0 \end{aligned} \quad (3.21)$$

Las ecuaciones características de la falla bifásica a tierra se satisfacen cuando las tres redes de secuencia se conectan en paralelo como se muestra en la figura 44. El diagrama de conexiones de la red muestra que la corriente de secuencia positiva, $I_{fa}^{(1)}$, está determinada al aplicar un voltaje prefalla V_f a través de la impedancia total, que consiste en $Z_{kk}^{(1)}$ en serie con la combinación paralelo de $Z_{kk}^{(2)}$ y $(Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f)$.

Esto es,

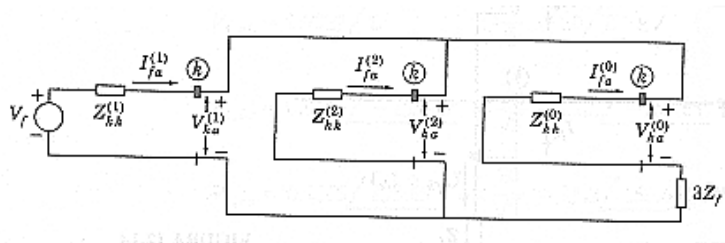
$$I_{fa}^{(1)} = \frac{V_f}{Z_{kk}^{(1)} + \left[\frac{Z_{kk}^{(2)}(Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f)}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f} \right]} \quad (3.22)$$

Las corrientes de secuencia negativa y cero hacia fuera del sistema y hacia la falla, se pueden determinar de la figura 44 por una simple división de corrientes, así que

$$I_{fa}^{(2)} = -I_{fa}^{(1)} \left[\frac{Z_{kk}^{(0)} + 93Z_f}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f} \right] \quad (3.23)$$

$$I_{fa}^{(0)} = -I_{fa}^{(1)} \left[\frac{Z_{kk}^{(2)}}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f} \right] \quad (3.24)$$

Figura 44. Equivalente de Thévenin



Fuente: John Grainger y otros. **Análisis de sistemas de potencia.** pág. 464

Para una falla de punto, Z_f es igual a cero en las ecuaciones anteriores. Cuando $Z_f = \infty$, el circuito de secuencia cero está abierto, y entonces no fluye corriente de secuencia cero y las ecuaciones son aquellas de la falla línea a línea que se analizaron previamente.

De nuevo, se observa que las corrientes de secuencia positiva, negativa y cero, se pueden considerar, una vez que se han calculado, como inyecciones negativas en las redes de secuencia en la barra (k) que ha fallado.

3.1.2 Descargas electroatmosféricas (o rayos)

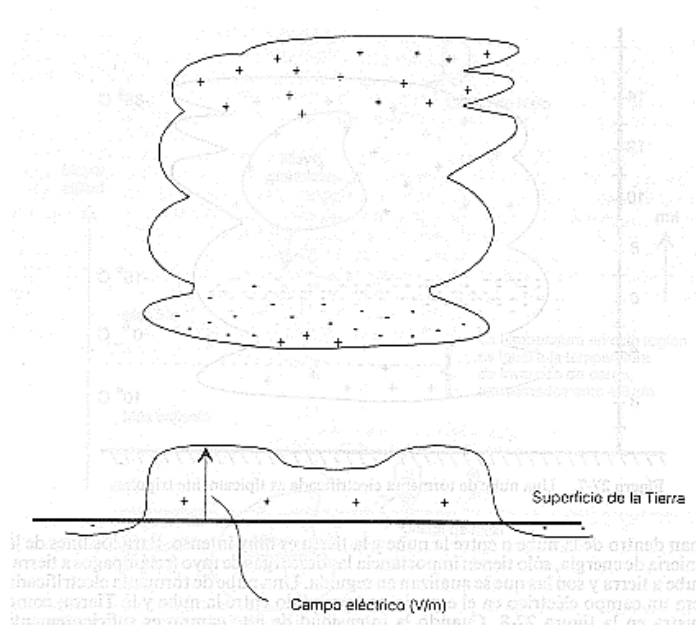
La causa de los rayos es la separación y acumulación de cargas eléctricas en las nubes por mediación de ciertos fenómenos microfísicos y macrofísicos. Esta electrificación da como resultado intensidades de campo eléctrico suficientemente grandes para producir disrupción del aire y desarrollo subsecuente del rayo.

3.1.2.1 Mecanismos del rayo

Se inicia un rayo cada vez que la acumulación de carga en una nube de tormenta es tal que el campo eléctrico entre los centros de carga que se forman dentro de la nube o entre la nube y la tierra es muy intenso.

Para los fines de la ingeniería, sólo tienen importancia las descargas de rayo (relámpagos a tierra) de nube a tierra. Una nube de tormenta electrificada genera un campo eléctrico en el espacio comprendido entre la nube y tierra, como se ilustra en la figura 45. Cuando la intensidad de este campo es suficientemente grande, se inicia una descarga. Típicamente, intervienen en el proceso tres fases. En la primera fase, la alta intensidad del campo eléctrico puede generar ionización local y descargas eléctricas que se conocen como descargas iniciales piloto. Una de estas descargas va seguida por la llamada descarga escalonada. La descarga escalonada es una secuencia de descargas eléctricas que son luminosas; se propagan con una velocidad de aproximadamente 15 a 20% de la velocidad de la luz y son discretas, avanzando aproximadamente 50 metros a la vez. La descarga escalonada llega finalmente a la superficie de la tierra e incide en algún objeto de la misma.

Figura 45. Campo eléctrico bajo de una nube de tormenta



Fuente: Donald Fink y otros. **Manual de ingeniería eléctrica**. pág. 27-12

La segunda fase se inicia cuando la descarga escalonada alcanza un objeto situado sobre la tierra o se encuentra con otra descarga escalonada que vaya en ascenso. Específicamente, tiene lugar una descarga de gran intensidad a través del canal establecido por la descarga escalonada. Esta descarga es extremadamente luminosa y por lo tanto visible. La descarga se conoce como la *incidencia de retorno* o simplemente como la *descarga del rayo*. Esta descarga disparará otra descarga más entre la nube y la tierra a través del canal de conducción ya establecido con la primera descarga. Este proceso puede repetirse varias veces consecutivas.

Debe mencionarse, empero, que el rayo de polaridad positiva es típicamente de descarga única. Se han registrado casos extremos con un gran número de descargas múltiples, como por ejemplo 40 a 50, con duración de todo el intervalo de descargas que se aproxima a un segundo.

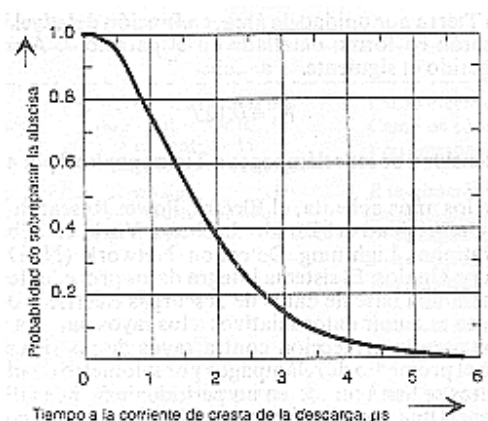
3.1.2.2 Características de las descargas de rayo

Los parámetros de las descargas de rayos a tierra son muy importantes en el diseño de esquemas de protección contra rayos. Los parámetros más importantes son: voltaje, corriente, forma de onda y frecuencia de ocurrencia.

El voltaje entre una nube de tormenta y tierra antes de una descarga al terreno se ha estimado de 10 MV a 1000 MV. Sin embargo, para trabajo de diseño, al ingeniero de protección le interesa el voltaje que aparece en el aparato de potencia en que ocurre la incidencia. Este voltaje será igual al producto de la impedancia por la corriente de la descarga.

Muchos investigadores han reunido datos sobre las magnitudes de la corriente de descarga a tierra. Entre éstos, ha tenido mucha aceptación el trabajo de Berger realizado en Mount San Salvatore en Suiza. La representación estadística de estos datos aparece en la figura 46.

Figura 46. Magnitudes de corrientes de rayo



Fuente: Donald Fink y otros. **Manual de ingeniería eléctrica**. pág. 27-14

3.1.2.3 Sobrevoltajes por rayo

Es necesario aclarar que aunque el interés principal del presente trabajo son las subtensiones (*sags* o *dips*), los sobrevoltajes causados por rayos están ligados a tales perturbaciones de tensión a causa de la operación de los esquemas de protección para librar las fallas. Esta actividad de libramiento de las fallas tiene un carácter oscilatorio (por la característica principal de los *reclosers* al intentar librar una falla) que redundará en caídas de tensión en ciertas porciones del sistema de potencia.

Los sistemas de potencia están expuestos a la intemperie y por ello están sujetos a descargas de rayos que dan lugar a sobretensiones y consecuentemente también a subtensiones. Los sobrevoltajes por rayos se generan por descargas directas de rayos sobre un aparato del sistema de potencia o por descargas indirectas a objetos cercanos, de los cuales se transfieren perturbaciones de tensión subsecuentes al sistema por efecto inductivo, capacitivo y conductivo.

A diferencia de las perturbaciones de tensión de igual frecuencia que la energía y las perturbaciones por operación de interruptores, que son proporcionales a la tensión del sistema, las perturbaciones por rayo son independientes del voltaje del sistema pero dependen de las impedancias del mismo. Las descargas de rayos en árboles, terrenos u otros objetos cercanos pueden dar lugar a perturbaciones de tensión en el sistema de potencia, por acoplamiento. El acoplamiento puede ser conductivo por intermedio del subsuelo conductor y las estructuras de aterrizaje del sistema de potencia. En una situación típica, pueden estar presentes todos los mecanismos de acoplamiento y dar como resultado una perturbación en el sistema de potencia inductiva o capacitiva.

3.1.3 Cortocircuitos

El disparo del equipo es lo que hace de un cortocircuito un problema de calidad de potencia. La causa fundamental de que se dispare cierto equipo o porción del sistema de potencia es una falla de cortocircuito: una conexión de baja impedancia entre dos o más fases, o dentro de una o más fases y tierra. En la posición de la falla, el voltaje cae a un valor bajo.

El efecto del cortocircuito en otras posiciones en el sistema de potencia es un evento de cierta magnitud y duración en la interface entre el equipo y el sistema de potencia. La falla de cortocircuito siempre causará subtensiones, huecos o sags para algunos usuarios. Si la falla tiene lugar en una parte radial del sistema, la oportuna intervención de la protección limpia la falla llevando también de esta manera a una interrupción. Si hay suficiente redundancia o interconexión presente, el cortocircuito sólo producirá un hueco de tensión. Si el evento resultante excede cierto nivel de severidad, éste causará el disparo del equipo.

Se reconoce que, no sólo los cortocircuitos producen el disparo de los equipos, sino también eventos como la conmutación o switcheo de capacitores o los arranques de grandes motores de inducción. Pero la gran mayoría de los disparos de los equipos se deberán a fallas de cortocircuito.

Al principio de este capítulo, específicamente cuando se trataron las fallas simétricas y asimétricas en los sistemas de potencia, se analizaron detalladamente los diversos tipos de cortocircuitos y sus respectivos modelos gráficos y matemáticos. Por tal razón, se considera suficiente el espacio dedicado ya a esta clase de origen de huecos o *sags*.

3.1.4 Conmutación de bancos de capacitores

En los sistemas de potencia y en las instalaciones industriales, los capacitores se instalan en grupos llamados bancos. El objetivo de instalar bancos de capacitores es el de compensar la potencia reactiva inductiva presente en los sistemas de potencia debido a bajos factores de potencia en la industria, consecuencia de que la carga industrial es predominantemente inductiva. A pesar que en nuestro país existen normas en cuanto al valor mínimo del factor de potencia, todavía siguen siendo necesarios los grandes bancos de capacitores para compensar la potencia reactiva provocada por el sector industrial. Cada planta industrial ha optado por instalar dentro de su recinto un banco de capacitores en los tableros principales con el fin de corregir su factor de potencia y así evitar ser penalizada. Por supuesto, en los sistemas de potencia los bancos de capacitores no sólo se utilizan para compensar el factor de potencia; en líneas de transmisión se utilizan para realizar acoplamientos adecuados y lograr así redes de distribución más eficientes.

3.1.4.1 Conexión del sistema a tierra

En sistemas eléctricos con neutro aislado, o conectado a tierra a través de una impedancia, los bancos de capacitores deben conectarse con el neutro flotante. En esta forma se evita la circulación, a través del banco de capacitores, de armónicas de corriente que producen magnitudes de corriente superiores al valor nominal y que pueden dañar los capacitores. Aun en el caso de que los bancos de transformadores de una subestación tengan su neutro conectado directamente a tierra, se recomienda instalar el banco de capacitores con su neutro flotante. La principal ventaja de los bancos de capacitores con el neutro flotante es permitir el uso de fusibles de baja capacidad de ruptura.

3.1.4.2 Fusibles de capacitores

El precio de los fusibles depende de la corriente de cortocircuito que van a soportar, y ésta a su vez, depende de que el neutro del banco esté flotante o conectado firmemente a tierra. Si está flotante, las corrientes de falla son bastante bajas. En caso de tener el neutro conectado firmemente a tierra, la falla en un capacitor implica un cortocircuito de fase a tierra, que suele exceder de 5 kA asimétricos, corriente que debe interrumpirse utilizando fusibles limitadores de corriente, cuyo costo es mayor que los de tipo expulsión. Esta corriente es de gran intensidad y de frecuencia elevada, por lo que no conviene utilizar fusibles del tipo de expulsión.

3.1.4.3 Dispositivos de conexión y desconexión

Las tensiones de recuperación que se presentan entre los contactos de los dispositivos de apertura son mayores cuando se deja el neutro flotante, que cuando se conecta el neutro a tierra. Para tensiones menores de 46 kV las tensiones de recuperación no presentan mucha diferencia entre los dos casos anteriores. Para bancos de gran potencia reactiva y tensiones superiores a 46 kV conviene operar el banco con el neutro flotante, aunque esto origina que el costo del capacitor sea más elevado. Para tensiones a 100 kV, la conexión del neutro a tierra es imprescindible, por razones de costo del interruptor.

3.1.4.4 Armónicas

La conexión del neutro a tierra es un paso para la tercera armónica y sus múltiplos, que tienen la propiedad de causar interferencias en las líneas telefónicas adyacentes.

3.1.5 Contaminación de los aisladores

Un aislador debe evitar un salto de arco para prácticamente cualquier condición de operación de frecuencia de la energía y muchas condiciones de voltajes transitorios, bajo cualesquiera condiciones de humedad, temperatura, lluvia o nieve y con las acumulaciones de suciedad, sal y otros contaminantes que no son desprendidos por lavado periódicamente por las aguas de lluvia.

El más óptimo desempeño de los aisladores se logra cuando éstos se encuentran totalmente libres de contaminación y humedad pues es precisamente bajo estas condiciones que el aislador cumple su función. Sin embargo, esta es una condición ideal pues siempre existirá cierto grado de contaminación en los aisladores a causa del polvo, el viento que transporta partículas conductoras, la humedad, los humos cargados con Diesel en zonas de mucho tráfico vehicular, etc. Muchos de estos contaminantes son removidos por la lluvia y muchos otros se adhieren más fuertemente con la humedad a causa de las lluvias. Si no se lleva un perfecto control de un determinado programa de mantenimiento y limpieza de los aisladores, éstos comienzan a experimentar un fenómeno que se llama bandeo seco.

El bandeo seco es una causa importante del salto de arco de los aisladores estándar cuando están contaminados. Éste ocurre cuando el aislador se ha mojado completamente pero no se desprende la contaminación de la superficie del aislador. En estas condiciones se forman bandas o franjas que se han secado por el aire, y saltan arcos entre las áreas de banda seca. Estos arcos progresan hasta que ocurre el salto de arco del aislador completo. Se trata aquí de una falla causada por la contaminación de los aisladores y tal falla provocará una caída de tensión en dicho punto y un hueco o sag en regiones más alejadas del mismo.

Las fallas producidas por el arqueo de los aisladores como consecuencia de la contaminación fueron tratadas en el apartado de fallas asimétricas al inicio de este capítulo. Por tal razón en este apartado solo se han considerado tales fallas de forma superficial. El objetivo de esta sección es la de mostrar que la contaminación de los aisladores puede ser otra causa de subtensiones, huecos o *sags*.

3.1.6 Contacto de animales y/o árboles

Cuando un animal o la rama de un árbol fortuitamente hace contacto con dos fases o con una fase y algún elemento aterrizado se produce una falla asimétrica la cual consecuentemente produce un hueco de tensión que puede ser sensible para muchos usuarios. En tal momento entran en escena los *reclosers* para librar la falla produciendo perturbaciones de tensión en el sistema de potencia. Si tal sistema de potencia no tiene la redundancia deseada, el hueco de tensión puede ser nefasto provocando el disparo de algunos equipos del sistema de potencia o en los equipos industriales de los usuarios.

3.2 Influencia de la carga en los huecos de tensión o *sags*

En esta sección se discutirán algunas situaciones en las cuales las corrientes de carga pueden tener una influencia significativa en los voltajes durante una falla. La carga que tiene una influencia principal en el voltaje durante y después de un hueco de tensión está formada por los motores de inducción y los motores sincrónicos debido a que ellos tienen las mayores corrientes durante y después de una falla de cortocircuito. Pero también se discutirán ampliamente los rectificadores monofásicos y trifásicos debido a que son una buena fracción de la carga en muchas áreas.

3.2.1 Motores de inducción y fallas trifásicas

Durante una falla trifásica los voltajes en las terminales de un motor caen en magnitud. Las consecuencias de esta caída son varias

El flujo máximo en el entrehierro no está más en balance con el voltaje del estator. El flujo decae con una constante de tiempo superior a varios ciclos. Durante este decaimiento el motor de inducción contribuye a la falla y algo mantiene el voltaje en las terminales del motor.

La caída en la tensión causa una caída en el torque eléctrico: el torque eléctrico es proporcional al cuadrado del valor rms del voltaje. El torque mecánico la mayoría del tiempo permanece sin cambio. El resultado es que el motor comienza a parar. Mientras el motor para tomará una gran corriente con un factor de potencia pequeño.

Esto podría bajar más aun el voltaje. Para pequeñas caídas de tensión, se alcanzará un nuevo estado estable a menor velocidad, dependiendo del comportamiento velocidad-torque de la carga mecánica.

Para huecos profundos el motor continuará deteniéndose hasta que alcance el paro total, o hasta que se recupere el voltaje. La constante de tiempo mecánica de los motores eléctricos es de un segundo o más. Por lo tanto el motor normalmente no alcanzará velocidad cero antes de que se recupere el voltaje. En el momento en que se recupera el voltaje ocurre el fenómeno opuesto. El flujo en el entrehierro se restablecerá de nuevo. Después de eso, el motor se reacelerará hasta que alcance su velocidad pre-evento.

Durante la reacceleración el motor nuevamente toma una gran corriente con un pequeño factor de potencia, que causa un hueco de tensión post-falla que dura algunas veces varios segundos.

3.2.2 Motores de inducción en fallas asimétricas

El comportamiento de un motor de inducción durante una falla asimétrica es algo complicado. Sólo un programa de análisis de redes que simule gran parte de un sistema puede dar una representación exacta de los efectos cuantitativos. El siguiente fenómeno juega un papel en la interacción entre sistema y motor de inducción durante fallas asimétricas.

Durante los ciclos uno o dos después del inicio de la falla el motor de inducción contribuye a la falla. Esto causa un incremento en el voltaje de secuencia positiva. Los voltajes de secuencia negativa y cero no son influenciados.

El motor de inducción comienza a detenerse, causando un decremento en la impedancia de secuencia positiva. Este decremento en la impedancia causa un incremento en la corriente y así una caída en el voltaje de secuencia positiva.

La impedancia de secuencia negativa del motor es baja, típicamente 10-20% de la impedancia de secuencia positiva nominal. El voltaje de secuencia negativa debido a la falla será de esta manera significativamente desvanecido en las terminales del motor. La impedancia de secuencia negativa es independiente del deslizamiento. El voltaje de secuencia negativa, de esta manera, permanecerá constante durante el evento.

El motor de inducción no toma ninguna corriente de secuencia cero. El voltaje de secuencia cero de esta manera no será influenciado por el motor de inducción.

3.2.3 Carga de potencia electrónica

En sistemas con una gran fracción de la carga formada por rectificadores monofásico o trifásico, esta carga presenta también una influencia durante y después del hueco de tensión. Seguidamente se discuten algunos aspectos cualitativos del efecto de rectificadores en el voltaje. Diferentes aspectos dominarán en diferentes sistemas.

Especialmente para *sags* profundos y prolongados, una gran parte de la carga electrónica se disparará. Esto reducirá la corriente de carga y así incrementará el voltaje, tanto antes como después del hueco.

El equipo que no se dispara inicialmente tomará una pequeña corriente del suministro o aun no una corriente del todo pues el voltaje de dc de la barra es mayor que el pico del voltaje de ac. Dentro de unos cuantos ciclos el capacitor de la barra de dc se ha descargado suficientemente para que el rectificador inicie la conducción de nuevo. Normalmente la potencia total tomada por la carga permanece constante así que la corriente ac será superior. Esta corriente tiene un alto contenido de armónicas así que la distorsión armónica del voltaje durante el hueco se incrementará.

En cuanto a la recuperación del voltaje, los capacitores de la barra de dc tomarán un pulso grande de corriente del suministro. Esto puede posponer la recuperación del voltaje por más de un ciclo.

Para rectificadores trifásicos, bajo huecos asimétricos, la gran corriente fluye entre las dos fases con la gran diferencia de voltaje. El efecto es que el voltaje en esas fases cae y se incrementa en la otra fase. El rectificador trifásico, de esta manera, reduce la asimetría entre las fases. En este sentido ellos se comportan similar a la carga del motor de inducción.

Los rectificadores trifásicos controlados experimentarán un mayor período de conmutación porque el voltaje de la fuente es menor durante el hueco. Esto lleva a transitorios de conmutación más severos (muescas o *notches*) durante el hueco. De nuevo se asume que el equipo no se disparará.

3.3 Arranque de grandes motores de inducción

Anteriormente ya se analizaron los huecos de tensión debidos a fallas de cortocircuito. Estos huecos de tensión son la causa principal de las fallas en los equipos y el mal funcionamiento de los mismos, y una de las principales razones por las cuales la calidad de la potencia ha llegado a ser un problema durante las últimas décadas. Otra causa importante de los huecos de tensión, que actualmente ha sido de mucho más interés que en el pasado para los diseñadores de los sistemas de potencia industrial, es el arranque de grandes motores de inducción. También la conmutación de otras cargas causará un hueco de tensión. Pero en este último caso la caída en el voltaje es bastante pequeña, y el voltaje sólo cae pero no se recupera. Por lo tanto sería más exacto el término escalón de voltaje.

Durante el arranque un motor de inducción toma una corriente mayor que la normal, típicamente cinco o seis veces más grande. Esta corriente permanece alta hasta que el motor alcanza su velocidad nominal, típicamente entre algunos segundos y un minuto.

La caída en el voltaje depende fuertemente de los parámetros del sistema. Consideremos el sistema mostrado en la figura 47, donde Z_S es la impedancia de la fuente y Z_M es la impedancia del motor durante la marcha. El voltaje experimentado por una carga alimentada desde la misma barra que alimenta al motor se encuentra de la ecuación del divisor de voltaje:

$$V_{hueco} = \frac{Z_M}{Z_S + Z_M} \quad (3.25)$$

Y como en todos los cálculos anteriores, se ha asumido una fuente de voltaje de 1 p.u. Cuando un motor de determinada potencia S_{motor} se alimenta de una fuente de voltaje con una potencia de cortocircuito S_{fuente} puede escribirse para la impedancia de la fuente la siguiente expresión:

$$Z_S = \frac{V_n^2}{S_{fuente}} \quad (3.26)$$

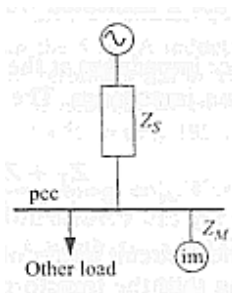
y para la impedancia del motor durante el arranque

$$Z_M = \frac{V_n^2}{\beta S_{motor}} \quad (3.27)$$

con β como la razón entre la corriente de arranque y la nominal. La ecuación (3.25) ahora se puede escribir como

$$V_{hueco} = \frac{S_{fuente}}{S_{fuente} + \beta S_{motor}} \quad (3.28)$$

Figura 47. Hueco de tensión debido a un motor de inducción



En caso que el voltaje durante el arranque del motor sea muy bajo para los equipos conectados a la misma barra, se puede decidir usar un transformador dedicado. Esto lleva a la red mostrada en la figura 48.

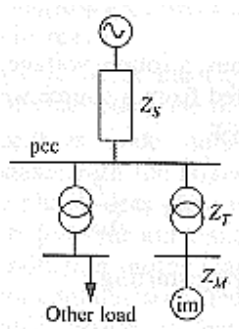
Nuevamente Z_S es la impedancia de la fuente en el punto de conexión común o pcc, Z_M la impedancia del motor durante la marcha, y Z_T la impedancia del transformador. La magnitud del hueco de tensión por la carga sensible es

$$V_{hueco} = \frac{Z_T + Z_M}{Z_S + Z_T + Z_M} \quad (3.29)$$

Introduciendo, como antes, la potencia de cortocircuito de la fuente S_{fuente} , la potencia tasada del motor S_{motor} y asumiendo que el transformador tiene la misma potencia tasada que el motor y una impedancia ε , de la ecuación (3.29) se obtiene

$$V_{hueco} = \frac{(1 + 6\varepsilon)S_{fuente}}{(1 + 6\varepsilon)S_{fuente} + 6S_{motor}} \quad (3.30)$$

Figura 48. Motor de inducción, transformador dedicado



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 250

La duración del hueco de tensión debido al arranque del motor depende de un número de parámetros del motor, de los cuales la inercia del motor es el principal. Cuando se determina el tiempo de marcha, es importante determinar la magnitud del hueco en las terminales del motor. El torque producido por el motor es proporcional al cuadrado del voltaje en las terminales. Eso hace que un hueco baje a 90% lo que causa una caída en el torque bajo 81%. Es la diferencia entre el torque de la carga mecánica y el torque eléctrico la que determina la aceleración del motor, y de esta manera el tiempo de marcha.

3.4 Cambios de carga

Los cambios de carga también son una causa importante de los huecos de tensión debido a las maniobras de conmutación que traen consigo eventos transitorios de voltaje y corriente. Al cambiar una carga de una porción del sistema a otra o al reducir la magnitud de una determinada carga, se produce un decremento en el flujo de corriente hacia las mismas y consecuentemente una elevación en la tensión. Dicha elevación de tensión tiene un comportamiento oscilatorio mientras busca estabilizarse a la tensión nominal, pero en estas oscilaciones el voltaje puede caer por instantes bajo su valor nominal. En determinados equipos este evento se considera una cadena de huecos de tensión y provoca su disparo.

Los cambios de carga operados por las empresas suministradoras de energía son programados y en el mejor de los casos se comunica dicho programa a todos aquellos usuarios que podrían verse afectados por los mismos. Sin embargo, por parte de los usuarios se produce continuamente un cambio en la carga (por supuesto sin previo aviso) y cuando se trata de cargas con magnitudes significativas estos eventos se hacen sensibles en el sistema de potencia afectando a otros usuarios conectados al sistema.

4. EFECTOS DE LOS HUECOS (SAGs & DIPs) Y LAS SUBTENSIONES

4.1 Introducción

Aunque las interrupciones, que pueden ser largas o cortas, son más severas que un hueco de tensión, este último es el responsable de pérdidas económicas aún no cuantificadas en nuestro país. La razón es bien sencilla; los huecos de tensión se presentan con mayor frecuencia y consecuentemente se ven afectados muchos equipos sensibles a los mismos.

Las interrupciones cortas en el suministro público se deben a las intenciones de la empresa suministradora de energía de limitar la duración de las interrupciones. Al usar el recierre automático, la duración de una interrupción se puede reducir de su duración típica de una hora, a típicamente menos de un minuto. Actualmente hay más equipo sensible a eventos de muy corta duración.

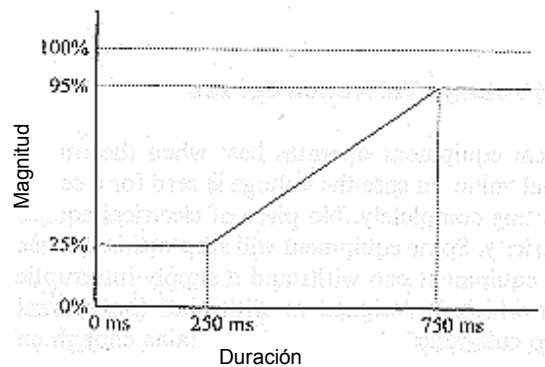
4.2 Efectos o influencia en los equipos

Durante una interrupción corta el voltaje es cero; y así, no hay suministro de potencia en todo el equipo. Las consecuencias temporales son que no hay luz, que se paran los motores, que las pantallas se ponen negras, etc. Todo esto sólo dura por pocos segundos, pero las consecuencias pueden durar mucho más: interrupción del proceso de producción, pérdidas de información, evacuación de edificios debido a alarmas contra incendios que se queman, y algunos daños cuando el voltaje regresa (arranques descontrolados).

Hablando generalmente, el equipo eléctrico opera mejor cuando el valor eficaz del voltaje es constante e igual al valor nominal. En caso que el voltaje sea cero para cierto período de tiempo, éste simplemente parará de operar completamente. Ningún artefacto eléctrico puede operar indefinidamente sin electricidad. Algunos equipos pararán dentro de un segundo como la mayoría de las computadoras de escritorio. Otros equipos pueden resistir una interrupción en el suministro mucho mayor; como una computadora portátil que está diseñada para soportar (intencionalmente) interrupciones de potencia. Pero aun la batería de una computadora portátil sólo contiene la energía suficiente típicamente para unas pocas horas.

Para cada pieza del equipo es posible determinar que tanto continuará operando después de que se ha interrumpido el suministro. Un examen bastante simple daría el resultado. El mismo examen puede hacerse para un voltaje de 10% (del nominal), para un voltaje de 20%, etc. Si el voltaje llega a ser lo suficientemente alto, el equipo será capaz de operar indefinidamente. Al conectar los puntos obtenidos al llevar estos exámenes resulta la así llamada curva de tolerancia del voltaje. En la figura 49 se muestra un ejemplo de tal curva.

Figura 49. Tolerancia del voltaje para estaciones de potencia



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 254

El concepto de curva de tolerancia del voltaje para equipo electrónico sensible fue introducido en 1978 por Thomas Key. Cuando él estudiaba la confiabilidad del suministro de potencia a las instalaciones militares, se dio cuenta que los huecos de tensión y su resultante disparo de las computadoras centrales podía ser un asunto más serio para la seguridad nacional que las interrupciones completas del suministro. Él, por lo tanto, contactó a algunos fabricantes por sus criterios de diseño y desempeñó algunas pruebas por sí mismo. La curva resultante de tolerancia del voltaje llegó a conocerse como la curva *CBEMA* muchos años después. La curva de tolerancia del voltaje es también una parte importante de la norma 1346 de la *IEEE*. Esta norma recomienda un método de comparación del desempeño del equipo con la calidad del suministro de potencia. La curva de tolerancia del voltaje es la manera recomendada de presentar el desempeño del equipo.

Al describir el desempeño del equipo a través de la curva de tolerancia del voltaje se deben hacer cierto número de suposiciones. La suposición básica es que un hueco puede ser caracterizado singularmente a través de su magnitud y duración. Por supuesto, esto es sólo una aproximación. Desde el punto de vista del equipo, la suposición básica tras la curva de tolerancia del voltaje es: si dos huecos tienen la misma magnitud y duración entonces ambos conducirán al disparo del equipo o ambos no llevarán al disparo del equipo. Como ya se vio, las definiciones de magnitud y duración de un hueco realmente en uso están lejos de ser únicas.

Además, el desplazamiento del ángulo de fase y la asimetría del voltaje trifásico pueden influenciar significativamente el comportamiento del equipo. La curva bidimensional de tolerancia del voltaje tiene claramente sus limitantes, especialmente para equipos trifásicos.

El rango de tolerancia en el voltaje es debido parcialmente a la diferencia entre el equipo, y parcialmente debido a las incertezas mencionadas antes. Con esta información tanto como con la información de la tolerancia del voltaje, debería notarse que los valores no necesariamente se aplican a piezas específicas del equipo. Como ejemplo, la tabla III da una tolerancia de voltaje para el arrancador de un motor entre 20 ms, 60% y 80 ms, 40%. Usar este rango para diseñar la instalación podría no ser muy confiable; y usar el valor promedio lo sería aún más. Estos valores sólo dan una idea de la sensibilidad del equipo a los huecos de tensión, no sirven como base para los diseños de las instalaciones.

Tabla III. Rangos de tolerancia de voltaje para varios equipos

Equipos y dispositivos	Tolerancia del voltaje		
	Rango superior	Promedio	Rango inferior
PLC	20 ms, 75%	260 ms, 60%	620 ms, 45%
Tarjeta de entrada a un PLC	20 ms, 80%	40 ms, 55%	40 ms, 30%
Unidad de AC de 5 H.P.	30 ms, 80%	50 ms, 75%	80 ms, 60%
Relevador de AC de control	10 ms, 75%	20 ms, 65%	30 ms, 60%
Arrancador de motor	20 ms, 60%	50 ms, 50%	80 ms, 40%
Computadora personal	30 ms, 80%	50 ms, 60%	70 ms, 50%

Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 255

Los valores en la tabla III deben leerse de la siguiente manera. Una tolerancia de voltaje de x ms, $b\%$ implica que el equipo puede tolerar un voltaje cero de x ms y un voltaje de $b\%$ del valor nominal indefinidamente. Algún hueco mayor que x ms y más profundo que $b\%$ causará un disparo o el mal funcionamiento del equipo. En otras palabras: la curva de tolerancia del voltaje del equipo es rectangular con una rodilla en x ms, $b\%$.

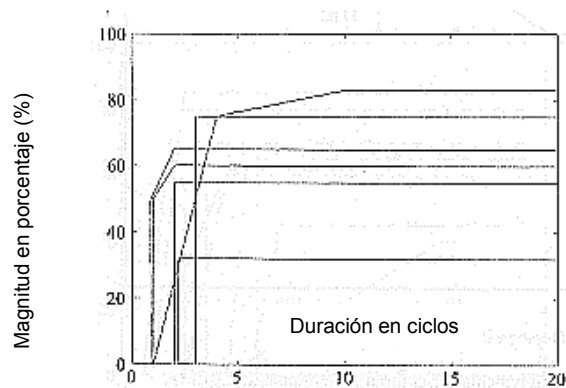
4.2.1 Disparos indeseables de controles sensibles

El equipo de control de procesos frecuentemente es extremadamente sensible a los huecos de tensión; se han reportado disparos de equipos cuando el voltaje ha caído bajo 80% por unos cuantos ciclos. Las consecuencias del disparo de un equipo de control de procesos pueden ser enormes. Por ejemplo, el disparo de un pequeño relevador puede causar el apagado de una gran planta química, llevando quizás a pérdidas de producción de Q100,000. Afortunadamente todos estos equipos de baja potencia pueden alimentarse por medio de un UPS, o la tolerancia de voltaje puede mejorarse fácilmente agregando capacitores extra, o algunas baterías de respaldo.

Se han desarrollado pruebas de tolerancia del voltaje para los equipos controladores de procesos de la misma forma que para las PCs. Las curvas resultantes de tolerancia del voltaje para algunos equipos controladores de procesos se muestran en la figura 50. Muestran claramente que estos equipos son extremadamente sensibles a los huecos de tensión. Como la duración de la mayoría de huecos están entre 4 y 10 ciclos, se puede asumir razonablemente que un controlador de procesos se dispara para cada hueco o sag bajo cierto umbral dado, variando entre 85% y 35%.

Aún peor es que algunos controladores de procesos envían señales incorrectas de control antes de que ocurra el disparo real. Esto tiene que ver con la diferencia en la tolerancia de voltaje de las varias partes del mencionado equipo. Las señales incorrectas pueden llevar a peligrosas malas operaciones del proceso.

Figura 50. Tolerancia del voltaje para PLCs



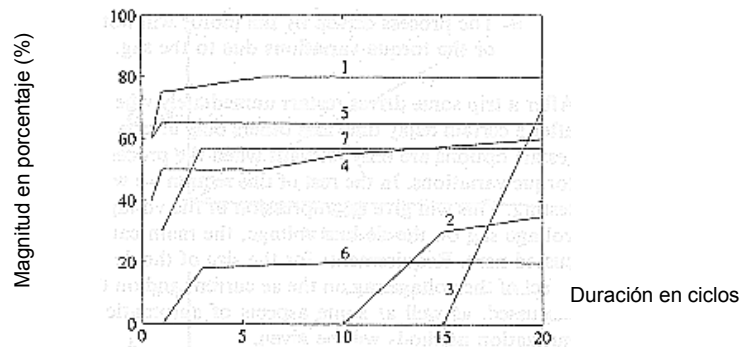
Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 264

En la figura 51 se muestran curvas de tolerancia del voltaje adicionales para equipos de control de procesos. Los números a los cuales hacen referencia las curvas son los siguientes:

- Un controlador de procesos bastante común usado para procesos de aplicaciones de calor tales como controladores de la temperatura del agua.
- Controlador de procesos más complicado que puede usarse para proveer muchas estrategias de control.
- Controladores lógicos de procesos.
- Un controlador lógico de procesos, más nuevo y más avanzado que el anterior.
- Relevador de DC de control, usado para energizar equipos importantes.
- Relevador de AC de control, usado para energizar equipos importantes; el mismo fabricante que el anterior.

g) Relevador de AC usado para energizar motores; contactor de motor.

Figura 51. Curvas de tolerancia de voltaje para varios equipos de control de procesos



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 265

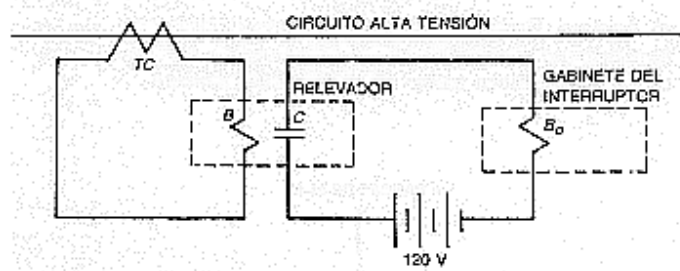
El estudio del cual se derivaron las curvas anteriores, confirma que el equipo de control de procesos es extremadamente sensible a los disturbios de voltaje, pero también que es posible construir equipos capaces de tolerar huecos de tensión largos y profundos. El hecho de que algunos equipos ya se disparan para huecos de medio ciclo sugiere también una seria sensibilidad a los transitorios de voltaje.

4.2.2 Apertura de contactos de relevador por subestación

La protección de una subestación es un conjunto de sistemas que mantiene vigilancia permanente y cuya función es eliminar o disminuir los daños que puede recibir un equipo eléctrico cuando se presenta una falla. La parte importante de estos sistemas son los relevadores que sirven para detectar la falla y que, a su vez, efectúan la desconexión automática de los interruptores cuando se producen sobrecorrientes debidas a cortocircuitos, aislando las partes del sistema que han fallado.

En su forma más básica, una protección eléctrica opera en la forma mostrada en la figura 52.

Figura 52. Esquema general de un relevador



Fuente: Raúl Martín. **Diseño de subestaciones eléctricas**. pág. 358

donde:

TC = transformador de corriente. Puede ser de 220 kV 1200/5 A

B = bobina de operación del relevador

C = contacto de disparo del relevador

B_D = bobina de disparo del interruptor de potencia

El relevador recibe en su bobina de operación B , la señal de corriente del secundario de protección del transformador de corriente. Esta bobina cierra el contacto de disparo C del relevador que, a su vez, permite el paso de la corriente directa de la batería principal de 120 V y energiza la bobina del circuito de disparo del interruptor B_D de que se trate que, al abrir, libera y aísla la zona que se encuentra bajo condiciones de falla.

Todos los relevadores trabajan con señales predominantemente de corriente lo cual los hace sensibles a las perturbaciones en la misma. Lo cierto es que, al ocurrir una falla, la corriente se incrementa grandemente lo cual energiza la bobina de accionamiento del relevador la cual al mismo tiempo actúa sobre los contactos de un interruptor con el fin de limpiar la falla.

Aquí el relevador es activado por una falsa señal proveniente de la corriente liberada por la falla en el sistema, falla que pudo originarse en el sistema de potencia o en las instalaciones internas del usuario.

De la comprensión básica de la ley de Ohm, se sabe que cuando se tiene una impedancia relativamente constante y decrece la tensión, indiscutiblemente aumentará la corriente pues todos los dispositivos tienen una potencia máxima la cual no puede variar con las contingencias. Por tal razón cuando se presenta un hueco de tensión o *sag* aumenta la corriente en las bobinas de los relevadores y si el hueco es de una determinada duración, el aumento de la corriente en la bobina hará actuar al relevador y consecuentemente, al interruptor.

4.2.3 Efectos sobre contactores y relés electromecánicos

Tanto los contactores como los relés dependen en cuanto a su operación del campo magnético que se genera al circular una corriente a través de un determinado circuito. Tal corriente circula a través de un determinado devanado y se produce así un campo magnético de acuerdo con la ley de Faraday. En algunos casos este devanado se encuentra embobinado en un núcleo de un material ferromagnético lo que lo convierte en un electroimán (lo cual es el principio de un contactor electromecánico). También puede darse el caso que el núcleo de una bobina esté constituido por un material paramagnético cuya propiedad es la de flotar o levitar en presencia de un campo magnético (este es el principio de un relé). En ambos casos se depende de la circulación de una corriente a través de una bobina conductora. Tal corriente debe tener la magnitud correcta para hacer funcionar el circuito y no sobrepasar de cierto nivel pues puede dañar los componentes del circuito y operar de una manera inadecuada.

Cuando se presenta un hueco de tensión inevitablemente se detectará la presencia de una sobrecorriente que puede ser tomada como la corriente de operación de un relé o un contactor. Sin embargo, la duración de un hueco es bastante corta y generalmente tiene un desempeño recurrente. De igual manera se presenciara una corriente pulsante que a su vez causa efectos electromagnéticos pulsantes y consecuentemente el cierre y la apertura de los contactos de un contactor o un relé. Este efecto pulsante puede causar el reencendido de un arco entre contactos, corrosión y finalmente el desgaste de los mismos. En tal situación se tendrá un desempeño defectuoso, ya sea de contactos permanentemente abiertos o cerrados, según sea el caso.

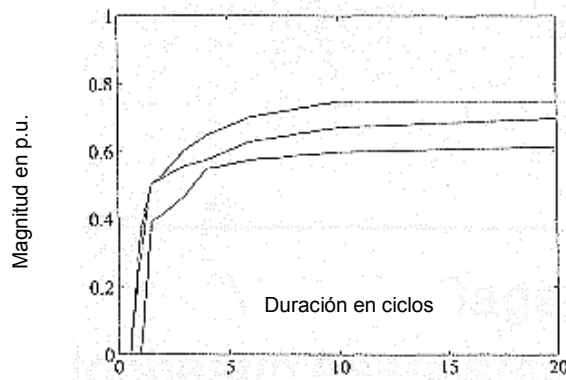
4.2.4 Efecto sobre lámparas de descarga

La mayoría de las lámparas sólo parpadea cuando ocurre una caída de tensión. Alguien que esté usando la lámpara probablemente lo notará, pero esto no puede considerarse algo serio. Es diferente cuando la lámpara se extingue completamente y le toma varios minutos recuperarse. En los ambientes industriales, en lugares donde se encuentre un gran número de personas reunidas, o en la iluminación de las carreteras, esto podría llevar a situaciones muy peligrosas.

Autoridades en la materia ya han realizado estudios de la tolerancia del voltaje y su relación con las lámparas de alta presión de sodio. Como se sabe, dichas lámparas de alta presión de sodio dependen de una diferencia de potencial bastante grande para que sea posible establecer el arco eléctrico dentro del bulbo previamente llenado con sodio a alta presión.

En la figura 53 se muestran curvas para 3 lámparas. La tolerancia del voltaje de la lámpara es bastante dependiente de la edad.

Figura 53. Tolerancia de voltaje para lámparas de alta presión de sodio



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 323

4.2.5 Efecto sobre los variadores de velocidad de motores

Muchos variadores de velocidad ajustables son igualmente sensibles que los equipos de control. Para el estudio del efecto de los huecos de tensión en los variadores de velocidad, estos se agruparán en dos grandes grupos que son: variadores de velocidad de ac y variadores de velocidad de dc.

4.2.5.1 Variadores de velocidad de AC

El disparo de los variadores de velocidad puede ocurrir debido a varios fenómenos:

La unidad controladora o la protección detectarán el súbito cambio en las condiciones de operación y dispararán la unidad para prevenir daños a los componentes electrónicos de potencia.

La caída en el voltaje de la barra de dc que resulta del hueco causará una mala operación o disparo de la unidad controladora o del inversor *PWM*.

Las incrementadas corrientes de ac durante el hueco o las corrientes post-hueco cargan el capacitor de dc lo cual causará disparo por sobrecorriente o la fundición de fusibles protectores de los componentes eléctricos de potencia.

El proceso que es conducido por el motor no será capaz de tolerar la caída en la velocidad o las variaciones en el torque debidas al hueco.

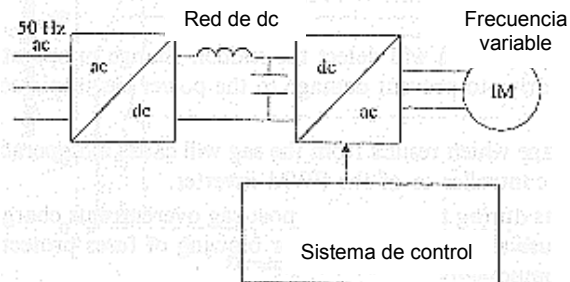
Después de un disparo, cierta unidad arranca inmediatamente cuando regresa el voltaje; algunas arrancan después de cierto retraso de tiempo y otros solo después de un arranque manual. Las varias opciones de arranque automático solamente son relevantes cuando el proceso tolera un cierto nivel de velocidad y variaciones de torque.

Los variadores de velocidad (*ASD's* por sus siglas en inglés que significan *Adjustable-Speed Drives*) son alimentados ya sea a través de un diodo rectificador trifásico, o a través de un controlador rectificador trifásico. Hablando generalmente, el primer tipo es el que se encuentra en las unidades de motores de ac, el segundo en unidades de dc y en grandes unidades de ac.

La configuración de la mayoría de unidades ac se muestra en la figura 54. Los tres voltajes de ac son alimentados al diodo rectificador trifásico. El voltaje de salida del rectificador es suavizado por medio de un capacitor conectado a la barra de dc. La inductancia presente en algunas unidades apunta a suavizar el enlace de corriente de dc y de esta manera reducir la distorsión armónica en la corriente tomada del suministro.

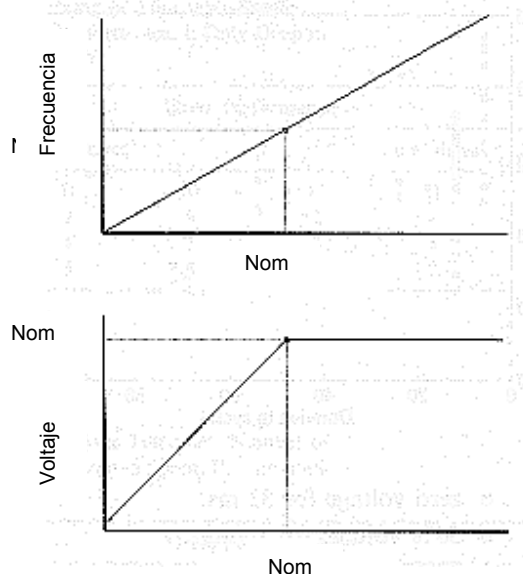
El voltaje de dc se invierte a un voltaje de ac de frecuencia y magnitud variable, por medio del así llamado convertidor de fuente de voltaje (VSC por sus siglas en inglés que significan *Voltage-Source Converter*). El método usado más comúnmente para esto es la modulación de ancho de pulso (*PWM* del inglés *Pulse-Width Modulation*). La velocidad del motor se controla a través de la magnitud y la frecuencia del voltaje de salida del VSC. La frecuencia y magnitud del voltaje del estator se trazan en la figura 55.

Figura 54. Configuración típica de una unidad de AC



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 266

Figura 55. Voltaje y frecuencia como función de la velocidad



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 267

Para velocidades superiores a la velocidad nominal, ambas frecuencia y magnitud, son proporcionales a la velocidad rotacional. El torque máximo de un motor de inducción es proporcional al cuadrado de la magnitud del voltaje e inversamente proporcional al cuadrado de la frecuencia

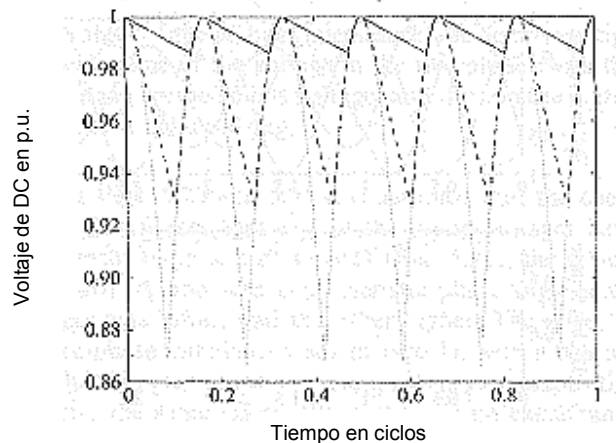
$$T_{\max} \approx \frac{V^2}{f^2}$$

Al incrementar ambos, la magnitud del voltaje y la frecuencia, el torque máximo permanece constante. No es posible incrementar la magnitud del voltaje más allá de su valor nominal. Además, incrementar la velocidad llevará a una rápida caída en el torque máximo. Muchos disparos de unidades de ac se deben al bajo voltaje en la barra de dc. El disparo o mala operación puede deberse al controlador o a que el inversor *PWM* no opere apropiadamente cuando baja el voltaje. Pero también puede deberse a la intervención de la protección de subtensión conectada a la barra de dc. Más probablemente, la protección intervendrá antes de que ocurra la mala operación de algún equipo.

El voltaje en la barra de dc se obtiene normalmente del voltaje ac a través de un diodo rectificador. Cuando cae el voltaje en el lado de ac, el rectificador parará de conducir y el inversor PWM será energizado por el capacitor conectado a la barra de dc. Este capacitor tiene solamente energía limitada (relativo al consumo de potencia del motor) y no será capaz de suministrarla a la carga más allá de unos cuantos ciclos. No sólo la subtensión es una fuente potencial de daño sino también la sobrecorriente cuando se recupera el voltaje de ac. Si la unidad no está equipada con protección adicional contra sobrecorrientes, se debería proteger también la barra de dc contra esas sobrecorrientes. Muchas unidades están equipadas con fusibles en serie con los diodos, contra grandes sobrecorrientes. Esto no debería usarse para protección contra sobrecorrientes después de un hueco. Tener que reemplazar los fusibles después de un hueco sólo causaría inconveniencias adicionales.

En operación normal, el voltaje de la barra de dc es algo alisado por la capacitancia conectada a la barra de dc. Mientras mayor la capacitancia, menor el rizo de voltaje. Por lo tanto, con un rectificador monofásico, el capacitor sólo se carga dos veces por ciclo. La figura 56 muestra el voltaje en la barra de dc tras un rectificador trifásico, para varios tamaños de capacitor. Se asumió que la carga que se alimentó de la barra de dc es de tipo potencia constante.

Figura 56. Voltaje de DC detrás de un rectificador trifásico



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 275

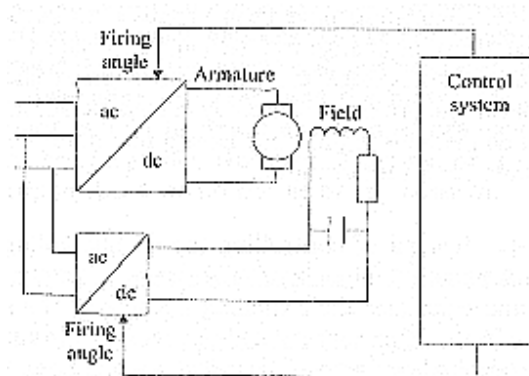
4.2.5.2 Variadores de velocidad de DC

Las unidades de dc han sido tradicionalmente mejor preparadas para la operación de variación de velocidad que las de ac. La velocidad de un motor es, a primera aproximación, proporcional a la frecuencia del voltaje. La velocidad de un motor de dc es proporcional a la magnitud del voltaje. Es mucho más fácil variar la magnitud del voltaje que la frecuencia. Sólo con la introducción de los transistores de potencia es que los inversores variadores de frecuencia y así los variadores de velocidad han llegado a ser factibles.

En la figura 57 se presenta la configuración típica de una unidad de dc. El devanado de la armadura, que usa la mayoría de la potencia, se alimenta por medio de un rectificador trifásico controlado. El voltaje de armadura se controla a través del ángulo de cebado del tiristor. Mientras mayor el retardo en el ángulo de cebado, menor el voltaje de armadura. Normalmente no se conecta un capacitor a la barra de dc.

El torque producido por el motor de dc se determina por la corriente de armadura, que casi no muestra rizo debido a la gran inductancia del devanado de la armadura. El devanado de campo sólo toma una pequeña cantidad de la potencia; así que un rectificador monofásico es suficiente. El devanado de campo es energizado por uno de los voltajes fase a fase del suministro.

Figura 57. Unidad de DC con armadura excitada separadamente



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 300

Un hueco de tensión simétrico lleva a un transitorio bastante complicado en el motor de dc, con un nuevo estado estable a la misma velocidad que la original. El nuevo estado estable, sin embargo, raras veces será alcanzado. La mayoría de unidades se dispararán mucho antes, principalmente a través de la intervención de alguna protección en los convertidores electrónicos de potencia.

4.2.6 Efecto sobre PLCs (controladores lógicos programables)

Un PLC no es más que un microprocesador de estado sólido que maneja un determinado proceso industrial o comercial. Dicho procesador cuenta con una serie de entradas y salidas que le permiten interactuar con el medio siendo capaz de procesar las señales de entrada y producir determinadas señales de salida conforme a los requerimientos del usuario.

Por supuesto, tal como su mismo nombre lo indica, un PLC trabaja con base en señales digitales las cuales son precisamente señales de voltaje o corriente dentro de determinados rangos. Obviamente, las líneas de suministro transportan energía con comportamiento senoidal la cual directamente no sería útil para aparatos y dispositivos que trabajan con señales digitales. Para ello se hace necesario un circuito modulador.

De la electrónica digital se sabe que una señal eléctrica debe estar comprendida entre cierto intervalo para que se considere un cero, y dentro de otro cierto intervalo para que se considere un uno. Sin embargo, cuando una señal cae dentro de determinada zona (llamada zona de incertidumbre), la lógica digital de la señal no puede determinarse y puede llevar a resultados indeseados. Ahora bien, cuando se presenta un hueco de tensión, el PLC no es capaz de distinguir si se trata de una señal con lógica cero, o bien de una señal presente en la zona de incertidumbre. Tal incerteza inevitablemente conducirá a resultados indeseados. Es por eso que los fabricantes de PLCs han diseñado circuitos bastante selectivos a la hora de recibir y emitir una señal y cuando se presenta un hueco de tensión se aborta el proceso.

4.2.7 Efecto sobre los computadores

El suministro de potencia a una computadora, y a la mayoría de los equipos electrónicos de los consumidores normalmente consiste de un diodo rectificador en serie con un regulador electrónico de voltaje (convertidor dc/dc). El suministro de energía de todos esos dispositivos electrónicos de baja potencia es similar y de igual forma es su sensibilidad a los huecos de tensión.

¿Cual sería la diferencia de las consecuencias de un disparo inducido por un hueco? Una televisión mostrará una pantalla negra por varios segundos; un tocadiscos se restablecerá así mismo y comenzará desde el principio del disco, o simplemente esperará una nueva orden.

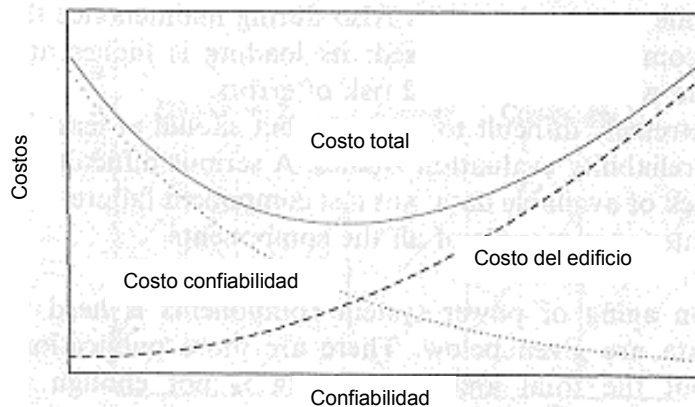
Los grabadores de video y televisión normalmente tienen una pequeña batería para mantener la potencia a la memoria que contiene los parámetros de los canales. Esto es para prevenir pérdidas de memoria cuando se traslada el televisor o se desconecta por alguna razón. Si esta batería no contiene más la energía suficiente, un hueco o interrupción podría causar la pérdida de tales parámetros. Lo mismo ocurre con los parámetros de un horno de microondas, que frecuentemente no está equipado con una batería.

5. PÉRDIDAS ECONÓMICAS CAUSADAS POR LAS SUBTENSIONES

5.1 Introducción

Las inconveniencias debidas a las interrupciones necesitan cuantificarse de una o de otra manera al considerar las interrupciones del suministro en el diseño y la operación de sistemas de potencia. En una cuantificación seria se requieren traducir todas las inconveniencias en cantidades de dinero.

Figura 58. Gráfica de costos versus confiabilidad



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 102

Muchos estudios de costos de interrupción muestran una gráfica de costos contra confiabilidad. Tal curva se reproduce en la figura 58. La idea detrás de esta curva es que un sistema más confiable es más caro de construir y operar, pero los costos de interrupción (ya sea sobre la vida útil del sistema, o por año) son menores.

5.2 Fundamentos de los costos de producción

Hay que tomar en consideración que la ganancia total de una industria depende de la relación entre los costos de producción y el ingreso total alcanzado. El precio de venta del producto determinará los ingresos de la industria. Por lo tanto, los costos e ingresos resultan ser dos elementos fundamentales para decidir el nivel de producción de máxima ganancia.

La organización de una industria para lograr producir tiene necesariamente que incurrir en una serie de gastos, directa o indirectamente, relacionados con el proceso productivo, en cuanto a la movilización de los factores de producción. La planta, el equipo de producción, la materia prima y los empleados de todos los tipos, componen los elementos fundamentales del costo de producción de una industria.

De la teoría económica (que está fuera del enfoque del presente trabajo) se sabe que los costos de producción de una empresa pueden agruparse en dos categorías: costos fijos y costos variables. En otras palabras, el costo total está compuesto por la suma de los costos fijos y los costos variables. A continuación se da una breve descripción de las dos grandes categorías en las cuales se agrupan los costos de producción:

- ◆ **Costos fijos.** Los costos fijos son aquellos en que necesariamente tiene que incurrir la industria al iniciar sus operaciones. Se definen como costos porque en el plazo corto e intermedio se mantienen constantes a los diferentes niveles de producción. Como ejemplo de estos costos fijos se identifican los salarios de ejecutivos, los alquileres, los intereses, las primas de seguro, la depreciación de la maquinaria y el equipo y las contribuciones sobre la propiedad.

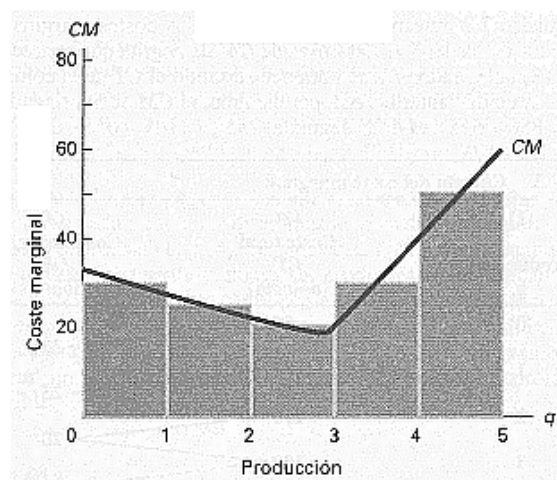
- ♦ **Costos variables.** Los costos variables son aquellos que varían al variar el volumen de producción. El costo variable total se mueve en la misma dirección del nivel de producción. Es precisamente en este tipo de costo en el que se está interesado al realizar el presente estudio.

El **costo marginal** (CMg) de producción es el coste adicional en que se incurre al producir 1 unidad adicional. Se define como el costo adicional incurrido al producir una unidad adicional del producto, y se expresa por:

$$CMg = \frac{\Delta CT}{\Delta PT} \quad (5.1)$$

Un problema de huecos de tensión afectará directamente al costo marginal de un determinado producto pues como puede observarse en la ecuación (5.1), la producción disminuiría al presentarse una interrupción del proceso y sin embargo el cambio en el costo total podría ser casi imperceptible. En la figura 59, puede observarse el comportamiento de los costos marginales.

Figura 59. Relación entre el costo total y el costo marginal



Fuente: Paul A. Samuelson. **Economía.** pág. 120

5.3 Relación entre subtensiones y costos de producción

Un hueco de voltaje tiene muchas características que lo identifican como tal (magnitud, duración, desfase angular, energía, etc.) sin embargo, la característica que relaciona las subtensiones o huecos con los costos de producción es esencialmente el tiempo, como se verá en la siguiente sección. Dicho tiempo es aquel que le toma a un equipo el poder restablecerse o bien, a toda una línea de producción, el poder ser puesta en marcha nuevamente.

5.4 Análisis del impacto económico de las subtensiones

Un hueco de tensión no es una interrupción sino una disminución de cierta duración en la magnitud del voltaje lo cual produce disparos indeseados de equipos sensibles o el mal funcionamiento de los mismos. Estas inconveniencias desencadenan una serie de eventos que en conjunto producen la paralización de la producción durante un determinado período de tiempo.

De conceptos económicos y de producción se sabe que el costo medio o unitario es, al igual que el costo marginal, uno de los conceptos más utilizados en las empresas; comparándolo con el precio o el ingreso medio, éstas pueden saber si están obteniendo o no un beneficio. El costo medio o unitario es el costo total dividido por el número de unidades producidas.

$$CU = \frac{CT}{q} \quad (5.2)$$

$$CT = CF + CV \quad (5.3)$$

donde CU es el costo unitario, CT es el costo total, CF es el costo fijo, CV es el costo variable y q es la producción.

Sin embargo, para fines del análisis económico que se pretende, se hace necesario establecer otro tipo de costo unitario que no sea del todo constante como función sólo del costo total y de la producción total sino también que sea función del tiempo. Esto es debido a que, como se estableció en la sección precedente, el tiempo es la variable que relaciona las sub tensiones con los costos de producción. Este nuevo tipo de costo es el costo unitario dinámico.

Costo unitario dinámico (CUd). Es el costo unitario que varía en función del tiempo de producción o el número de unidades producidas. Su variación se debe a:

- ◆ Mayor o menor número de unidades adicionales producidas (o inclusive, unidades no producidas) manteniendo fijo el intervalo de tiempo.

- ◆ Mayor o menor intervalo de tiempo requerido para producir un número fijo de unidades (unidades cuyo precio al usuario o consumidor final no debe variar).

Redefiniendo la ecuación (5.2) con la producción como función del tiempo se tiene que:

$$CU = \frac{CT}{q(t)} \quad (5.4)$$

donde $q(t)$ debe escribirse como función del tiempo, es decir $q(t) = UP/t$. En esta nueva relación debe notarse que “UP” es el número de unidades producidas y que t es el tiempo requerido para producir dichas unidades. De aquí que:

$$CUd = \frac{CT}{q(t)} = \frac{CT \times t}{UP} \quad (5.5)$$

Por otro lado, también debe definirse un hipotético margen de utilidad dinámico (MUd) que no es más que un índice, que puede ser positivo (ganancia) o negativo (pérdida), dado por la diferencia entre el costo unitario (CU) y el costo unitario dinámico (CUd) y escrito como ecuación es:

$$MUd = CU - CUd \quad (5.6)$$

Este índice muestra claramente que un hueco de voltaje influye directamente en el tiempo de producción y el número de unidades producidas llevando a una determinada industria a dos regiones posibles, pérdida o ganancia como puede apreciarse en las figuras 60 y 61.

En las figuras 60 y 61 se trazó una escala que da el índice multiplicativo, es decir, aquel valor por el cual debe multiplicarse el margen de utilidad determinado por el nivel óptimo de producción. Se puede observar que en dicha escala existen números negativos lo cual indica que el margen de ganancias sobre un bien o producto puede tornarse completamente negativo y llegar a ser una pérdida.

También puede observarse que existe un punto de equilibrio en el cual no hay pérdidas ni ganancias. Debe tomarse en cuenta que a ninguna empresa o industria le conviene trabajar en el punto de equilibrio pérdidas-ganancias porque al final el propósito de todo empresario es obtener cierto beneficio de su empresa. Por otro lado, trabajar justamente en el punto de equilibrio generalmente tiende a tornarse a la región de pérdidas. En la curva de $CUd-UP$ puede verse que existe un nivel óptimo de producción, una región de unidades adicionales producidas y también una región de unidades no producidas. La región de unidades no producidas sugiere que los costos totales se mantienen relativamente constantes y consecuentemente se está en pérdidas.

Figura 60. Costo unitario dinámico versus tiempo

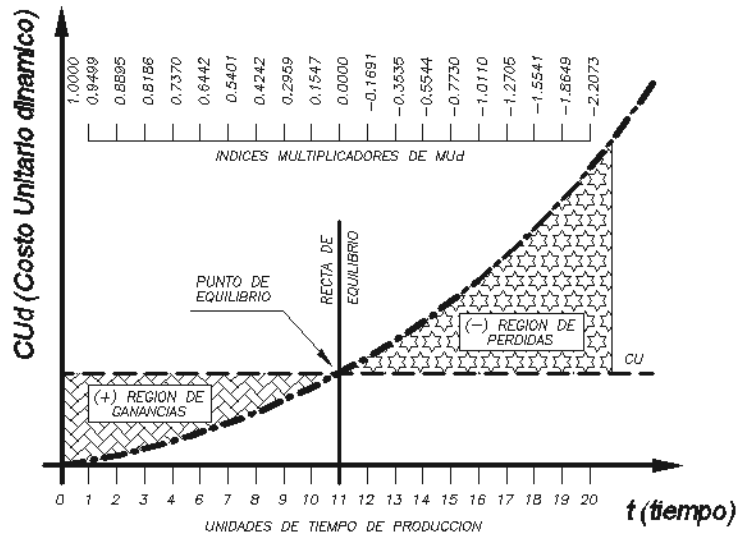
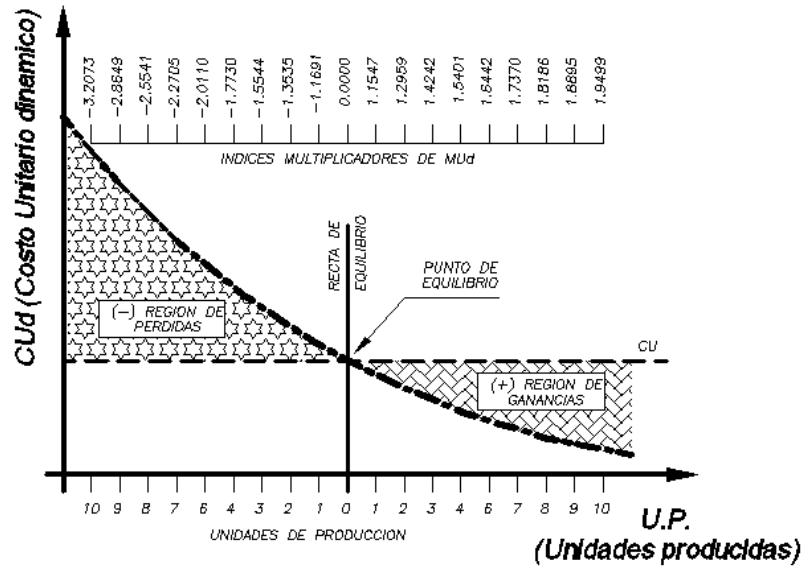


Figura 61. Costo unitario dinámico versus unidades producidas



5.5 Costos de una interrupción

En el título IV (referente a la calidad del servicio técnico) de la norma NTSD de la CNEE, específicamente en el capítulo II se consideran los índices de calidad para las interrupciones (artículo 55), las tolerancias para las interrupciones (artículo 56), el control para las interrupciones (artículo 57) y la indemnización por las interrupciones (artículo 58). La CNEE tiene bien documentada toda esta información con el propósito de brindar un servicio eléctrico de alta calidad pero no debe suponerse que dicha calidad implique la mitigación total de las interrupciones. Muchas interrupciones son debidas a causas fuera del alcance del generador, transportista o distribuidor eléctrico. El sistema eléctrico se diseña de la mejor forma para suplir la demanda energética del sector industrial a un costo razonable.

Además del esperado tiempo improductivo por interrupción, los costos se asignan a todos los elementos involucrados, incluyendo

- a) Valor del tiempo de producción perdida menos ahorro de gastos (tiempo de restablecimiento esperado que se suma al tiempo de reparación).
- b) Equipo de la planta dañado.
- c) Producto desperdiciado o que no cumple con las especificaciones.
- d) Costos adicionales de mantenimiento.
- e) Costo para reparar un componente fallado.

Si es posible, los costos por cada interrupción del servicio deberían ser expresados en quetzales por cada corta interrupción más una cantidad de quetzales por hora por la duración del paro a fin de utilizar la información de confiabilidad en conjunto con otros análisis.

5.5.1 Costos directos

Estos son los costos que son directamente atribuibles a la interrupción. El ejemplo clásico para los usuarios domésticos es las pérdidas de comida en el refrigerador. Para los usuarios industriales el costo directo consiste, entre otros, de pérdida de materia prima, pérdidas de producción, y costos de salarios durante períodos no productivos.

5.5.2 Costos indirectos

Los costos indirectos son mucho más difíciles de evaluar, y en muchos casos no es tan simple expresarlos en cantidad de dinero. Una industria puede perder órdenes futuras cuando una interrupción lleva a retrasos o demoras en el reparto de un producto. Un usuario doméstico puede decidir tomar un seguro contra pérdidas en el contenido de su congelador. Un usuario comercial puede instalar una batería de respaldo. Un gran usuario industrial podría aún decidir mover una planta a un área con menos interrupciones del suministro. El problema principal con estos costos es que no pueden atribuirse a una simple interrupción, sino a la calidad total del suministro (real o percibida).

5.5.3 Inconveniencias no materiales

Algunas inconveniencias no pueden expresarse en dinero. No poder oír la radio por dos horas puede ser una seria inconveniencia, aunque los costos reales sean cero. En los entornos industrial y comercial, la inconveniencia no material también puede ser grande sin contribuir a los costos directos o indirectos. Una forma de cuantificar estos costos es ver la cantidad de dinero que un consumidor está dispuesto a pagar por no tener esta interrupción.

5.5.4 Costos por interrupción

Para un usuario individual los costos de una interrupción de duración d se pueden expresar en quetzales. No hay ninguna confusión acerca de esto. Se desprecia el hecho de que los costos no sólo dependen de la duración sino también de muchos otros factores.

5.5.5 Costos por kW interrumpido

Siendo $C_i(d)$ los costos de una interrupción de duración d para un usuario i , y L_i la carga de este usuario cuando no ha habido una interrupción. Los costos por kW interrumpido se definen como

$$\frac{C_i(d)}{L_i} \quad (5.7) \text{ expresados en } Q/kW$$

Para un grupo de consumidores que experimenten la misma interrupción, los costos por kW interrumpido están definidos como la razón de los costos totales de la interrupción y la carga total en el caso de que no hubiese una interrupción:

$$\frac{\sum_i C_i(d)}{\sum_i L_i} \quad (5.8)$$

5.5.6 Costos por kWh no despachado

En muchos estudios se asume que el costo de una interrupción es proporcional a la duración de la interrupción. El costo por kWh no despachado se define como

$$\frac{C_i(d)}{dL_i} \quad (5.9)$$

y es constante bajo la suposición. El costo por kWh se expresa en Q/kWh. Para un grupo de usuarios el costo por kWh no despachado se define como

$$\frac{\sum_i C_i(d)}{d \sum_i L_i} \quad (5.10)$$

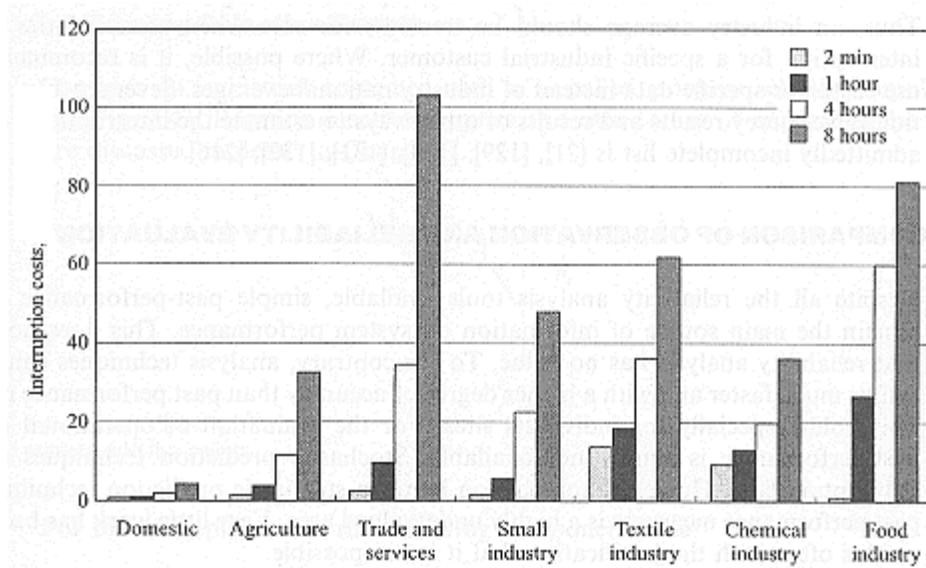
5.5.7 Costo de interrupción tasada a la carga pico

Un problema en los estudios es que la carga real de algunos usuarios en caso de que no haya habido una interrupción frecuentemente no se conoce. Se debe observar que los estudios consideran interrupciones hipotéticas, raras veces interrupciones reales. Para usuarios industriales y comerciales la carga pico es mucho más fácil de obtener, y esta es una parte típica del contrato de suministro.

5.5.8 Costo por interrupción tasada al consumo anual

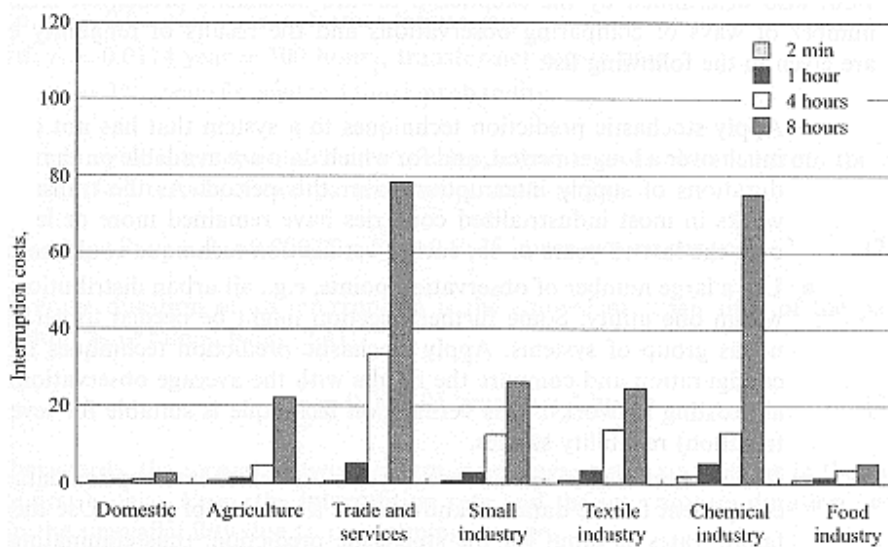
Para los usuarios domésticos es más fácil obtener el consumo anual que la carga pico. Tasar los costos de una interrupción al consumo anual da un valor en Q/kWh. Algunos de los resultados de un estudio acerca de los costos de una interrupción se muestran en las figuras 62 y 63. El estudio se condujo entre 4000 usuarios en 1993 y los resultantes costos por kW de carga pico para una interrupción de 2 minutos, 1 hora, 4 horas, y 8 horas. La figura 62 da los costos para una interrupción forzada, de hecho, en caso de que el consumidor no recibió ningún aviso de la interrupción. La figura 63 describe interrupciones programadas donde el usuario recibió aviso con suficiente tiempo.

Figura 62. Costo de interrupciones forzadas para varios usuarios



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 105

Figura 63. Costo de interrupciones programadas para varios usuarios



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 105

Los valores indicados son promedios sobre un número de usuarios. Los estudios muestran que el rango entre diferentes usuarios es muy grande, aún dentro de cierto tipo de industria. De tal manera que, una industria promedio debe tratarse con cuidado al momento de calcular el costo de una interrupción para un usuario industrial específico.

5.6 Casos reales de industrias afectadas por las subtensiones

Se realizaron entrevistas personales y visitas técnicas a algunas industrias en las cuales se evidencian problemas debidos a huecos o sags, sin embargo, debe aclararse que por razones obvias se ha omitido el nombre de las mismas. Aunque en toda la red eléctrica se presentan problemas de huecos o *sags*, no todas las industrias y empresas son sensibles a tales problemas. Esto se debe a la continuidad de su producción, a la sensibilidad de sus equipos, al tipo de materia prima y a la complejidad general de sus sistemas.

5.6.1 Industria fabricante de envases *pet*

Esta industria se dedica a la fabricación de envases *pet* a través de procesos de inyección y soplado con moderna maquinaria automatizada por medio de PLCs (Siemens, Fanuk, Allen Bradley, ABB y otros). La materia prima que emplea son *pelets* de resina plástica de alta calidad. De manera compacta, el proceso consiste en depositar los *pelets* de resina en las máquinas inyectoras las cuales se encargan de que la resina esté en estado líquido. Después del proceso de inyección sigue el proceso de soplado que demanda otro tipo de características por parte de la resina a trabajar. Finalmente se obtiene el producto terminado que consiste en un envase *pet* de textura transparente, de tamaño, consistencia y resistencias normalizadas.

La industria en cuestión también fabrica las taparoscas correspondientes a los envases producidos para lo cual también emplea *pelets* de resina blanca a la cual puede agregar colorantes para obtener coloridas taparoscas como producto terminado. El proceso para fabricar taparoscas es igual al proceso para fabricar envases *pet* pero se requiere un proceso adicional automatizado para agregar los colorantes requeridos en la debida proporción.

La investigación realizada en esta industria consistió en una entrevista personal con el ingeniero encargado de la producción para obtener información acerca de la calidad de la potencia eléctrica en sus instalaciones. El ingeniero de producción aseveró no tener problemas de interrupciones sino solamente de subidas ocasionales de tensión y microcortes, lo cual puede considerarse como indicios de *sags* o *dips* y aún, *notching*.

El ingeniero indicó que la industria para la cual trabaja está considerada como “gran usuario” debido a su significativo consumo de 3MVA despachados a una tensión de 13.8 kV por lo cual cuentan con su propia subestación de transformación. Además, el diseño de sus instalaciones sigue el clásico modelo de emplear un interruptor electromagnético (ajustable en cuanto a magnitud, sensibilidad y margen de tolerancia) al principio y al final de cada ramal de longitud considerable. Seguidamente estos ramales alimentan tableros de distribución que son los encargados de ramificar los circuitos necesarios.

Indicó que en cada tablero de distribución, en donde se consideró necesario, se instalaron bancos de capacitores con el propósito de elevar su factor de potencia hasta 0.94 como lo tienen actualmente. Así mismo comentó que cada PLC tiene su propio UPS y su regulador de tensión con filtro de armónicas.

La planta no posee generadores de emergencia por no ser económicamente viables y cuenta con motores (en los compresores) de potencia considerable (desde 100 hasta 375 kW) los cuales son arrancados empleando variadores de velocidad (variadores de frecuencia) por lo cual, en general, no tienen presencia de picos de tensión.

Al preguntarle si se han presentado interrupciones que obliguen a los operarios a limpiar líneas de producción debido a la solidificación de la resina, por ejemplo, indicó que ocasionalmente sí se han presentado y que a los operarios les toma aproximadamente $\frac{1}{2}$ hora limpiar la línea de producción y ponerla a funcionar nuevamente si el proceso fue interrumpido al 30 o 40%. En caso contrario, es decir que el proceso se haya completado a más del 50%, entra a funcionar la protección de auto expulsión.

En cuanto a la producción, la citada industria es capaz de producir 4 envases por segundo por máquina lo cual da un total de 240 envases por minuto (es decir 14,400 envases por hora). Su tasa de producción de taparrosas es de 500 unidades por minuto (aprox. 8 unidades por segundo, 30000 unidades por hora). Se tomar en cuenta que tal industria produce continuamente las 24 horas del día los 365 días del año lo cual da una clara idea de la importancia que tiene la disponibilidad de la energía eléctrica.

En seguida se analizarán las pérdidas en las cuales incurre la industria bajo estudio en presencia de una interrupción o hueco de tensión. Para ello se tomará como base una sola máquina teniendo en cuenta que todos los datos son directamente proporcionales al número de máquinas. Si produce 14,400 envases por hora esto da un total de 126,144,000 envases al año y de igual manera se puede considerar 262,800,000 taparrosas al año.

Suponiendo que se presentan cuatro huecos de tensión por mes que obliguen a parar la producción y limpiar las líneas de proceso esto lleva a pérdidas en la producción de 0.27% en envases *pet* y taparroschas. Por razones obvias las industrias no revela datos numéricos exactos por lo cual debió suponerse, a manera de ilustración, que cada envase se vende al consumidor a Q0.25 y cada taparrosca a Q0.10 produciendo una pérdida económica por línea de proceso de (Q 86,400 en envases, y Q 72,000 en taparroschas) Q158,400. Esta cifra no considera las pérdidas en materias primas, el tiempo de no producción de algunos operadores y otros. Puede imaginarse que si se dispara más de una línea de producción y que el personal técnico no se dé abasto para mitigar el problema; el tiempo de restablecimiento puede extenderse fácilmente a mas de media hora.

Toda esta información puede trazarse en un plano para reproducir una gráfica CUD-t ó CUD-UP como las figuras 79 y 80 y de ahí inferir el comportamiento del fenómeno y algunos índices de pérdidas como se explicó anteriormente.

5.6.2 Industria fabricante de gases médicos e industriales

De los casos investigados este es el más severo debido a su nivel de productividad y a la sensibilidad de sus equipos y procesos. Se trata de una industria productora de gases médicos e industriales entre los cuales se pueden mencionar: oxígeno, nitrógeno y argón. Se ubica en la costa sur de Guatemala próxima al kilómetro 74.5 carretera a Santa Lucia Cotzumalguapa y en las vecindades de ingenios azucareros importantes para nuestro país. Es menester destacar que la zona sur del país se caracteriza por sus altos niveles de tormentas y consecuentemente por sus altos niveles ceráunicos.

Según la información proporcionada por un representante de la industria en cuestión, en cuanto a producción, se necesita 1 hora de proceso continuo para lograr la pureza deseada del oxígeno, 24 horas para lograr la pureza deseada del nitrógeno y 50 horas para lograr la del argón. Todo su equipo de proceso está diseñado para trabajar continuamente, es decir, 24 horas los 365 días del año razón por la cual se pueden advertir las cuantiosas pérdidas que representa una interrupción en el suministro de energía eléctrica.

La industria desde el principio de sus operaciones detectó problemas de sags con una frecuencia de 5 perturbaciones en promedio por mes sobre todo en la época de no zafra de los ingenios. Esto debido a que los ingenios en época de no zafra se convierten en grandes usuarios solamente y no generan energía con fines de comercializarla. La época de no zafra coincide con la época lluviosa en nuestro país, razón por la cual se agrava el problema debido a que los ingenios no se encuentran generando y la incidencia de rayos en las líneas de transmisión es muy frecuente. Además, la industria se encuentra en el extremo de un ramal del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.) por lo cual se puede afirmar que se ubica en una región con redundancia nula.

Cabe hacer notar que dicha industria se encontraba en un principio conectada a una línea de transmisión de 13.8 kV y que optó por conectarse a una línea de 69 kV con el propósito de mitigar los problemas de sags. En cierto porcentaje logró su objetivo pero no pudo mitigar su problema al 100%. Adicionalmente, debió generar energía eléctrica para sí misma por medio de una hidroeléctrica con capacidad de 3 MVA en invierno y 1.6 MVA en verano. A pesar de contar con generación propia, los huecos de tensión o sags son muy pronunciados en cuanto a magnitud y corta duración, razón por la cual las transferencias automáticas no son capaces de responder con la misma velocidad y por lo tanto los equipos sensibles se autoprotegen abriendo sus contactos.

Debe comentarse que no todos los equipos de la empresa en estudio cuentan con protección contra subtensiones de respuesta instantánea, como por ejemplo los motores de los compresores, lo que ha ocasionado daños a tales equipos. Para citar un ejemplo real, en la planta de producción se quemó un motor de 600 HP cuya rehabilitación tomó un mes. Cuentan entre sus equipos con motores de hasta 3,000 HP (con un precio contra pedido de \$300,000) lo cual nos da una idea de la importancia que tiene para esta industria una solución definitiva a los problemas de subtensiones que experimenta. Los autómatas del proceso (PLCs) están protegidos contra subtensiones por medio de controladores seriales de voltaje (DVR del inglés *Dynamic Voltage Restorer*).

Estimaciones a groso modo han indicado que los huecos de tensión o *sags* le representan a la industria pérdidas por \$22,000 mensuales aproximadamente asumiendo que las perturbaciones se presentan al inicio o al final de los procesos contando solamente el tiempo de restablecimiento de la producción que es de 15 a 20 minutos. Debe aclararse que el tiempo necesario para iniciar la producción es de por lo menos una hora.

Los peores casos se darían si la perturbación de voltaje se presentara cuando el proceso de producción ya haya iniciado por el tiempo que se necesita para alcanzar las purezas deseadas de los gases antes mencionados. Si este fuera el caso, se tendrían pérdidas de materia prima y cuantiosas pérdidas por incumplimiento de entrega del producto a tiempo (posiblemente demandas). Cabe recordar que esta industria produce gases médicos y ¿qué sucedería si los hospitales se quedan sin gases médicos por un considerable lapso de tiempo?, se puede advertir claramente la respuesta.

Una de las medidas adoptadas por la industria bajo consideración fue la de llevar a cabo estudios de flujo de carga por sus propios medios (a un costo de \$25,000) con el objetivo de hacer constar su problema y poder realizar reclamos bien fundamentados a las entidades nacionales encargadas de velar por la buena calidad del suministro eléctrico, es decir, el AMM y la CNEE.

Los estudios mencionados se llevaron a cabo simulando la salida del servicio de una importante línea de transmisión en una ventana de tiempo de 10 segundos para determinar la estabilidad del sistema pos-falla. Dichos estudios estuvieron a la vista del autor del presente trabajo y muestran claramente el desempeño de la tensión en tres diferentes escenarios (demanda mínima, mediana y máxima en épocas lluviosa y seca) notándose la presencia de *sags* con magnitudes de hasta 0.894 p.u. y duración de 0.130 segundos en época lluviosa. Adicionalmente, se tuvo a la vista el diagrama unifilar, que sirvió para el análisis de flujo de carga, en el cual se puede identificar claramente la posición de la industria en consideración con respecto al Sistema Nacional Interconectado

La empresa que realizó el estudio para la industria productora de gases presentó cierto número de conclusiones, algunas pueden considerarse solución al problema, las cuales se transcriben a continuación.

- a) El despacho de una unidad generadora cercana en época lluviosa mejora de manera sustancial la respuesta temporal de la barra que alimenta a la productora de gases y en general a todo el sistema cercano a la misma.
- b) La instalación de bancos de capacitores en la zona, por una determinada potencia, no resuelve el problema de la mala recuperación de la tensión.

- c) La propuesta de despacho de una unidad generadora cercana representa una solución a corto plazo o transitoria, debido a que la potencia activa generada no corresponde a un despacho económico.

- d) Como solución a largo plazo sería necesario ampliar la capacidad de transporte de la zona, disponer de capacidad de regulación e impulsar políticas de concientización y/o capacitación relativas a las necesidades del S.N.I. para los agentes generadores

6. SOLUCIONES A LOS HUECOS DE TENSION (SAGs & DIPs) Y A LAS INTERRUPCIONES

6.1 Introducción

Es oportuno indicar que los métodos de mitigación de las subtensiones y las interrupciones ameritan un estudio especializado y profundo que podría fácilmente constituir una tesis por separado interesante de desarrollar. En esta sección se dará una vista general no muy profunda de los métodos orientados a solucionar los problemas de interrupciones y huecos de tensión, sin embargo aclararán en gran manera las dudas que pueden surgir acerca de cómo mitigar tales inconvenientes del suministro eléctrico.

Como se recordará de capítulos previos, los huecos de tensión o *sags* son producto tanto de perturbaciones en el sistema de potencia como de eventos que suceden dentro de las mismas instalaciones de la industria. Por tal motivo, se hace necesario subdividir las soluciones al problema de los huecos en dos secciones que son: las soluciones por parte de la empresa suministradora del servicio eléctrico y las soluciones por parte de los usuarios de tal servicio.

Las soluciones para mitigar los huecos de tensión y de alguna manera a las interrupciones probablemente se puedan implementar en combinación unas con otras, sin embargo, todas las posibles soluciones tendrán en común 5 objetivos. Tales objetivos se describen a continuación, aclarando que el orden en que aparecen no implica alguna jerarquía de importancia entre ellos.

Reducir el número de fallas. Reducir el número de fallas de cortocircuito en un sistema no sólo reduce la frecuencia de ocurrencia de los huecos sino también la frecuencia de las interrupciones sostenidas. De tal manera que esta es una forma de mejorar la calidad del suministro de energía y muchos usuarios lo sugieren como la solución más obvia cuando ocurre una interrupción o un hueco de tensión (*sag o dip*). Desafortunadamente, la solución raras veces es tan simple. Un cortocircuito no sólo lleva a un hueco o interrupción en el interface del consumidor sino también causa daño al equipo de la empresa y a la planta. Por lo tanto, la mayoría de las empresas ya ha reducido la frecuencia de las fallas tanto como ha sido posible. Algunos ejemplos de cómo mitigar las fallas son: reemplazar las líneas principales por cables subterráneos, usar cables forrados para líneas principales, implementar un programa estricto de podado de árboles, instalar cables apantallados adicionales, incrementar el nivel de aislamiento e incrementar la frecuencia en el mantenimiento y la inspección.

Reducir el tiempo de libramiento de la falla. Reducir el tiempo de libramiento de la falla no reduce el número de eventos sino solamente su severidad. Esto no hace nada para reducir el número o la duración de las interrupciones. La duración de una interrupción se determina por la velocidad con la cual se restaura el suministro. También el rápido libramiento de la falla no afecta el número de huecos de voltaje sino que sólo limita significativamente la duración del hueco. Lo último en reducción de tiempo de libramiento de fallas se logra al usar fusibles limitadores de corriente. Los fusibles limitadores de corriente son capaces de limpiar una falla dentro de un medio ciclo, así que la duración de un hueco raras veces excederá un ciclo.

El recientemente introducido cortacircuito estático también da un tiempo de libramiento de la falla dentro de un medio ciclo; pero este es obviamente mucho más caro que un fusible limitador de corriente. Al usar interruptores rápidos, el margen de graduación puede reducirse significativamente, llevando a una significativa reducción en el tiempo de libramiento de la falla.

Cambios en el sistema de potencia. Al implementar cambios en el sistema de potencia, la severidad de un evento puede reducirse. Nuevamente, los costos de tales cambios pueden llegar a ser muy altos, especialmente para niveles de voltaje de transmisión y subtransmisión. El método principal de mitigación contra los huecos e interrupciones es la instalación de componentes redundantes. Algunas soluciones para mitigar la ocurrencia de huecos de voltaje son: instalar un generador cerca de la carga más sensible, separar barras o subestaciones en la ruta de suministro para limitar el número de alimentadores en el área expuesta, Instalar bobinas limitadoras de corriente en lugares estratégicos en el sistema para incrementar la distancia eléctrica a la falla, alimentar las barras con el equipo sensible por medio de dos o más subestaciones.

Instalar equipos de mitigación. El método de mitigación que más comúnmente se aplica es la instalación de equipo adicional en la interface sistema-equipo. Desarrollos recientes apuntan hacia un interés continuo en esta forma de mitigación. La popularidad del equipo de mitigación se explica porque éstos están en el único lugar donde el usuario tiene control sobre la situación. Algunos ejemplos de equipos de mitigación son: fuentes de potencia sin interrupción (UPS), equipos motor-generador y convertidores de fuentes de voltaje (VSCs).

Mejorar la inmunidad del equipo. Esta es probablemente la solución más efectiva contra los disparos de los equipos debidos a huecos de tensión. Pero frecuentemente no es una solución satisfactoria a corto plazo. El usuario frecuentemente sólo prioriza la inmunidad del equipo después que ha sido instalado. Además, los usuarios de equipos electrónicos no tienen la suficiente influencia en los fabricantes como para pedirles que mejoren la inmunidad de estos equipos.

6.2 Soluciones por parte de la empresa suministradora

La reducción de la frecuencia de las interrupciones es parte importante en el diseño de los sistemas de distribución por su relevancia económica tanto para las empresas suministradoras del servicio eléctrico como para los usuarios del mismo. A continuación se tratan varias formas de mitigar los huecos de tensión y las interrupciones que pueden ser implementados por las empresas eléctricas:

6.2.1 Tipos de redundancia

La estructura de un sistema de distribución tiene gran influencia en el número y la duración de las interrupciones experimentadas por los usuarios. La influencia del sistema de transmisión es más pequeña al usar una mayor redundancia. Al final las interrupciones originadas en el sistema de distribución afectan menos a los consumidores, pero un consumidor o usuario dado tiene mayor tendencia de experimentar interrupciones originadas en el sistema de distribución que las originadas en el sistema de transmisión. El mayor impacto de las interrupciones originadas en el sistema de transmisión hace que se eviten a cualquier costo. A eso se debe la alta confiabilidad de los sistemas de transmisión.

El número y duración de las interrupciones se determina por la cantidad de redundancia presente y la velocidad con la cual la redundancia puede estar disponible. Si el suministro a cierta carga es redundante o no, depende de la escala de tiempo a la que estemos viendo. En otras palabras, depende de la máxima duración de la interrupción que la carga puede tolerar.

Cuando un componente de un sistema de potencia, como por ejemplo un transformador, falla éste necesita ser reparado o su función necesita ser absorbida por otro componente antes que el suministro sea restablecido. En caso de que no haya algún transformador redundante disponible, el transformador fallado necesita ser reparado o se debe instalar uno de repuesto.

En la mayoría de casos el suministro no se restablece a través de la reparación o el reemplazo sino por medio de la conmutación del suministro fallado a un suministro de respaldo. La velocidad con la que se realiza esto depende del tipo de conmutación usada. Una suave transición sin interrupción se da cuando se operan dos componentes en paralelo. Sin embargo, esto no mitigará el hueco de voltaje debido a la falla que frecuentemente precede a la interrupción.

6.2.2 Recierre automático

El recierre automático después de una falla de cortocircuito reduce el número de interrupciones largas cambiándolas en interrupciones cortas. Las fallas permanentes aún conducen a interrupciones largas, pero en líneas principales de distribución esto es menos del 25% del número total de interrupciones. La desventaja del método comúnmente usado de recierre automático es que muchos usuarios se ven afectados por una falla.

Una interrupción larga por parte de un alimentador se cambia a interrupción corta por el alimentador completo. Esto no es inherente al recierre automático sino al método de ahorro de fusibles que se usa. Si todos los fusibles fueran reemplazados por *reclosers*, se reduciría significativamente el número de interrupciones cortas. El usuario experimentaría solamente una interrupción corta por la que podría haber sido una interrupción larga sin el recierre. Esto por supuesto, encarecería el suministro, que no siempre es aceptable para las áreas rurales más remotas.

6.2.3 Puntos normalmente abiertos

Cuando ocurre una falla en uno de los alimentadores de un sistema radial simple, la librará el fusible, llevando a una interrupción para todos los usuarios alimentados por medio de este alimentador. El suministro sólo puede restablecerse después que se ha reparado o reemplazado el componente fallado. Tales sistemas pueden encontrarse en sistemas de distribución de bajo voltaje en áreas rurales con alimentadores principales. La protección es a través de fusibles en subestaciones de bajo voltaje. La reparación de un alimentador fallado puede tomar varias horas, la reparación o el reemplazo de un transformador puede tomar varios días. Los alimentadores son principales están propensos a las influencias climáticas; especialmente a tormentas.

Un método comúnmente usado para reducir la duración de una interrupción es instalar un interruptor normalmente abierto, frecuentemente llamado comodín. Este método sigue la lógica de una subestación de interruptor y medio y de barra partida en cuanto a su operación, sin embargo, debe recordarse que el sistema sigue siendo radial y que tales interruptores normalmente abiertos solamente se usan en caso de ocurrir una falla aislándose la parte fallada.

6.2.4 Transferencia de carga

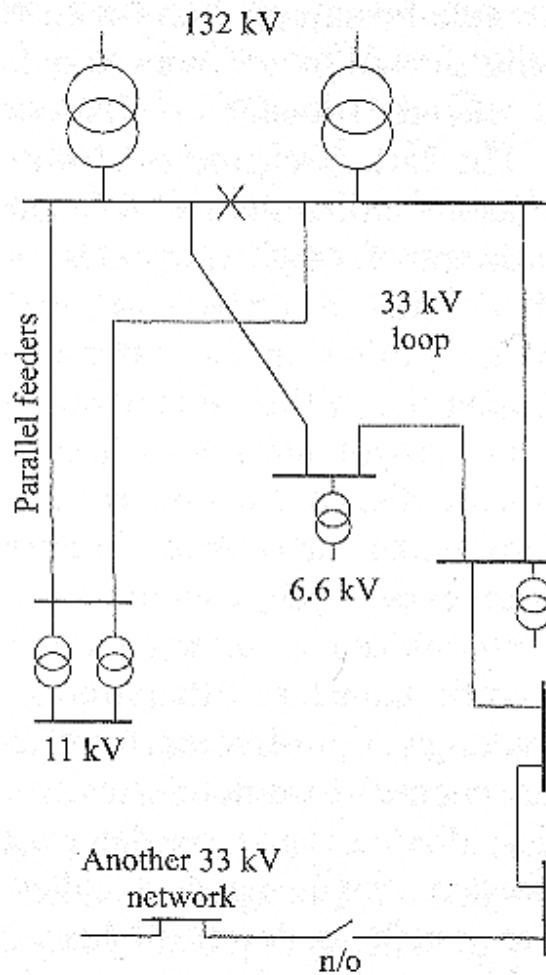
Una manera muy efectiva y que se usa comúnmente es la de transferir la carga desde la parte fallada de un sistema a otra parte que esté operando normalmente. La transferencia de carga no afecta el número de interrupciones, pero puede reducir significativamente la duración de una interrupción. La transferencia de carga puede hacerse automática y manualmente; la transferencia automática es más rápida y por lo tanto más efectiva en reducir la duración de la interrupción.

6.2.5 Sistemas en anillo y paralelo

La figura 64 muestra una red de distribución pública con un alto voltaje nominal. Esta sirve a un mayor número de usuarios así que amerita invertirla más en cuanto a confiabilidad. Parte del sistema aún se opera de forma radial sin puntos normalmente abiertos. La mayoría de sistemas de 34 kV se operan con alimentadores paralelos. Ambos circuitos llevan parte de la carga. Si un circuito falla, el otro toma el suministro instantáneamente. También los transformadores y la barra de la subestación se operan en paralelo. El tamaño de cada componente es tal que puede suplir completamente a la carga si un componente falla.

En la figura 64 se ven dos tipos de operación paralela: dos alimentadores en paralelo y dos sistemas de anillo. En ambos casos hay redundancia singular. El sistema de anillo es apreciablemente más barato, especialmente en el caso de las conexiones de los transformadores. Pero el control del voltaje en el sistema de anillo es más difícil, y las varias cargas son más propensas a los disturbios una de la otra.

Figura 64. Red de distribución con redundancia por operación en paralelo



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 406

6.2.6 Redes puntuales

La característica básica de una red puntual es que una barra se alimenta de dos o más barras diferentes a un alto nivel de voltaje. La magnitud de los huecos de tensión es significativamente menor para redes puntuales, comparadas con redes en paralelo. También el número de interrupciones será un tanto menor, pero tal diferencia no será tan significativa como lo es el menor número de huecos.

6.2.7 Sistemas de potencia con generación local

La generación local se usa por dos razones diferentes

- a) Generar electricidad localmente puede ser más barata que comprarla a la empresa suministradora. Se da especialmente para la combinación calor-potencia donde el calor sobrante de la generación de electricidad se usa en procesos industriales. La eficiencia total del proceso es típicamente más elevada que la de las estaciones de generación convencionales.

- b) Tener disponible generación local incrementa la confiabilidad del suministro pues ésta puede servir de respaldo en caso de que se interrumpa el suministro. Algunas plantas industriales muy grandes tienen la capacidad de operar completamente de forma aislada. También los hospitales, universidades, oficinas gubernamentales, aeropuertos, etc., frecuentemente tienen un generador de reserva para encargarse del suministro cuando se interrumpe el suministro público.

Sólo se considerará la segunda situación, que puede ser una ventaja adicional a los beneficios económicos y medioambientales de la generación local. Primero se evalúa el efecto del generador en la disponibilidad. Supóngase que el suministro público tiene una disponibilidad de 98%. Esto podría sonar alto, pero una indisponibilidad de 2% implica que no hay suministro por 175 horas por año, o un promedio de 29 minutos por día, o 40 interrupciones de 4 horas por año. En otras palabras, disponibilidad del 98% para muchos usuarios industriales es inaceptablemente baja. Se asume que un generador local instalado puede llevar toda la carga indispensable. Supóngase que el generador local tiene un disponibilidad de 90%.

La disponibilidad resultante es 99.8%, o una indisponibilidad de 18 horas por año, 4 a 5 interrupciones de 4 horas. En caso de necesitarse mayor confiabilidad, puede considerarse instalar dos o aún tres unidades de generadores. Se asume que cada una de estas es capaz de alimentar a toda la carga indispensable. Con dos generadores se obtiene una indisponibilidad de 2 horas por año; con tres, la indisponibilidad es solamente de 10 minutos por año, despreciando todos los efectos de modo común. (Para una mejor comprensión de los datos de confiabilidad anteriores puede consultarse el texto *Understanding Power Quality Problems* de Math H.J. Bollen, específicamente el capítulo 2).

6.2.8 Optimización de las prácticas de mantenimiento

En nuestro país es indispensable programar mantenimientos preventivos para los sistemas de potencia con el fin de verificar y asegurar el buen funcionamiento de los sistemas de protección en caso de falla. La ausencia de mantenimiento puede ocasionar grandes daños al sistema pues se dan los casos en los cuales la protección no actúa y de esta manera se propaga la falla. Absolutamente todos los elementos de un sistema de potencia necesitan mantenimiento, desde los aisladores de las líneas de transmisión hasta los fusibles conectados en tales líneas, pasando por transformadores, interruptores, seccionadores, pararrayos, etc. Tal como se vio en el capítulo de las causas de los huecos o *sags*, las impurezas depositadas en un aislador pueden ser el origen de una falla, no digamos de una falsa conexión a tierra de un pararrayos. También un mal mantenimiento de los derechos de paso de líneas de transmisión y la falta de poda a los árboles cercanos a las líneas pueden ser una fuente de huecos de tensión.

Claro está que un programa de mantenimiento efectivo incurre en costos para la empresa suministradora del servicio, sin embargo, cuando se comparan tales costos con aquellas pérdidas económicas debidas a las fallas se logra establecer su viabilidad.

6.2.9 Implementación de pararrayos en puntos adecuados

Previamente ya se estableció que las descargas electroatmosféricas son otra causa importante de huecos de tensión e interrupciones. Por tal razón, es necesario contar con un mapa isoceráunico que muestre la tendencia actual de las curvas con niveles ceráunicos similares. Aunque el fenómeno de los rayos tiene un comportamiento un tanto estadístico y por lo tanto, probabilístico, la adecuada comprensión de tales mapas puede determinar la implementación de protecciones contra rayos en puntos específicos del sistema de potencia. Tal implementación puede mitigar en cierto grado la incidencia de fallas en el sistema y así evitar las consecuentes pérdidas económicas.

Evidentemente un apropiado sistema de protección contra rayos puede tomar mucho tiempo para desarrollarse pues requiere de la observación continua del comportamiento de este fenómeno, sin embargo se considera indispensable en los sistemas de potencia actuales. Recordemos que no sólo las subestaciones son puntos vulnerables para la incidencia de rayos sino también cualquier ruta de relativamente baja impedancia a tierra, claro está que también existen los rayos que se propagan desde la tierra hacia la nube, y estos son de especial interés. Este tipo de rayos también debe tomarse en cuenta en el período de diseño del sistema de protección. Se debe chequear todos los datos históricos que existen en cuanto al nivel ceráunico de las zonas a proteger, así como también, los niveles máximo y mínimo correspondiente.

6.3 Soluciones por parte del usuario de la energía

La interface entre el sistema y el equipo es el lugar más común para mitigar los huecos de tensión o *sags* y las interrupciones. La mayoría de técnicas de mitigación están basadas en la inyección de potencia activa, a fin de compensar la pérdida de potencia activa suministrada por el sistema. Todas las técnicas modernas se basan en dispositivos electrónicos de potencia, en los cuales se construye el convertidor de voltaje como bloque principal.

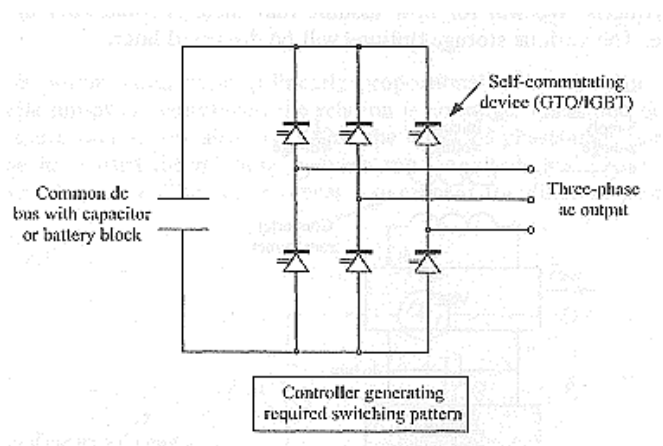
6.3.1 Convertidor de voltaje (*voltage-source converter*)

La mayoría de métodos modernos para mitigar los huecos de voltaje en el interface sistema-equipo contienen un así llamado convertidor de voltaje. Un convertidor de voltaje es un dispositivo electrónico de potencia que puede generar un voltaje sinusoidal en algún rango requerido de frecuencia, magnitud y ángulo de fase.

El principio del convertidor de voltaje se muestra en la figura 65. Un convertidor trifásico de voltaje consiste de tres convertidores monofásicos con un voltaje común de dc. Al conmutar los dispositivos electrónicos de potencia de encendido a apagado con cierto patrón se obtiene un voltaje de ac. Se puede usar una simple onda cuadrada o un patrón de ancho de pulso modulado. El último da menos armónicas pero pérdidas un tanto mayores.

En la página siguiente puede apreciarse un esquema que muestra un convertidor trifásico de fuente de voltaje el cual consiste en un arreglo conveniente de dispositivos electrónicos de potencia con compuertas de encendido y apagado y un capacitor o una batería conectada en paralelo a fin de suministrar la energía requerida por el circuito.

Figura 65. Convertidor trifásico de fuente de voltaje



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 419

En modelos teóricos de circuitos, el convertidor de voltaje puede modelarse simplemente como una fuente ideal de voltaje. Para evaluar el efecto de éste en voltajes y corrientes, no se necesita conocimiento acerca de los dispositivos electrónicos de potencia y los algoritmos de control.

6.3.2 Controlador serial de voltaje (DVR de *Dynamic Voltage Restorer*)

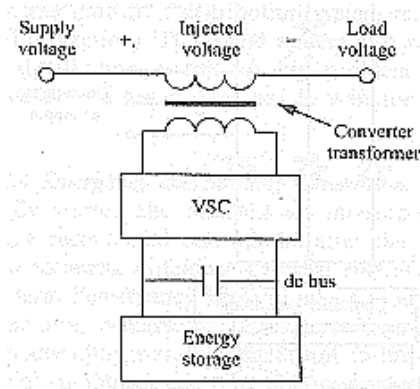
El controlador serial de voltaje consiste de un convertidor de voltaje en serie con el suministro de voltaje, como se muestra en la figura 66. El voltaje en las terminales iguala a la suma del voltaje suministrado y la salida de voltaje del controlador:

$$\bar{V}_{carga} = \bar{V}_{cont} + \bar{V}_{hueco} \quad (6.1)$$

Se usa un transformador convertidor para conectar la salida del convertidor de voltaje al sistema. En el lado de dc del convertidor se presenta un relativamente pequeño capacitor. El voltaje sobre este capacitor se mantiene constante, por medio de intercambiar energía con el reservorio de almacenamiento de energía.

La salida de voltaje requerida se obtiene usando un patrón de ancho de pulso modulado. Como el controlador debe suplir tanto potencia activa como reactiva, se necesita alguna clase de energía almacenada. Comúnmente se usa el término restaurador dinámico de voltaje (*DVR* por sus siglas en inglés) en vez de controlador serial de voltaje. En los *DVRs* que actualmente se comercializan, se usan grandes capacitores como la fuente de energía.

Figura 66. Controlador de voltaje en serie



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 420

La cantidad de energía almacenada depende de la potencia liberada por el convertidor y la máxima duración del hueco de tensión. El convertidor se diseña típicamente para cierta duración máxima del hueco y cierto voltaje mínimo del hueco.

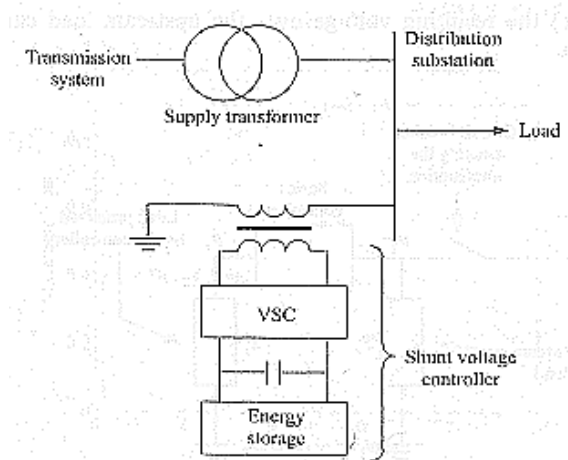
6.3.3 Controlador paralelo de voltaje (StatCom de *Static Compensator*)

Un controlador de voltaje conectado en paralelo normalmente no se usa para mitigar los huecos de tensión sino para limitar las fluctuaciones de potencia reactiva o corrientes armónicas que toma la carga. Tales controladores comúnmente son referidos como un compensador estático o *StatCom*.

En un StatCom existe algún almacenamiento de potencia activa y por lo tanto sólo inyecta o extrae potencia reactiva. Si se desea mitigar el voltaje limitado de un hueco se puede lograr con sólo inyectar potencia reactiva, pero si además se desea mantener constantes la magnitud y el ángulo de fase pre-evento, se necesita potencia activa.

El principio de un controlador paralelo de voltaje se muestra en la figura 67. El controlador real tiene la misma configuración que el control serial. Pero en vez de inyectar la diferencia de voltaje entre la carga y el sistema, se inyecta una corriente que empuja el voltaje a las terminales de la carga.

Figura 67. Controlador de voltaje en paralelo



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 430

6.3.4 Fuentes de potencia de respaldo (SMES, BESS)

Una de las principales desventajas de un controlador en serie es que no puede operar durante una interrupción. Un controlador en paralelo opera durante una interrupción, pero su almacenamiento requerido de energía es mucho mayor.

El controlador conectado en paralelo opera perfectamente cuando se interrumpen sólo el controlador y la carga protegida. En este caso el controlador está alimentando solamente a la carga protegida. Este principio puede usarse para crear la interrupción correcta. Al momento en el que el voltaje del sistema cae a un valor rms predeterminado, el interruptor estático se abre y la carga se alimenta de la energía almacenada en el reservorio a través del convertidor de voltaje. Se han propuesto varias formas de almacenar energía. Una SMES (*superconducting magnetic energy storage*) almacena energía eléctrica en una bobina superconductora. Un BESS (*battery energy storage system*) usa un gran banco de baterías para almacenar la energía.

6.3.5 Controladores de voltaje conectados en cascada (UPS)

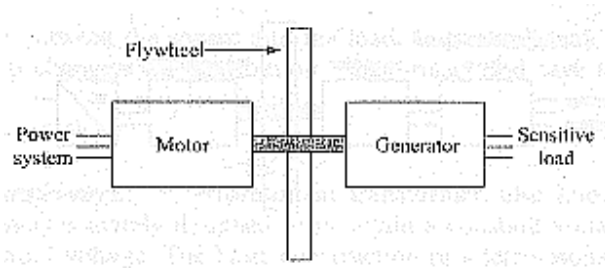
El principal aparato usado para mitigar los huecos de tensión e interrupciones en la interfase son los llamados UPS (*uninterruptable power supply*). La popularidad de los UPS se basa en su bajo costo y fácil uso. Para un oficinista el UPS es solamente otra parte del equipo entre la salida en la pared y la computadora. Todo lo que se necesita es reemplazar las baterías después de algunos años, y mientras no se conecten la cafetera y el horno microondas al UPS, se tiene una fuente de potencia virtualmente libre de problemas.

6.3.6 Conjunto motor-generador

Un conjunto de motor-generador es una vieja solución contra los huecos de tensión, haciendo uso de la energía almacenada en el volante. El principio básico se muestra en la figura 68: un motor (sincrónico o de inducción) y un generador sincrónico se conectan a un eje común con un gran volante.

Cuando se interrumpe la fuente de energía del motor, el volante hace que el sistema continúe rotando y así continúa alimentando la carga. Esta clase de sistemas aún se usa (y se siguen instalando) en instalaciones industriales.

Figura 68. Principio de un conjunto motor-generador



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 443

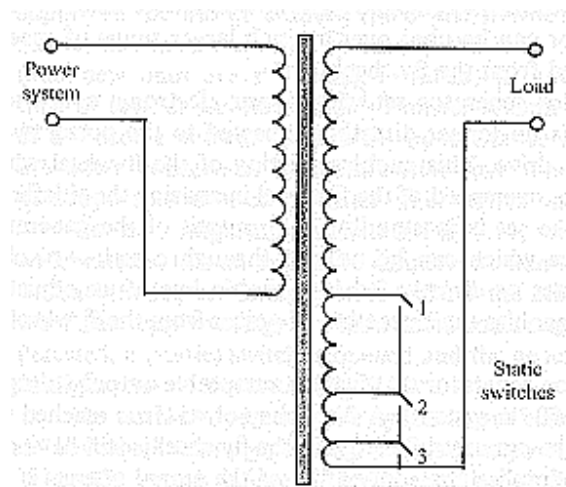
En la configuración mostrada en la figura 68, las pérdidas de operación normal son muy altas lo que lo hace una solución cara. Se han propuesto un número de alternativas para limitar las pérdidas. Una opción es tener el conjunto motor-generador operando en vacío cuando el suministro de voltaje está en su rango normal. En el momento en que se detecta un hueco o una interrupción, se abre un interruptor estático y el generador toma la carga.

6.3.7 Pasatapas electrónicos

Los pasatapas electrónicos usan un interruptor rápido para cambiar la relación de transformación de un transformador. Estos pueden ser ya sea un transformador de distribución o un transformador dedicado para la carga sensible. El principio de su operación se muestra en la figura 69, en este caso con tres interruptores estáticos. El número de vueltas de las cuatro partes del devanado secundario son (de arriba hacia abajo): 100%, 40%, 20%, y 10% de su razón de vueltas nominal. Al abrir o cerrar estos tres interruptores se pueden lograr razones de transformación entre 100% y 170%, con pasos de 10%.

Si los tres interruptores se cierran, la razón de vueltas es 100%; con el interruptor 1 cerrado y el 2 y el 3 abiertos se tiene 130%, etc. Con el uso de este pasatapas electrónico, la salida de voltaje está entre 95% y 105% del nominal para entradas de voltaje menores al 56% del nominal.

Figura 69. Principio básico de un pasatapas electrónico

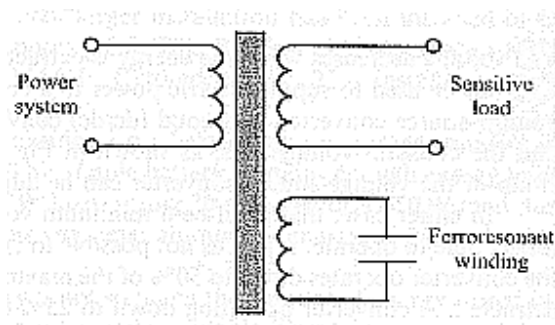


Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 444

6.3.8 Transformadores ferorrresonantes

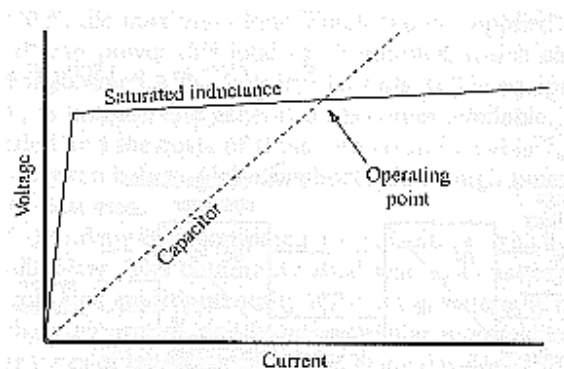
Un transformador ferorrresonante, también conocido como transformador de voltaje constante, está diseñado principalmente para mantener un voltaje constante en sus salidas sobre un rango de voltaje de entrada. La construcción básica de un transformador ferorrresonante se muestra en la figura 70. El tercer devanado de los tres devanados del transformador se conecta a un gran capacitor. Sin este capacitor, el aparato opera como un transformador normal. El efecto del capacitor se explica a través de la figura 71. La línea sólida es la relación entre el voltaje y la corriente para inductancia no lineal. La línea punteada representa al capacitor. El lugar donde se cruzan las curvas es el punto de operación.

Figura 70. Principio básico de un transformador ferorrresonante



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 445

Figura 71. Diagrama voltaje-corriente, inductor saturable



Fuente: Math Bollen. *Understanding power quality problems*. pág. 445

La salida de voltaje está relacionada al flujo, así que también es independiente del voltaje de entrada. La energía almacenada en el devanado ferorrresonante es capaz de proveer alguna continuidad durante las caídas de tensión. Una desventaja del transformador ferorrresonante es su independencia a los cambios de carga. La corriente de arranque de la carga puede llevar a un colapso del flujo y a una subtensión prolongada. Una versión moderna del transformador ferorrresonante usa convertidores electrónicos de potencia para mantener la corriente de carga en un factor de potencia unitario, y de esta manera optimizar la operación del transformador.

6.3.9 Aplicación de esquemas de arranque compensado

Este es un tema muy bien desarrollado en textos acerca de máquinas eléctricas y de automatización y relevación industrial. Es en sí, un tema bastante especializado pero para fines del presente trabajo sólo se extraen las características más importantes. El objetivo de emplear arranques compensados al momento de arrancar un motor es el de limitar la corriente que la máquina demanda para alcanzar sus condiciones de velocidad y torque nominal sin que se provoque una caída en la tensión.

Algunas máquinas requieren mayor velocidad y menor torque al principio y después de un determinado período de tiempo los requerimientos se invierten. En otras máquinas se presenta la situación contraria a la anterior. De cualquier manera deben emplearse arranques compensados ya sea con esquemas de relevación contruidos a partir de contactores, relevadores y temporizadores o por medio del uso de un PLC adecuado. Se recalca que el uso de arranques compensados tiene como finalidad principal la de evitar primordialmente cualquier clase de perturbación en las líneas, luego la de proteger a las máquinas propiamente dichas.

Una de las principales fuentes de huecos o *sags* son los arranques de grandes motores de inducción los cuales pueden demandar corrientes de magnitudes considerables que a su vez provocan caídas de tensión en las líneas y consecuentemente el disparo indeseado de equipos sensibles, y por último, pérdidas económicas para la industria a causa de la no producción de bienes en un determinado período de tiempo.

6.3.10 Balanceo interno de líneas de distribución

El balance de carga en líneas de distribución es muy importante en las instalaciones eléctricas de cualquier usuario. Esto es especialmente cierto para usuarios que demandan energía trifásica y que utilizan transformadores de potencia trifásicos con el único fin de transformar los niveles de tensión.

Cuando en determinada planta industrial de procesos no se tiene el debido cuidado al diseñar las instalaciones de la misma, generalmente se sobrecargan algunas líneas o fases por la falta del balance de las cargas. Esto pone en un virtual peligro de cortocircuito por recalentamiento de conductores a toda la instalación, y en el peor de los casos, si están conectados algunos dispositivos electrónicos sensibles a las líneas sobrecargadas cualquier arranque no compensado de motores causará huecos de tensión. Estos huecos de tensión, aunque son originados internamente, pueden alcanzar niveles relevantes y transmitirse a los sistemas de potencia y alcanzar a otros usuarios que estén conectados al mismo. En tales casos el daño y las pérdidas son bilaterales, es decir, se pueden provocar daños a los equipos sensibles y al mismo tiempo provocar pérdidas por la interrupción de algún proceso.

Se debe prestar la debida atención al distribuir las cargas monofásicas entre las fases de un sistema trifásico para lograr un balance óptimo. Debe notarse que no sólo se trata de distribuir ecuánimemente el número de cargas sino que procurar distribuir equitativamente también sus magnitudes. Por supuesto, también debe prestarse atención al factor de utilización de tales cargas pues suponiendo que el sistema se encuentra balanceado sin tomar en cuenta la utilización, serán más relevantes aquellas cargas que sean mayoritariamente demandadas.

CONCLUSIONES

1. Aunque en Guatemala existen normas técnicas publicadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) en cuanto a calidad del servicio o energía eléctrica, éstas no contemplan a los huecos de tensión (*sags & dips*) como factores perturbadores de la misma.
2. Debido a que en nuestro país se tiene poca información acerca de los huecos de tensión y a la dificultad de su identificación, se les trata con cierta ambigüedad y se consideran problemas inherentes e inevitables del servicio eléctrico. Por ello aún no se repara en el hecho de que los huecos de voltaje causan cuantiosas pérdidas al sector industrial especialmente.
3. La magnitud y la duración de los huecos de voltaje son las características más importantes ya que son las que determinan qué tan sensible es el equipo eléctrico y las consecuencias que conllevan al momento de presentarse. Debe tomarse en cuenta que la relación entre producción y huecos de voltaje radica principalmente en el tiempo necesario para restablecer el proceso o los equipos eléctricos.
4. Las empresas suministradoras del servicio eléctrico tienen clara su responsabilidad en cuanto a la generación y mitigación de los huecos de tensión pero los usuarios aún no, por lo cual el problema actualmente se está combatiendo sólo por parte de los suministradores del servicio mediante entidades como el AMM y la CNEE. Un buen diseño de la instalación eléctrica, programas de mantenimiento y operación adecuada de los equipos puede ser el mejor aporte por parte de los usuarios.

RECOMENDACIONES

1. Promover una normalización por parte de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) que contemple los huecos de voltaje y los fenómenos asociados a ellos como factores perturbadores de la calidad de la energía eléctrica en Guatemala. Así mismo, la CNEE debe promover actividades informativas que brinden al usuario la información necesaria para crearle conciencia al respecto e impulsar medidas correctivas a fin de mitigar los huecos de voltaje.
2. Una vez que se encuentren normalizados los huecos de voltaje y dichas normas sean monitoreadas tanto por la CNEE como por el AMM, le corresponde al usuario final realizar estudios de calidad de potencia dentro de sus instalaciones a fin de establecer la presencia de huecos de voltaje. Después de identificarlos debe llevar registros en cuanto al comportamiento de su producción frente a los huecos de voltaje.
3. Si el usuario ya está bien informado del problema que le causan los huecos de tensión y de su propio aporte a la generación de ellos, buscará los medios para mitigarlos. Para satisfacer esta necesidad del usuario es necesario crear una unidad de ingeniería que posea los suficientes conocimientos respecto a la calidad del servicio eléctrico y a la influencia que tienen los *sags* (huecos de tensión) en el mismo. De igual manera esta unidad conformada por ingenieros y técnicos debe estar en la capacidad de brindar soluciones económicamente viables a los usuarios contribuyendo de esta manera al desarrollo económico de Guatemala apegados a normas nacionales e internacionales.

BIBLIOGRAFÍA

1. Becker, Carl. ***Energy management in industrial and comercial facilities***. U.S.A.: *IEEE Press*, 1990. 540 pp.
2. Bollen, Math. ***Understanding power quality problems***. New York: *IEEE Press*, 2000. 541 pp.
3. Chapman, Stephen. **Máquinas eléctricas**. 2ª. ed. México: Mc. Graw Hill, 1993. 740 pp.
4. Fink , Donald y Beaty, Wayne. **Manual de ingeniería eléctrica**. 13ª. ed. México: Mc. Graw Hill, 1996.
5. Grainger, John y Stevenson, William. **Análisis de sistemas de potencia**. U.S.A.: Mc. Graw Hill, 1996. 740 pp.
6. Heising, C.R. ***Design of reliable industrial and commercial power systems***. U.S.A.: *IEEE Press*, 1990. 450 pp.
7. Martin, Raul. **Diseño de subestaciones eléctricas**. México: Mc. Graw Hill, 1992. 510 pp.
8. Morris, Alan. ***Measurement & instrumentation principles***. Chicago: Butterworth-Heinemann, 2001. 475 pp.
9. Samuelson, Paul y Nordhaus, William. **Economía**. 16ª. ed. Madrid: IMPRESA, 1999. 771 pp.