
Redes de Distribución de Energía

SAMUEL RAMIREZ CASTAÑO

**Universidad Nacional de Colombia
Tercera Edición
Manizales**

I.S.B.N 958-9322-86-7

© 2004 UNIVERSIDAD NACIONAL
DE COLOMBIA SEDE MANIZALES

AUTOR

SAMUEL RAMÍREZ CASTAÑO

Ingeniero Electricista

Esp. en Ingeniería Eléctrica con énfasis
en Sistemas de Distribución

Profesor Asociado

Universidad Nacional de Colombia

Sede Manizales

IMPRESO

Centro de Publicaciones

Universidad Nacional de Colombia

Sede Manizales

Enero de 2004

Tercera Edición

Agradecimiento

A los estudiantes

Héctor Jaime Alzate y Jorge Alexander Gómez Escobar quienes realizaron el trabajo de levantamiento de texto, elaboración de tablas y gráficas en medio magnético, página web, para obtener una edición final de excelente calidad.

A mi Madre, Luz Mary, Valentina y Geraldine por su paciencia y comprensión

Tabla de contenido

Página

Introducción

CAPITULO 1. CONCEPTOS FUNDAMENTALES	1
1.1 Ubicación y conformación de un sistema de distribución.	2
1.2 El proyecto integral de distribución.	3
1.2.1 Flujograma de cálculo.	3
1.2.2 Requisitos que debe cumplir un sistema de distribución.	5
1.2.3 Diseño del sistema.	5
1.2.4 Selección de equipos.	5
1.3 Clasificación de los sistemas de distribución de acuerdo a su construcción.	6
1.3.1 Redes de distribución aéreas.	6
1.3.2 Redes de distribución subterráneas.	7
1.4 Clasificación de los sistemas de distribución de acuerdo a los voltaje nominales	8
1.4.1 Redes de distribución secundarias	8
1.4.1.1 Monofásico trifilar 240/120V con punto central a tierra.	8

Tabla de contenido

1.4.1.2	Trifásico tetrafilar 208/120 V con neutro a tierra y 220/127 V con neutro a tierra.	8
1.4.1.3	Trifásico en triángulo con transformadores monofásicos, de los cuales uno solo tiene conexión a tierra 240/120 voltios.	8
1.4.1.4	Trifásico 480/277 voltios en estrella.	8
1.4.1.5	Trifásico 480/240 voltios en delta.	8
1.4.2	Redes de distribución primarias.	8
1.5	Clasificación de las redes de distribución de acuerdo a su ubicación geográfica	8
1.5.1	Redes de distribución urbanas.	9
1.5.2	Redes de distribución rurales.	10
1.5.3	Redes de distribución suburbanas.	11
1.5.4	Redes de distribución turísticas.	11
1.6	Clasificación de las redes de distribución de acuerdo al tipo de cargas.	11
1.6.1	Redes de distribución para cargas residenciales.	11
1.6.2	Redes de distribución para cargas comerciales.	11
1.6.3	Redes de distribución para cargas industriales.	11
1.6.4	Redes de distribución para cargas de alumbrado público	12
1.6.5	Redes de distribución para cargas mixtas.	12
1.7	Clasificación de las cargas de acuerdo a su confiabilidad.	12
1.7.1	Cargas de primera categoría.	12
1.7.2	Cargas de segunda categoría	12
1.7.3	Cargas de tercera categoría.	12
1.8	Aspectos generales sobre planeamiento de sistemas de distribución.	12
1.8.1	Objetivos de planeamiento.	12
1.8.2	Proceso para el planeamiento.	13
1.8.3	Factores que afectan el planeamiento del sistema de distribución.	13
1.8.4	Técnicas actuales de planeamiento de sistemas de distribución.	15
1.8.5	Modelos de planeamiento de sistemas de distribución.	16
1.8.6	Planeamiento de sistemas de distribución.	16
CAPITULO 2. CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS.		17
2.1	Influencia de las características de las cargas sobre redes de distribución.	18
2.2	Densidad de carga.	18
2.3	Carga Instalada.	19
2.4	Capacidad instalada.	19
2.5	Carga máxima.	20
2.6	Número de horas de carga equivalente (EH)	20

2.7	Demanda $D(t)$	21
2.8	Curvas de carga diaria.	21
2.9	Curvas de duración de carga diaria $CDC(t)$	21
2.10	Curva de carga anual.	23
2.11	Curva de duración de carga anual	23
2.12	Tasa de crecimiento de la demanda	25
2.13	Carga promedio de D_p	26
2.14	Factor de demanda F_D	26
2.15	Factor de utilización F_U	26
2.16	Factor de planta F_{PL}	27
2.17	Factor de potencia $\cos\Phi$	27
2.18	Factor de carga F_C	28
2.19	Factor de diversidad del grupo F_{div}	29
2.20	Factor de coincidencia F_{co}	31
2.21	Factor de contribución C_i	32
2.22	Curvas de demanda máxima diversificada.	33
2.23	Curvas de factores de diversidad.	34
2.24	Cargas de diseño para redes de distribución.	35
2.25	Demanda coincidente por servicio y demanda total.	36
2.26	Método analítico para determinar la demanda máxima.	37
2.27	Pérdidas de potencia y energía.	44
2.28	Horas equivalentes de pérdidas LEH	44
2.29	Factor de pérdidas f_{perd}	45
2.30	Porcentaje de pérdidas y pérdidas de potencia y energía.	46
2.31	El factor de pérdidas en función de la curva de duración de carga.	47
2.32	Relación entre el factor de carga y el factor de pérdidas.	56
 CAPITULO 3. PARÁMETROS BÁSICOS PARA EL CÁLCULO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN.		65
3.1	Los materiales para conductores electricos.	66
3.1.1	El cobre.	66
3.1.2	El aluminio.	66

3.2	Características generales de los conductores.	67
3.2.1	Densidad del cobre.	67
3.2.2	Densidad del alambre de acero revestido de cobre.	67
3.2.3	Densidad de los alambres de aluminio (estirado en frío comercialmente)	67
3.2.4	Densidad y peso específico de alambre y acero galvanizado.	67
3.2.5	Porcentaje de conductividad.	68
3.2.6	Norma internacional de cobre recocido (IACS).	68
3.3	Propiedades de los conductores.	68
3.3.1	Conductores eléctricos (formas).	68
3.3.2	Definiciones de los conductores eléctricos.	68
3.3.3	Tamaño de los conductores (AWG).	69
3.4	Los conductores trenzados.	70
3.4.1	Número de alambres en un conductor estándar.	70
3.4.2	Tamaños de alambres en conductores trenzados.	71
3.4.3	Diámetro de los conductores trenzados.	71
3.4.4	Area de los conductores trenzados.	72
3.4.5	Efectos del trenzado.	72
3.5	Conductores compuestos.	72
3.6	Resistencia de los conductores.	72
3.6.1	Resistencia a la corriente directa.	73
3.6.2	Efecto del cableado sobre la resistencia.	73
3.6.3	Efecto de la temperatura sobre la resistencia.	74
3.6.4	Resistencia a la corriente alterna.	76
3.7	Inductancia y reactancia inductiva.	82
3.7.1	Definición de inductancia.	82
3.7.2	Inductancia de un conductor debida al flujo interno.	82
3.7.3	Inductancia de un conductor debido al flujo externo.	85
3.7.4	inductancia de una línea bifilar monofásica.	86
3.7.5	Enlaces de flujo de un conductor en un grupo.	88
3.7.6	Inductancias de líneas de cables.	89
3.7.7	Radio medio geométrico de los conductores RMG.	91
3.7.8	Distancia media geométrica DMG.	92
3.7.9	Reactancia inductiva.	96
3.8	Resistencia y reactancia aparentes de cables subterráneos.	96
3.9	Inducción de cables en paralelo.	102
3.10	Capacitancia y reactancia capacitiva.	104

3.10.1	Cable monopolar con cubierta o pantalla metálica.	105
3.10.2	Cable tripolar con cubierta común.	106
3.10.3	Reactancia capacitiva.	107
3.11	Clasificación de las líneas según su longitud.	108
3.11.1	Líneas cortas.	108
3.11.2	Líneas medianas.	109
3.11.2.1	Circuito equivalente T_e nominal.	109
3.11.2.2	Circuito equivalente π nominal.	110
3.12	Clasificación de las líneas según sus características eléctricas y magnéticas.	110
3.12.1	Línea no inductiva con carga no inductiva.	111
3.12.2	Línea no inductiva con carga inductiva.	111
3.12.3	Línea inductiva con carga no inductiva	112
3.12.4	Línea inductiva con carga inductiva.	112
3.12.4.1	Condiciones de recepción conocidas.	112
3.12.4.2	Condiciones de envío conocidas.	113
CAPITULO 4. IMPEDANCIA, CAÍDA DE VOLTAJE Y REGULACIÓN.		115
4.1	Impedancia.	116
4.2	Impedancia de secuencia cero	118
4.2.1	Cable trifásico con forro metálico.	118
4.2.2	Cables unipolares con forro metálico.	124
4.3	Deducción de la ecuación para el momento eléctrico en función de la regulación conocidas las condiciones de recepción.	127
4.4	Deducción de la ecuación para el momento eléctrico en función de la regulación conocidas las condiciones de envío.	129
4.5	Momento eléctrico en función de la regulación para los diferentes sistemas de distribución.	131
4.5.1	Sistema monofásico trifilar	132
4.5.2	Sistema trifásico tetrafilar.	132
4.5.3	Sistema bifásico bifilar ($2f - 2H$).	132
4.6	Expresión general para el momento eléctrico en función de la regulación.	134
4.7	Regulación en una línea con cargas uniformemente distribuidas.	135
4.8	Factor de distribución de carga para red radial con carga regular e irregular.	136
4.9	Límites de regulación de tensión para líneas cortas.	138
4.10	Deducción de expresiones para el cálculo de redes de distribución de corriente continua.	139

CAPITULO 5. PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y CALIBRE ECONÓMICO.	143
5.1 Introducción	144
5.2 Pérdidas en una línea de distribución con carga concentrada	145
5.3 Pérdidas de potencia en redes de distribución de corriente continua.	147
5.4 Pérdidas de potencia en función de los datos de la curva de carga.	149
5.5 Pérdidas eléctricas de una línea de distribución con una carga uniforme distribuída.	152
5.6 Factor de distribución de pérdidas	153
5.7 Niveles de pérdidas normalizados para el sistema.	156
5.8 Bases económicas para optimización de pérdidas.	158
5.8.1 Modelo económico de optimización de pérdidas.	158
5.8.2 Optimización económica de pérdidas en distribución.	163
5.8.3 El valor económico del kW y del kWh de pérdidas.	165
5.9 Cálculo de pérdidas en sistemas de distribución	166
5.9.1 Sistema primario y secundario.	166
5.9.2 Subestaciones y transformadores de distribución.	169
5.9.3 Corrección del factor de potencia.	171
5.9.4 Procedimiento simplificado (primera aproximación).	172
5.10 Optimización de pérdidas de distribución.	177
5.10.1 Separación de pérdidas técnicas en los sistemas primarios.	177
5.10.2 Separación de pérdidas técnicas en transformadores de distribución.	179
5.10.3 Separación de pérdidas técnicas en sistemas secundarios.	181
5.10.4 Reducción económica de pérdidas.	182
5.10.5 Criterio de diseño.	185
5.10.6 Requerimientos y términos de las especificaciones para evaluar transformadores de distribución.	185
5.11 Modelos analíticos computarizados.	186
5.11.1 Modelos de generación.	186
5.11.2 Modelos de transmisión.	186
5.11.3 Modelos de subtransmisión.	187
5.11.4 Modelo para el sistema primario.	188
5.11.5 Modelo del transformador básico.	190
5.11.6 Modelo del transformador de potencia.	190
5.11.7 Modelo de regulador.	191
5.11.8 Modelo para transformadores de distribución.	191
5.11.9 Modelos para sistemas secundarios.	191

5.12 Modelamiento de los contadores.	193
5.12.1 Distribución de la desviación media y estándar de la muestra.	193
5.12.2 Desarrollo del plan de muestreo.	194
5.12.3 Modelo para distribución de las medidas correctivas.	196
5.13 Modelamiento de acometidas.	198
5.14 Soluciones económicas y criterios de selección del conductor económico.	199
5.15 Características de pérdidas y cargabilidad económica de transformadores de distribución.	209
5.15.1 Generalidades.	209
5.15.2 Pérdidas de potencia y energía.	210
5.15.3 Valor presente de las pérdidas y cargabilidad económica.	212
5.16 Método SGRD (Sistema de Gerencia de Redes) de Optimización.	217
5.16.1 Penalización a la probabilidad de pérdida de carga (costo por baja confiabilidad).	217
5.16.2 Costos de inversión.	217
5.16.3 Función del costo.	217
5.16.4 Planeamiento del problema de optimización.	218
5.16.5 Solución: punto óptimo de operación de los transformadores existentes en la red.	218
5.16.6 Solución: transformador óptimo de un sistema de distribución.	219
5.16.7 Solución: cargabilidad con adición de transformadores a la red.	220
5.16.8 Plan de acción.	221
5.16.9 Consideraciones sobre niveles de pérdidas contemplados en la norma ICONTEC.	221
5.17 Conclusiones.	222
CAPITULO 6. CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE.	225
6.1 Corrientes en redes de distribución aéreas.	226
6.2 Corriente en cables subterráneos	228
6.2.1 Ley de Ohm térmica.	228
6.2.2 Resistencias térmicas.	234
6.2.2.1 Cálculo de las resistencias térmicas del aislamiento.	234
6.2.2.2 Cálculo de las resistencias térmicas de la cubierta.	236
6.2.2.3 Cálculo de las resistencias térmicas del aire dentro del ducto.	237
6.2.2.4 Cálculo de las resistencias térmicas del ducto.	237
6.2.2.5 Cálculo de las resistencias térmicas del terreno.	237
6.3 Factor de pérdidas en pantallas de los cables subterráneos.	241
6.3.1 Cables monopoles en formación trebol, pantallas aterrizadas en ambos extremos.	241
6.3.2 Cables monopoles en formación plana, pantallas aterrizadas en los extremos.	242

6.3.3	Cables tripolares con pantalla común.	243
6.4	Gráficas de capacidad de corriente en cables subterráneos.	243
6.5	Ejemplos	265
6.5.1	Cables en charolas.	265
6.5.2	Cables en ductos subterráneos.	266
6.5.3	Cables directamente enterrados.	266
6.5.4	Cables en canaletas (ejemplos de dimensionamiento).	267
6.6	Tablas de capacidad de corriente para otras condiciones de instalación.	269
6.7	Capacidad de corriente del aluminio comparada con la del cobre.	278
 CAPITULO 7. SOBRECARGAS, CORTOCIRCUITO Y TENSIONES INDUCIDAS		 281
7.1	Sobrecargas.	282
7.2	Cortocircuito.	299
7.3	Tensiones inducidas en las pantallas metálicas.	301
7.3.1	Conexión a tierra.	303
7.3.2	Ejemplo.	304
 CAPITULO 8. CÁLCULO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIAS AÉREAS.		 307
8.1	Generalidades.	308
8.2	Factores que afectan la selección de la potencia nominal de alimentadores primarios.	309
8.3	Comparación entre SDA (Sistemas de distribución aéreos) y los SDS (Sistemas de distribución Subterráneos).	309
8.3.1	Confiabilidad.	309
8.3.2	Equipo.	310
8.3.3	Terminología común para suiches de SDA y SDS.	310
8.3.3.1	Seccionador de apertura bajo carga (Loadbreak).	310
8.3.3.2	Régimen nominal continuo (Continuos rating).	310
8.3.3.3	Régimen nominal momentáneo (Momentary rating).	311
8.3.3.4	Régimen nominal de cortacircuito (Short circuit rating).	311
8.3.3.5	Cierre y enclavamiento (Close and latch).	311
8.3.3.6	Nivel Básico de aislamiento (BIL).	311
8.4	TOPOLOGÍAS BÁSICAS	311
8.4.1	Alimentador primario tipo radial.	311
8.4.2	Anillo primario	314
8.4.3	Sistema de red primaria.	314
8.5	Niveles de voltaje de alimentadores.	316

8.6	Cargas, ruta, número y tamaño de conductores de alimentadores primarios.	320
8.7	Líneas de enlace.	321
8.8	Salida de alimentadores primarios, desarrollo tipo rectangular.	321
8.8.1	Método de desarrollo para áreas de alta densidad de carga (secuencia 1-2-4-8-12 circuitos alimentadores).	321
8.8.2	Método de desarrollo para áreas de baja densidad de carga (secuencia 1-2-4-6-8-12 alimentadores primarios).	322
8.9	Desarrollo tipo radial.	323
8.10	Tipos de circuitos de distribución primaria.	323
8.10.1	Sistemas 3 ϕ - 4H con neutro multiterrizado (figura 8-11).	323
8.10.2	Sistema 3 ϕ - 3H servido de transformadores en Δ	327
8.10.3	Sistema 3 ϕ - 4H con neutro uniterrizado.	327
8.10.4	Sistema 3 ϕ - 4H con neutro uniterrizado sin neutro.	328
8.10.5	Laterales 2 ϕ - 2H sin neutro.	328
8.10.6	Laterales 1 ϕ - 2H uniterrizados.	331
8.10.7	Laterales 1 ϕ - 2H con neutro común multiterrizado.	332
8.10.8	Laterales 2 ϕ - 3H (Y abierta).	334
8.10.9	Laterales 2 ϕ - 3H con neutro común multiterrizado.	336
8.11	Método para el cálculo definitivo de regulación y pérdidas en líneas de distribución primaria.	337
8.11.1	Cálculo del momento eléctrico y las constantes de regulación y pérdidas.	337
8.11.2	Cargas primarias de diseño.	338
8.11.3	Ejemplo práctico.	343
8.12	Normas técnicas para la construcción de redes primarias aéreas.	344
8.12.1	Apoyos.	344
8.12.2	Crucetas.	344
8.12.3	Configuración estructurales.	345
8.12.3.1	Estructuras de retención.	345
8.12.3.2	Estructuras de suspensión.	345
8.12.3.3	Estructuras de suspensión doble.	345
8.12.3.4	Estructura tipo combinada.	345
8.12.4	Conductores.	345
8.12.5	Aislamiento.	350
8.12.6	Protección y seccionamiento.	350
CAPITULO 9.	CÁLCULO DE REDES PRIMARIAS SUBTERRÁNEAS.	387

9.1	Generalidades.	388
9.2	Cables directamente enterrados.	388
9.2.1	Trayectoria.	388
9.2.2	Configuración de cables.	389
9.2.3	Zanjas.	390
9.2.3.1	Tipos de terreno.	390
9.2.3.2	Aviso y protecciones.	390
9.2.3.3	Las excavaciones.	391
9.2.4	Instalación de cables.	391
9.2.4.1	Equipos.	393
9.2.4.2	Tipos de instalación.	393
9.2.4.3	Actividades comunes para los tipos de instalación anteriores.	394
9.2.5	Recomendaciones.	395
9.3	Cables en ductos subterráneos.	395
9.3.1	Trayectoria.	395
9.3.2	Ductos.	395
9.3.2.1	Selección.	395
9.3.2.2	Dimensiones y configuración.	396
9.3.2.3	Materiales.	396
9.3.3	Apertura de zanja.	400
9.3.3.1	Dimensiones.	401
9.3.3.2	Métodos.	401
9.3.3.3	Troquelado.	403
9.3.4	Pozos de visita (cámara de inspección y empalme).	403
9.3.5	Limpieza, verificación y guiado de ductos.	403
9.3.6	Parámetros considerados previos a la instalación.	405
9.3.6.1	Tensiones y longitud máxima de jalado.	406
9.3.6.2	Presión lateral en curvas.	410
9.3.6.3	Fricción.	417
9.4	Radio mínimos de curvatura.	417
9.4.1	Radio mínimos de curvatura permitidos en la instalación de cables.	418
9.4.1.1	Cables aislados vulcanel EP ó XLP, sintenax, polietileno.	418
9.4.1.2	Cables DRS (Distribución Residencial Subterránea).	419
9.4.1.3	Cables con aislamiento de papel impregnado.	419
9.4.1.4	Cables sintenax.	419
9.4.1.5	Cables armaflex	419

9.4.2	Diámetros mínimos del tambor del carrete para enrollado de cable.	419
9.4.2.1	Cables con aislamiento XLP, EPR, PVC, y POLIETILENO.	419
9.4.2.2	Cables aislados con papel y cubierta de plomo.	420
9.5	Instalación de cables subterráneos.	420
9.5.1	Preparativos anteriores al tensionado.	420
9.5.2	Equipos y materiales.	422
9.5.3	Recomendaciones.	424
9.5.4	Procedimiento de instalación.	424
9.5.5	Identificación de cables.	426
9.5.6	Cables en tuberías metálicas.	427
9.5.7	Guía para la selección del tipo de instalación subterránea.	427
9.6	Forma de los cables.	427
9.7	Aislamiento.	428
9.7.1	Aislamiento de papel impregnado.	428
9.7.2	Aislamiento tipo seco.	429
9.7.2.1	Aislamiento XLEP.	429
9.7.2.2	Aislamiento EPR.	429
9.8	Selección de las cubiertas.	430
9.9	Trazado de redes subterráneas (selección de la ruta).	434
9.10	Metodología para el cálculo de regulación y pérdidas en redes primarias subterráneas.	434
9.10.1	Cálculo del momento eléctrico y las constantes de regulación y pérdidas.	436
9.10.2	Selección del calibre.	436
9.10.3	Verificación de la regulación y el nivel de pérdidas.	437
9.10.4	Verificación de temperaturas.	437
9.11	Ejemplo.	440
9.12	Normas técnicas para la construcción (resumen).	447
9.12.1	Ductos.	447
9.12.2	Zanjas.	448
9.12.2.1	Configuración de zanjas de bajo andén.	448
9.12.2.2	Configuración de las zanjas bajo calzada.	449
9.12.2.3	Disposición de tres ductos enlazados.	449
9.12.2.4	Disposición de tres ductos en triángulo enlazados.	449
9.12.2.5	Disposición de los ductos por filas en las zanjas.	449
9.12.2.6	Disposición horizontal de cuatro ductos.	449
9.12.2.7	Disposición de ductos entre la subestación interior y la primera cámara.	449

Tabla de contenido

9.12.3 Cámaras de paso o inspección.	450
9.12.4 Cámaras de empalme.	451
9.12.5 Cámaras de equipo.	451
9.12.6 Notas acerca de las cámaras.	452
9.12.7 Conductores.	453
9.12.7.1 Tipo.	453
9.12.7.2 Blindaje.	453
9.12.7.3 Aislamiento.	453
9.12.7.4 Blindaje del aislamiento.	453
9.12.7.5 Pantalla metálica.	454
9.12.7.6 Chaqueta exterior.	454
9.12.7.7 Calibres del conductor.	454
9.12.7.8 Nivel de aislamiento.	454
9.12.7.9 Factor de corrección.	455
9.12.7.10 Radio mínimo de curvatura.	455
9.12.7.11 Calibre mínimo del neutro.	455
9.12.8 Empalmes.	476
9.12.8.1 Empalmes en cinta.	476
9.12.8.2 Empalmes premoldeados.	476
9.12.8.2.1 Empalmes premoldeados permanentes.	477
9.12.8.2.2 Empalmes premoldeados desconectables.	478
9.12.9 Terminales.	487
9.12.9.1 Principio de operación.	487
9.12.9.2 Tipos de terminales para media tensión.	488
9.12.10 Afloramiento y transiciones.	489
9.12.11 Conexión a tierra.	490
9.13 Mantenimiento de cables.	495
9.13.1 Cámaras.	495
9.13.2 Empalmes y terminales.	496
9.13.3 Conexión a tierra de circuito de pantalla de los conectores premoldeados.	496
9.13.4 Pruebas de mantenimiento.	497
9.13.4.1 Prueba de resistencia de mantenimiento.	497
9.13.4.2 Prueba de alta tensión en corriente continua.	497
9.14 Localización de fallas en cables subterráneos.	498
9.14.1 Aspectos generales.	498
9.14.2 Clasificación de métodos para la localización de fallas.	499

9.14.2.1	Método aproximado.	499
9.14.2.2	Método exacto.	499
9.14.2.3	Tipo de falla.	499
9.14.2.4	Aplicación de los métodos.	501
9.14.3	Recomendaciones.	507
CAPITULO 10. CÁLCULO DE REDES SECUNDARIAS.		509
10.1	Generalidades.	510
10.2	Criterios para fijación de calibres y aspectos a considerar durante el diseño.	510
10.3	Tipos de sistemas y niveles de voltajes secundarios.	512
10.3.1	Sistema monofásico trifilar (1 ϕ - 3H) 120/240 V.	512
10.3.2	Sistema trifásico tetrafilar (3 ϕ - 4H) 208/120 V ó 214/123 V ó 220/127 V ó 480/277 V.	512
10.4	Prácticas de diseño actuales	513
10.4.1	Sistema radial.	513
10.4.2	Bancos secundarios.	514
10.4.3	Sistemas selectivo secundario.	517
10.4.4	Redes spot secundarias.	518
10.4.5	La red secundaria tipo reja.	518
10.4.5.1	Secundarios principales.	520
10.4.5.2	Limitadores.	520
10.4.5.3	Protectores de red (NP).	521
10.4.5.4	Interruptores de alto voltaje.	523
10.4.5.5	Transformadores de red.	523
10.5	Método para el cálculo definitivo de las redes de distribución secundarias.	525
10.5.1	Cálculo del momento eléctrico y las constantes de regulación y pérdidas.	526
10.5.2	Cargas secundarias de diseño.	526
10.6	Consideraciones previas al cálculo de redes de distribución secundarias.	533
10.7	Cálculo de redes radiales.	534
10.7.1	Líneas de derivación simple.	534
10.7.2	Líneas de alimentación.	535
10.7.3	Líneas con cargas uniformemente distribuidas.	536
10.7.4	Línea con carga uniformemente distribuida en una parte de ella.	537
10.7.5	Líneas de derivación múltiple de sección constante (carga punto a punto con origen de momentos fijo).	537
10.7.6	Líneas con carga uniformemente distribuidas con cargas irregulares (con sección constante).	539

10.7.7 Líneas de derivación múltiple con sección constante (carga concentrada punto a punto con momentos variables).	539
10.7.8 Diseño telescópico.	540
10.7.9 Líneas con ramificaciones.	540
10.8 Cálculo de redes en anillo sencillo.	546
10.9 Cálculo de redes en anillo doble.	556
10.9.1 Cálculo de anillos dobles con el mismo calibre del conductor.	558
10.9.2 Cálculo de anillos dobles con diferente calibre del conductor.	561
10.10 Cálculo de redes en anillo triple.	563
10.11 Redes enmalladas.	568
10.12 Normas técnicas para la construcción de redes de distribución secundarias aéreas.	572
10.12.1 Voltajes.	572
10.12.2 Apoyos.	572
10.12.3 Configuraciones estructurales.	572
10.12.4 Herrajes.	573
10.12.5 Conductores.	573
10.12.6 Aislamiento.	574
10.12.7 Configuración de la red.	574
10.12.8 Protección.	575
10.13 Normas técnicas para la construcción de redes de distribución secundaria subterránea.	583
10.13.1 Generalidades.	583
10.13.2 Ductos.	583
10.13.3 Zanjas.	583
10.13.3.1 Configuración de las zanjas bajo andén.	583
10.13.3.2 Configuración de las zanjas bajo calzada.	583
10.13.4 Disposición de los ductos en zanjas.	583
10.13.5 Cámara de paso y de empalme.	584
10.13.6 Conductores.	584
10.13.7 Empalmes.	584
10.13.8 Acometidas.	585
10.13.9 Conexión a tierra.	585
 CAPITULO 11. SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN	 591
 11.1 Definición.	 592
11.2 Subestación aérea.	592

11.2.1 Transformadores.	592
11.2.2 Disposiciones mínimas para el montaje.	592
11.3 Subestaciones en el piso.	597
11.3.1 Subestación interior.	597
11.3.1.1 Subestación en pedestal (pad mounted).	597
11.3.1.2 Subestación capsulada.	599
11.3.2 Subestación interperie.	608
11.3.2.1 Subestación en pedestal (pad mounted).	608
11.3.2.2 Subestación enmallada.	608
11.4 Subestaciones subterráneas.	608
11.5 Descripción de las celdas de una subestación interior.	609
11.5.1 Celdas de baja tensión.	609
11.5.2 Celda para transformador.	611
11.5.3 Celda de media tensión para seccionadores.	612
11.6 Normalización de plantas de emergencia.	613
11.6.1 Especificaciones.	613
11.6.2 Configuración del conjunto eléctrico de suplencia.	615
11.6.3 Capacidad del grupo eléctrico.	617
11.6.4 Normas de montaje e instalación de grupos generador eléctrico diesel.	617
11.6.4.1 Espacio requerido y localización del grupo generador.	617
11.6.4.2 Soporte del conjunto - bases.	618
11.6.4.3 Vibraciones.	620
11.6.4.4 Ventilación.	621
11.6.4.5 Tubería de escape del motor y aislamineto.	622
11.6.4.6 Enfriamiento del motor.	625
11.6.4.7 Sistema de combustible.	626
11.6.4.8 Sistemas eléctricos.	626
11.6.4.9 Dimensiones de las salas de máquinas.	627
11.7 Descripción de los componentes básicos de una subestación.	627
11.7.1 Pararrayos.	627
11.7.2 Cortacircuitos.	630
11.7.3 Hilos fusible.	632
11.7.4 Seccionador tripolar para operación sin carga.	632
11.7.5 Seccionador tripolar bajo carga.	634
11.7.5.1 Aplicación.	634
11.7.5.2 Construcción.	634

11.7.5.3 Accionamiento y disparo.	634
11.7.5.4 Funcionamiento.	636
11.7.5.5 Condiciones de funcionamiento.	637
11.7.5.6 Mantenimiento.	638
11.8 Fusibles de alta tensión HH.	640
11.8.1 Aplicación.	640
11.8.2 Construcción.	640
11.8.3 Funcionamiento.	641
11.8.4 Capacidad de ruptura.	642
11.8.5 Limitaciones de corriente.	642
11.8.6 Curvas características del tiempo de fusión.	643
11.8.7 Protección de transformadores.	643
11.8.8 Protección de motores de alta tensión.	645
11.8.9 Protección de condensadores.	645
11.8.10 Selección de fusibles.	646
11.9 Malla de puesta a tierra	646
11.9.1 Generalidades.	646
11.9.2 Selección de conductor.	647
11.9.3 Escogencia de la configuración de la malla.	648
11.9.4 Cálculo de las tensiones de paso y de contacto máximas permitidas por el cuerpo humano.	648
11.9.5 Cálculo de la resistencia de la malla.	649
11.9.6 Cálculo de la tensión de paso y de contacto reales.	651
CAPITULO 12. PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTES.	653
12.1 Conceptos básicos.	654
12.1.1 Funciones de un sistema de protección contra sobrecorrientes.	654
12.1.1.1 Aislar fallas permanentes.	654
12.1.1.2 Minimizar en número de fallas permanentes y de salida.	655
12.1.1.3 Minimizar el tiempo de localización de fallas.	655
12.1.1.4 Prevenir contra daño el equipo.	655
12.1.1.5 Minimizar la probabilidad de caída de los conductores.	656
12.1.1.6 Minimizar las fallas internas de los equipos.	656
12.1.1.7 Minimizar los accidentes mortales.	657
12.1.2 Condiciones que debe cumplir el sistema de protección de sobrecorriente.	657
12.1.2.1 Seguridad.	657

12.1.2.2	Sensitividad.	657
12.1.2.3	Selectividad.	658
12.1.3	Efecto de la distancia sobre la corriente de falla.	658
12.2	Cortacircuitos fusible.	658
12.2.1	Componentes.	658
12.2.2	Operación.	661
12.3	Listón fusible o elemento fusible.	663
12.3.1	Función.	663
12.3.2	Tipo de fusibles.	663
12.3.2.1	Fusibles de potencia.	663
12.3.2.2	Fusibles de distribución.	663
12.3.3	Aspectos generales para la selección de fusibles de media tensión	664
12.3.3.1	Fusibles de distribución.	664
12.3.3.2	Fusibles de potencia.	665
12.4	Fusibles de expulsión.	669
12.4.1	Diseño.	669
12.4.2	Operación.	669
12.4.3	Relación tiempo - corriente (curvas características t - i).	677
12.4.4	Fusibles lentos - fusibles rápidos y de alta descarga.	680
12.5	Fusibles limitadores de corriente.	682
12.5.1	Construcción.	690
12.5.2	Operación.	691
12.5.3	Tipos de fusibles limitadores de corriente.	699
12.5.3.1	De propósito general.	699
12.5.3.2	Fusibles de respaldo.	700
12.5.3.3	Fusibles de rango completo full range.	701
12.6	Fusible electrónico.	709
12.7	Fusible en vacío.	710
12.8	Factores de selección para elementos fusible y cortacircuito.	710
12.8.1	Para selección de cortocircuitos.	710
12.8.1.1	Selección de de la corriente nominal.	711
12.8.1.2	Selección de voltajes nominales (fusibles de expulsión).	711
12.8.1.3	Reglas de selección.	711
12.8.2	Aplicación de los eslabones fusible.	714
12.8.2.1	Para fusibles en líneas con propósito de seccionamiento.	714
12.8.2.2	Para protección de equipos.	714

12.8.3 Variables de operación de los fusibles.	714
12.8.3.1 Precarga.	714
12.8.3.2 Temperatura ambiente.	714
12.8.3.3 Calor de fusión.	714
12.9 Protección de transformadores de distribución con fusibles.	715
12.9.1 Factores a considerar.	715
12.9.2 Criterios de selección de fusibles.	716
12.9.2.1 Consideraciones de daños del tanque del transformador.	716
12.9.2.2 Corriente de energización o puesta en servicio (inrush).	717
12.9.2.3 Corrientes de puesta en marcha en frío.	717
12.9.2.4 Daño térmico del transformador.	717
12.9.3 Filosofía de protección con fusibles.	717
12.9.4 Efecto de las descargas atmosféricas.	721
12.9.5 Características del sistema de suministro.	721
12.9.6 Ejemplos.	722
12.9.7 Fusibles primarios del transformador.	723
12.9.8 Protección con fusibles del secundario de transformadores pequeños.	726
12.10 Protección de bancos de capacitores con fusibles.	729
12.10.1 Características de los capacitores.	729
12.10.2 Reglas fundamentales de protección con fusibles.	734
12.10.3 Tipos de protección con fusibles.	734
12.11 Protecciones de derivaciones	736
12.11.1 Protección de derivaciones laterales con fusibles.	736
12.11.2 Protección de transiciones (derivación subterránea a partir de una red aérea).	736
12.12 Interruptores automáticos (con recierre).	737
12.12.1 Definición.	736
12.12.2 Apagado del arco.	738
12.12.3 Mecanismos de almacenamiento de energía.	738
12.12.4 Valores nominales para interruptores de alimentadores de distribución.	738
12.12.5 Diferencias entre SF6, aceite y aire.	740
12.12.6 Características generales de los relevadores.	740
12.12.7 Calibración del relé de sobrecorriente.	747
12.13 Restauradores (Automatic Circuit Reclosers).	750
12.13.1 Definición.	750
12.13.2 Tipos de restauradores.	751
12.13.3 Lugares más lógicos de instalación.	751

12.13.4 Factores de aplicación de restauradores.	751
12.13.5 Diferentes secuencias de operación de restauradores.	752
12.13.6 Valores nominales de corriente asimétrica.	752
12.13.7 Clases de reclosers: monofásicos y trifásicos.	753
12.13.8 Tipos de control: hidráulico o electrónico.	753
12.13.9 Tipos de aislamiento.	753
12.13.10 Características nominales de los reclosers.	753
12.14 Seccionalizadores automáticos.	755
12.14.1 Definición.	755
12.14.2 Modos de operación de seccionalizadores.	755
12.14.3 Requerimientos para aplicación de seccionalizadores.	756
12.14.4 Ventajas de los seccionalizadores.	757
12.14.5 Desventajas de los seccionalizadores.	757
12.14.6 Tipos de seccionalizadores.	758
12.14.6.1 Seccionalizadores hidráulicos.	758
12.14.6.2 Seccionalizadores electrónicos.	759
12.14.7 Conteos.	760
12.14.8 Términos que definen la operación.	761
12.14.9 Valores nominales de los seccionalizadores.	761
12.15 Coordinación de dispositivos de protección en serie.	763
12.15.1 Principios de coordinación.	763
12.15.2 Coordinación fusibles de expulsión - fusibles de expulsión.	763
12.15.2.1 Método 1: usando curvas tiempo - corriente.	763
12.15.2.2 Método 2: usando tablas de coordinación.	765
12.15.2.3 Método 3: reglas prácticas o empíricas.	766
12.15.3 Coordinación fusible limitador de corriente - fusible de expulsión.	770
12.15.4 Coordinación fusible de expulsión - FLC.	771
12.15.5 Coordinación FLC - FLC.	773
12.15.6 Coordinación interruptor relevador - fusible (feeder selective ralying FRS).	777
12.15.6.1 Autoextinción de descargas.	779
12.15.6.2 Eliminación del recierre instantáneo.	780
12.15.6.3 Calidad de potencia.	781
12.15.6.4 Esquema de corriente alta / baja.	781
12.15.7 Coordinación relevador - recloser.	781
12.15.8 Coordinación recloser - fusible (lateral).	786
12.15.8.1 Tamaño estandarizado del fusible.	787

12.15.8.2 Nivel de carga.	788
12.15.8.3 Coordinación con relevador selectivo de alimentador (FSR)	789
12.15.8.4 La coordinación adecuada recloser - fusible.	789
12.15.9 Coordinación recloser - recloser.	790
12.15.10 Coordinación recloser - fusible de alto voltaje de transformador de la subestación.	792
12.15.11 Principios básicos de coordinación que deben ser observados en la aplicación de seccionadores.	794
CAPITULO 13. PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES.	798
13.1 Características de la descarga atmosférica.	798
13.1.1 Conductor de descarga (predescarga).	798
13.1.2 Duración de la descarga.	798
13.1.3 Magnitudes de corriente.	799
13.1.4 Tasa de elevación.	799
13.1.5 Descargas múltiples.	800
13.1.6 Polaridad.	800
13.1.7 Nivel isoceráunico.	800
13.2 Causas de sobrevoltaje.	800
13.2.1 Descargas atmosféricas.	800
13.2.2 Desplazamientos de neutro durante fallas línea - tierra.	800
13.2.3 Operación de fusibles limitadores de corriente.	800
13.2.4 Ferroresonancia (FR).	800
13.2.5 Conmutación de capacitores.	802
13.2.6 Corrientes cortadas	805
13.2.7 Contacto accidental con sistemas de alto voltaje.	806
13.3 Pararrayos de carburo de silicio vs mov.	806
13.4 Clases de pararrayos.	808
13.5 Selección de pararrayos.	809
13.5.1 MCOV: Voltaje máximo de operación continua.	809
13.5.2 TOV: Sobrevoltaje temporal.	810
13.5.3 Selección.	812
13.5.4 Consideraciones en las aplicaciones de MOVs.	812
13.5.4.1 Regulación de voltaje.	813
13.5.4.2 Ferroresonancia.	814
13.5.4.3 Cogeneración.	814
13.5.4.4 Fallas línea - tierra.	814

13.6 Coordinación de aislamiento.	815
13.6.1 Márgenes para equipo de redes aéreas.	815
13.6.1.1 Frente de onda de la descarga disruptiva.	816
13.6.2 Márgenes para equipo subterráneo.	818
13.6.3 Factores que afectan los márgenes.	819
13.6.3.1 Tasa de elevación / características de los pararrayos.	819
13.6.3.2 Longitud del conductor.	819
13.6.3.3 Deterioro del BIL.	820
13.6.3.4 Reflexiones.	821
13.6.3.5 Otros.	821
13.6.4 Consideraciones a tener en cuenta en el cálculo de los márgenes.	822
13.6.5 Efecto de las ondas viajeras.	824
13.7 Ondas viajeras.	825
13.7.1 Duplicación de voltaje.	825
13.7.2 Carga negativa atrapada.	825
13.7.3 Cuadruplicación del voltaje.	826
13.7.4 Lateral derivado.	827
13.7.5 Efecto de la longitud del lateral.	829
13.7.6 Resumen de las recomendaciones.	831
13.8 Protección de líneas.	832
13.8.1 Aislamiento de línea.	832
13.8.2 Tipos de protección contra descargas atmosféricas.	833
13.8.2.1 Sin protección.	833
13.8.2.2 Cable guarda (apantallamiento).	833
13.8.2.3 Pararrayos en la fase superior.	834
13.8.2.4 Pararrayos en las dos fases.	834
13.8.2.5 Pararrayos en todas las fases (sistema trifásico).	835
13.8.3 Comparación de los esquemas de protección de línea.	835
13.9 Descargas inducidas.	836
13.10 Metodología para calcular el desempeño de las líneas de distribución ante la incidencia de descargas atmosféricas.	837
13.10.1 Preliminares.	837
13.10.2 Descargas directas en las líneas.	838
13.10.3 Descargas indirectas (o inducidas).	841
13.10.4 Flameos producidos por descargas indirectas.	843
13.10.5 Cálculo de las ratas de salidas causadas por descargas para sistemas de distribución.	843

<i>Indice de gráficas</i>	847
<i>Indice de tablas</i>	865
<i>Bibliografía</i>	875
<i>Indice general</i>	881

Introducción

El mundo tiene una fuerte dependencia de la energía eléctrica. No es imaginable lo que sucedería si esta materia prima esencial para mover el desarrollo de los países llegase a faltar. Está fuera de cualquier discusión la enorme importancia que el suministro de electricidad tiene para el hombre hoy, que hace confortable la vida cotidiana en los hogares, que mueve efectivamente el comercio y que hace posible el funcionamiento de la industria de la producción. El desarrollo de un país depende de su grado de industrialización y este a su vez necesita de las fuentes de energía, especialmente de la energía eléctrica.

Un sistema eléctrico de potencia tiene como finalidad la producción de energía eléctrica en los centros de generación (centrales térmicas e hidráulicas) y transportarla hasta los centros de consumo (ciudades, poblados, centros industriales, turísticos, etc). Para ello, es necesario disponer de la capacidad de generación suficiente y entregarla con eficiencia y de una manera segura al consumidor final. El logro de este objetivo requiere la realización de grandes inversiones de capital, de complicados estudios y diseños, de la aplicación de normas nacionales e internacionales muy concretas, de un riguroso planeamiento, del empleo de una amplia variedad de conceptos de Ingeniería Eléctrica y de tecnología de punta, de la investigación sobre materiales más económicos y eficientes, de un buen procedimiento de construcción e interventoría y por ultimo de la operación adecuada con mantenimiento riguroso que garantice el suministro del servicio de energía con muy buena calidad.

Pero el sistema de distribución no ha recibido el mismo tratamiento en el pasado, sólo en las últimas décadas, el sector eléctrico colombiano ha comprendido que esta parte del sistema de potencia, también merece toda la atención a lo largo del proceso, desde el planeamiento hasta la operación ya que es aquí donde la calidad del servicio se deteriora, donde se presenta el mayor nivel de pérdidas técnicas y donde el sistema se hace vulnerable y queda expuesto a robos, fraudes y otras pérdidas no técnicas.

En la década de los 80, el sector eléctrico colombiano vió con mucha preocupación que las pérdidas de energía alcanzaban el 30 % de la generación total con consecuentes perjuicios económicos para las empresas distribuidoras, lo que implicaba una carga financiera muy pesada, pues obligaba la realización de inversiones

adicionales en generación para satisfacer la demanda real más el suministro de pérdidas. Esto sucedía principalmente porque las redes de distribución para entonces ya eran obsoletas, con altos niveles de sobrecarga, topologías inadecuadas sin ningún planeamiento que pretendían inútilmente mejorar las condiciones del servicio.

El sector eléctrico colombiano se vió obligado a aplazar los proyectos de generación y de transmisión pendientes y emprender un gigantesco plan de recuperación de pérdidas a nivel de distribución. Se dio inicio entonces a la remodelación de la mayoría de las redes existentes haciendo todo el despliegue de recursos humanos, técnicos y económicos. Fue necesario emplear programas y herramientas computacionales con el fin de plantear y evaluar las diferentes alternativas de solución.

En la década de los 90 apareció la Ley Eléctrica que impulsó la reorganización del sector, lo abrió a un mercado de libre competencia, estableció una clasificación de usuarios (regulados y no regulados), permitió la posibilidad de la apertura para eliminar los monopolios. Se creó la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG) y la superintendencia de Servicios Públicos (SSP). Apareció el Código Eléctrico Colombiano y el Código de Distribución.

Actualmente las empresas de energía aun continúan con el plan de recuperación de pérdidas y tiene como principal objetivo, aumentar la eficiencia en el planeamiento, diseño, construcción y operación de las redes (con tendencia hacia la automatización) para cumplir con las metas impuestas por la CREG y la SSP. Dichas imposiciones pretenden el mejoramiento de índices de confiabilidad en la prestación del servicio tales como la duración y la frecuencia de las interrupciones al usuario. Se obliga entonces a las empresas distribuidoras y comercializadoras a compensar a los abonados por los perjuicios económicos causados cuando se sobrepasan las metas.

La presente obra es el resultado de muchos años de investigación, de consulta de una extensa bibliografía sobre el tema, de mi labor como docente, y motivada por el ferviente deseo de estructurar la asignatura "Sistemas de Distribución" y la línea de Profundización título con la permanente actualización de métodos y técnicas de análisis. El resultado es un compendio en un texto guía de carácter didáctico del programa de la asignatura y donde mis colegas ingenieros electricistas encontrarán una buena herramienta de trabajo.

El texto comienza con una exposición de los conceptos fundamentales que ubican al lector en el sistema objeto del presente estudio, se hace una clasificación de los sistemas de distribución y se repasan aspectos generales sobre planeamiento. El capítulo 2 contiene una descripción de los factores necesarios para la caracterización de la carga, que definen el comportamiento de estas y facilitan la tarea durante las actividades de gestión de carga.

En los capítulos 3 y 4 se describen los parámetros básicos para el cálculo de redes de distribución y que permiten determinar la impedancia, las caídas de voltaje y la regulación en función del momento eléctrico. Se expone además, una metodología para realizar el cálculo exacto de los circuitos y se deducen expresiones para redes de corriente alterna y de corriente continua.

En el capítulo 5 se muestra una amplia discusión sobre pérdidas de potencia y energía, se describen metodologías para enfrentar los estudios de pérdidas y se deducen expresiones para calcular el porcentaje de pérdidas en función del momento eléctrico. Igualmente se exponen criterios para hallar el calibre económico y la cargabilidad económica de transformadores de distribución.

En los capítulo 6 y 7 se exponen los conceptos que permiten establecer la capacidad de conducción de corriente para conductores y cables subterráneos en diferentes configuraciones de red. Se indican también los métodos para determinar la capacidad de los conductores para resistir sobrecargas, cortocircuitos y estudiar el

problema de las tensiones inducidas.

El capítulo 8 comprende una serie de consideraciones de diseño de redes primarias aéreas, se discuten las diferentes topologías, los modelos típicos de planeamiento. Igualmente se expone una metodología ideada por el autor para el cálculo de la regulación y las pérdidas. Finaliza el capítulo con un resumen de normas de construcción y se incluye un catálogo completo de estructuras para redes urbanas y para redes rurales.

En el capítulo 9 incluyen consideraciones de diseño de redes primarias subterráneas, se describe el proceso de construcción, se muestran los diferentes tipos de cables, el trazado de las redes. Continúa con el procedimiento de cálculo de regulación y pérdidas. Además, se presentan las normas técnicas para la construcción y finaliza con recomendaciones para el mantenimiento y localización de fallas en cables subterráneos.

El capítulo 10 presenta una serie de consideraciones de diseño de redes de distribución secundaria, las prácticas de diseño actuales, el cálculo de las diferentes topologías y un resumen de normas para construcción.

El capítulo 11 muestra los detalles más importantes de las diferentes clases de subestaciones de distribución y la normalización de las plantas de emergencia, describe los componentes básicos de una subestación y muestra el procedimiento de cálculo de mallas de tierra.

Los capítulos 12 y 13 hacen una completa descripción de los elementos de protección contra sobrecorrientes y sobrevoltajes de las redes de distribución y la coordinación correspondiente.

-
- 1.1 Ubicación y conformación de un sistema de distribución.
 - 1.2 El proyecto integral de distribución .
 - 1.3 Clasificación de los sistemas de distribución de acuerdo a su construcción.
 - 1.4 Clasificación de los sistemas de distribución de acuerdo a los voltajes nominales.
 - 1.5 Clasificación de las redes de distribución de acuerdo a su ubicación geográfica.
 - 1.6 Clasificación de las redes de distribución de acuerdo al tipo de cargas.
 - 1.7 Clasificación de las cargas de acuerdo a la confiabilidad.
 - 1.8 Aspectos generales sobre el planteamiento de sistemas de distribución.

1.1 UBICACIÓN Y CONFORMACIÓN DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Un sistema eléctrico de potencia incluye las etapas de generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica, y su función primordial es la de llevar esta energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo y por último entregarla al usuario en forma segura y con los niveles de calidad exigidos .

Aproximadamente las 2/3 partes de la inversión total del sistema de potencia, están dedicados a la parte de distribución (Gigante Invisible), lo que implica necesariamente un trabajo cuidadoso en el planeamiento, diseño y construcción y en la operación del sistema de distribución, lo que requiere manejar una información voluminosa y tomar numerosas decisiones, lo cual es una tarea compleja pero de gran trascendencia.

Nótese que es en esta parte donde se producen los porcentajes más grandes de pérdidas de energía en todas sus manifestaciones debido al gran volumen de elementos que lo conforman, y a los bajos niveles de tensión que se manejan.

Para ubicar el sistema de distribución obsérvese el esquema de un sistema de potencia de la figura 1.1. El sistema de distribución a su vez está conformado por:

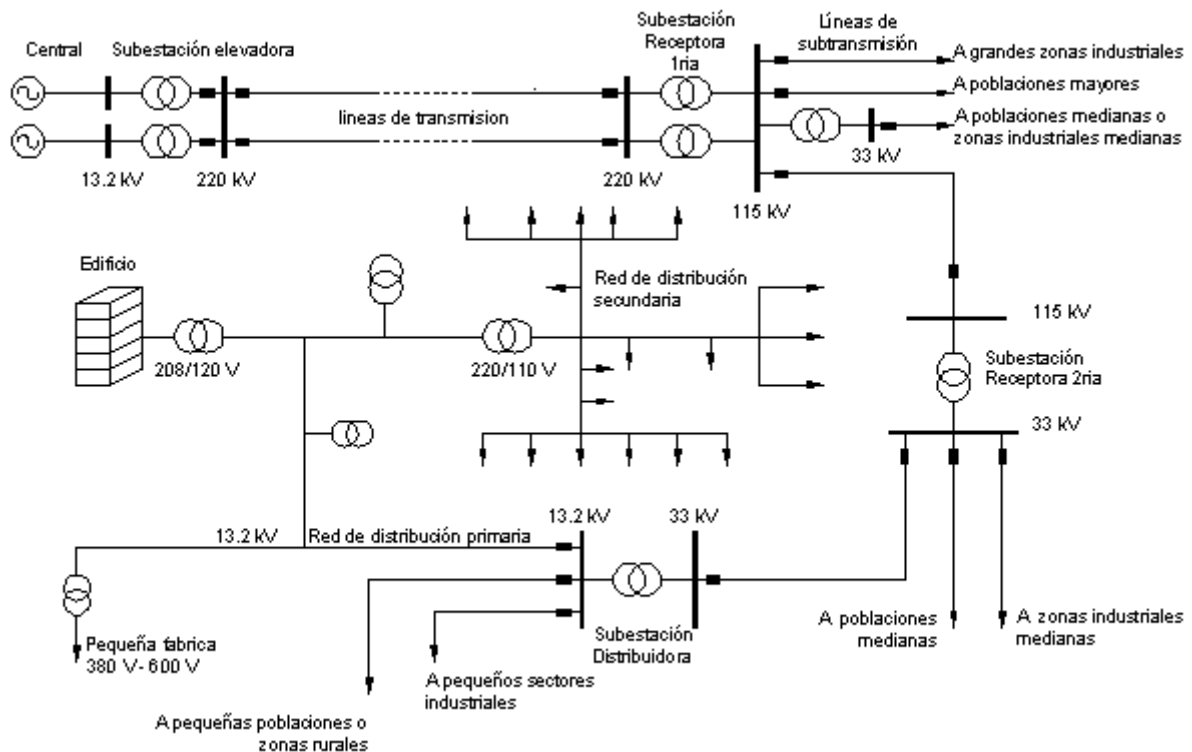


FIGURA 1.1. Ubicación de sistemas de distribución dentro de un sistema de potencia.

-
- a) **Subestaciones receptoras secundarias:** donde se transforma la energía recibida de las líneas de subtransmisión y dan origen a los circuitos de distribución primarios.
 - b) **Circuitos primarios:** que recorren cada uno de los sectores urbanos y rurales suministrando potencia a los transformadores de distribución a voltajes como 13.2 kV, 11.4 kV, 7620 V, etc.
 - c) **Transformadores de distribución:** se conectan a un circuito primario y suministran servicio a los consumidores o abonados conectados al circuito secundario.
 - d) **Circuito secundario:** encargados de distribuir la energía a los usuarios con voltajes como 120/208 - 120/240 V y en general voltajes hasta 600 V.

La distribución de energía eléctrica es una actividad cuyas técnicas están en un proceso constante de evolución reflejada en el tipo de equipos y herramientas utilizadas, en los tipos de estructuras, en los materiales con los que se construyen las redes de distribución y en los métodos de trabajo de las cuadrillas de construcción y mantenimiento, reflejada también en la metodología de diseño y operación empleando computadores (programas de gerencia de redes, software gráfico, etc). Algunos de estos factores de evolución son:

- Expansión de la carga.
- Normalización de materiales, estructuras y montajes.
- Herramientas y equipos adecuados.
- Métodos de trabajo específicos y normalizados.
- Programas de prevención de accidentes y programas de mantenimiento.
- Surgimiento de industrias de fabricación de equipos eléctricos.
- Grandes volúmenes de datos y planos.

1.2 EL PROYECTO INTEGRAL DE DISTRIBUCIÓN

Es usual que la documentación técnica relacionada con un proyecto de distribución incluya las siguientes partes:

- Las memorias descriptivas.
- Las notas de cálculo (criterios de diseño, secuencia de cálculo, fórmulas básicas de cálculo).
- Las especificaciones técnicas sobre equipos y elementos.
- Los planos.

Todo lo cual constituye el expediente técnico del proyecto, teniendo en cuenta las normas del Código Eléctrico Nacional y las normas de cada una de las empresas electrificadoras. El proyectista deberá tener presente que sus diseños deben ser normalizados por las grandes ventajas que esto ofrece durante las etapas de planeamiento, diseño, construcción operación y mantenimiento del sistema de distribución. Así mismo, facilita el proceso de fabricación de materiales y equipos.

1.2.1 Flujograma de cálculo

Como modelo de la secuencia para el cálculo se presenta en la figura 1.2 un flujograma para todo el proyecto. Se hace hincapié, en que ciertos bloques del flujograma pueden diferir de lo mostrado dependiendo del orden usado en los cálculos preliminares.

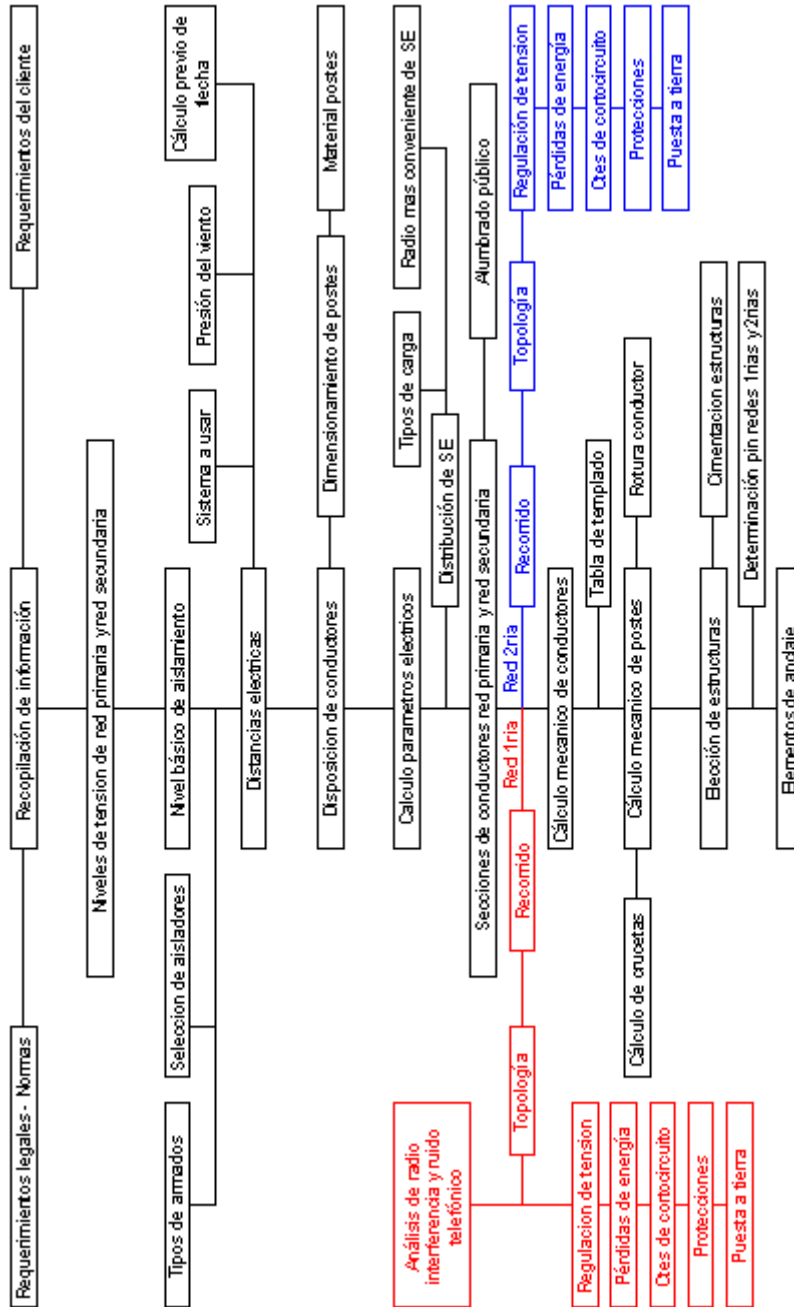


FIGURA 1.2. Flujo de cálculo de redes de distribución.

1.2.2 Requisitos que debe cumplir un sistema de distribución.

- a) Aplicación de normas nacionales y/o internacionales.
- b) Seguridad para el personal y equipos.
- c) Simplicidad en la construcción y operación (rapidez en las maniobras).
- d) Facilidades de alimentación desde el sistema de potencia.
- e) Optimización de costos (economía).
- f) Mantenimiento y políticas de adquisición de repuestos.
- g) Posibilidad de ampliación y flexibilidad.
- h) Resistencia mecánica.
- i) Entrenamiento del personal.
- j) Confiabilidad de los componentes.
- k) Continuidad del servicio
- l) Información relacionada con la zona del proyecto (ubicación, altitud, vías de acceso).
- m) Información relacionada con las condiciones climáticas (temperatura, precipitaciones, velocidad del viento, contaminación ambiental).
- n) Información particular referente a: requerimientos técnicos de los clientes, ubicación de cargas especiales e industriales, plano loteado (que contenga zona residencial, comercial, importancia de las calles, ubicación de otras instalaciones, nivel socioeconómico, relación con otros proyectos en la zona y características geotécnicas).
- o) Regulación de tensión (niveles máximos admisibles).
- p) Pérdidas de energía (niveles máximos admisibles).
- q) Control de frecuencia.

1.2.3 Diseño del sistema.

El diseño de un sistema de distribución debe incluir:

- a) La localización de la alimentación para el sistema
- b) El conocimiento de las cargas
- c) El conocimiento de las tasas de crecimiento de las cargas
- d) Selección de la tensión de alimentación.
- e) Selección de las estructuras de media tensión y baja tensión.
- f) Localización óptima de subestaciones de distribución (transformadores de distribución).
- g) Diseño del sistema de tierra.
- h) Análisis de corrientes de cortocircuito.
- i) Diseño de las protecciones de sobrecorriente.
- j) Diseño de protección contra sobretensiones.

1.2.4 Selección de equipos.

La selección de equipos para sistemas de distribución incluye:

- a) La selección de las subestaciones de distribución incluidos los interruptores, transformadores y gabinetes.
- b) Selección de los conductores (cables aislados y/o desnudos).
- c) Optimización del calibre de los conductores (calibre económico).
- d) Selección en caso necesario de equipos para supervisión de la carga y automatización del sistema para la operación bajo condiciones normales y anormales.

1.3 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ACUERDO A SU CONSTRUCCIÓN

1.3.1 Redes de distribución aéreas.

En esta modalidad, el conductor que usualmente está desnudo, va soportado a través de aisladores instalados en crucetas, en postes de madera o de concreto.

Al compararse con el sistema subterráneo tiene las siguientes ventajas:

- Costo inicial más bajo.
- Son las más comunes y materiales de fácil consecución.
- Fácil mantenimiento.
- Fácil localización de fallas.
- Tiempos de construcción más bajos.

Y tiene las siguientes desventajas:

- Mal aspecto estético.
- Menor confiabilidad.
- Menor seguridad (ofrece más peligro para los transeúntes).
- Son susceptibles de fallas y cortes de energía ya que están expuestas a: descargas atmosféricas, lluvia, granizo, polvo, temblores, gases contaminantes, brisa salina, vientos, contactos con cuerpos extraños, choques de vehículos y vandalismo.

Las partes principales de un sistema aéreo son esencialmente:

- Postes:** que pueden ser de madera, concreto o metálicos y sus características de peso, longitud y resistencia a la rotura son determinadas por el tipo de construcción de los circuitos. Son utilizados para sistemas urbanos postes de concreto de 14, 12 y 10 metros con resistencia de rotura de 1050, 750 y 510 kg respectivamente.
- Conductores:** son utilizados para circuitos primarios el Aluminio y el ACSR desnudos y en calibres 4/0, 2/0, 1/0 y 2 AWG y para circuitos secundarios en cables desnudos o aislados y en los mismos calibres. Estos circuitos son de 3 y 4 hilos con neutro puesto a tierra. Paralelo a estos circuitos van los conductores de alumbrado público.
- Crucetas:** son utilizadas crucetas de madera inmunizada o de ángulo de hierro galvanizado de 2 metros para 13.2 kV. y 11.4 kV. con diagonales en varilla o de ángulo de hierro (pié de amigo).
- Aisladores:** Son de tipo ANSI 55.5 para media tensión (espigo y disco) y ANSI 53.3 para baja tensión (carretes).
- Herrajes:** todos los herrajes utilizados en redes aéreas de baja y mediana tensión son de acero galvanizado. (grapaspas, varillas de anclaje, tornillos de máquina, collarines, ues, espigos, etc).
- Equipos de seccionamiento:** el seccionamiento se efectúa con cortacircuitos y seccionadores monopolares para operar sin carga (100 A - 200 A).
- Transformadores y protecciones:** se emplean transformadores monofásicos con los siguientes valores de potencia o nominales: 25 - 37.5 - 50 - 75 kVA y para transformadores trifásicos de 30 - 45 - 75 - 112.5 y 150 kVA protegidos por cortacircuitos, fusible y pararrayos tipo válvula de 12 kV.

1.3.2 Redes de distribución subterráneas.

Son empleadas en zonas donde por razones de urbanismo, estética, congestión o condiciones de seguridad no es aconsejable el sistema aéreo. Actualmente el sistema subterráneo es competitivo frente al sistema aéreo en zonas urbanas céntricas.

Tiene las siguientes ventajas:

- Mucho más confiable ya que la mayoría de las contingencias mencionadas en las redes aéreas no afectan a las redes subterráneas.
- Son más estéticas, pues no están a la vista.
- Son mucho más seguras.
- No están expuestas a vandalismo.

Tienen las siguientes desventajas:

- Su alto costo de inversión inicial.
- Se dificulta la localización de fallas.
- El mantenimiento es más complicado y reparaciones más demoradas.
- Están expuestas a la humedad y a la acción de los roedores.

Los conductores utilizados son aislados de acuerdo al voltaje de operación y conformados por varias capas aislantes y cubiertas protectoras. Estos cables están directamente enterrados o instalados en bancos de ductos (dentro de las excavaciones), con cajas de inspección en intervalos regulares.

Un sistema subterráneo cuenta con los siguientes componentes:

Ductos: que pueden ser de asbesto cemento, de PVC o conduit metálicos con diámetro mínimo de 4 pulgadas.

Cables: pueden ser monoplares o tripolares aislado en polietileno de cadena cruzada XLPE, de polietileno reticulado EPR, en caucho sintético y en papel impregnado en aceite APLA o aislamiento seco elastomérico en calibres de 500 - 400 - 350 - 250 MCM, 4/0 y 2/0 AWG en sistemas de 13.2 kV, 7,6 y 4,16 kV.

A pesar de que existen equipos adecuados, resulta difícil y dispendioso localizar las fallas en un cable subterráneo y su reparación puede tomar mucho tiempo, se recomienda construir estos sistemas en anillo abierto con el fin de garantizar la continuidad del servicio en caso de falla y en seccionadores entrada - salida.

Los cables a instalar en baja tensión son aislados a 600 V con polietileno termoplástico PE-THW y recubierto con una chaqueta protectora de PVC y en calibres de 400 - 350 - 297 MCM 4/0 y 2/0 AWG generalmente.

Cámaras : que son de varios tipos siendo la más común la de inspección y de empalme que sirve para hacer conexiones, pruebas y reparaciones. Deben poder alojar a 2 operarios para realizar los trabajos. Allí llegan uno o más circuitos y pueden contener equipos de maniobra, son usados también para el tendido del cable. La distancia entre cámaras puede variar, así como su forma y tamaño.

Empalmes uniones y terminales: que permiten dar continuidad adecuada, conexiones perfectas entre cables y equipos.

1.4 CLASIFICACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ACUERDO A VOLTAJES NOMINALES

1.4.1 Redes de distribución secundarios.

En Colombia existen varios voltajes de diseño para circuitos secundarios. Los siguientes son los voltajes de diseño de redes urbanas y rurales que permiten abastecer al servicio residencial, comercial, a la pequeña industria y al alumbrado público cuando estos 2 últimos son alimentados por la red secundaria (aunque esto no es deseable).

1.4.1.1 Monofásico trifilar 240/120 V con punto central a tierra.

1.4.1.2 Trifásico tetrafilar 208/120 V con neutro a tierra y 220/127 V con neutro a tierra. Hoy existe en el sector un sector intermedio 214/123 V.

1.4.1.3 Trifásico en triángulo con transformadores monofásicos, de los cuales uno solo tiene conexión a tierra 240/120 voltios.

Los voltajes citados se refieren a la tensión de placa (sin carga) en los transformadores de distribución.

Para los sistemas industriales y de alumbrado público grandes, que requieren un transformador propio independiente de la red secundaria, son muy comunes las siguientes tensiones nominales.

1.4.1.4 Trifásico 480/277 V en estrella.

1.4.1.5 Trifásico 480/240 V en delta.

En la tabla 1.1 pueden verse los diferentes sistemas de distribución secundaria y su utilización.

1.4.2 Redes de distribución primarias.

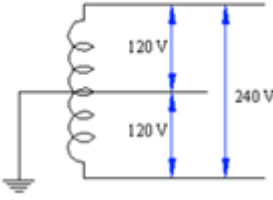
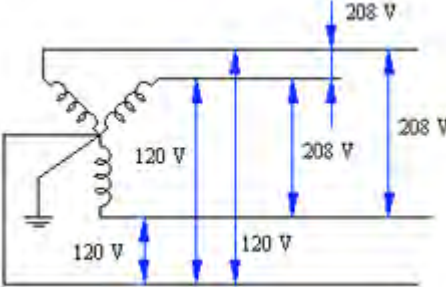
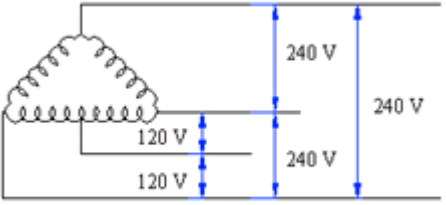
En Colombia se diseñan los circuitos primarios a diferentes voltajes. Se establece como voltaje nominal para el diseño 13.2/7.62 kV, configuración estrella con neutro sólido a tierra. En Bogotá existe actualmente un sistema que opera a 11.4 kV, (ya se está cambiando a 13.2 kV en todo el país).

Los equipos existentes que operan a voltajes distintos serán aprovechados al máximo. En los nuevos que se instalen a estos voltajes se preverá la conversión del sistema a los voltajes adoptados.

1.5 CLASIFICACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ACUERDO A SU UBICACIÓN GEOGRÁFICA

Un sistema de distribución debe atender usuarios de energía eléctrica localizados en zonas urbanas, suburbanas, rurales y turística y la clasificación de acuerdo a la zona a servir es:

TABLA 1.1. Sistemas de distribución secundaria.

Voltaje secundario y tipo de sistema	Diagrama de conexiones y voltajes secundarios	Utilización y disposición recomendada
120 / 240 V. Monofásico trifilar Neutro sólido a tierra		Zonas residenciales urbanas. Zonas rurales - Alumbrado público. Redes aéreas. Subterránea en zonas residenciales clase alta.
120 / 208 V Trifásico tetrafilar en estrella Neutro sólido a tierra		Zonas comerciales e industriales. Zonas residenciales urbanas. Zonas rurales con cargas trifásicas. Alumbrado público. Redes aéreas. Subterránea en zonas centricas.
120 / 240 V Trifásico tetrafilar en Δ con devanado partido		Zonas comerciales e industriales. Zonas residenciales urbanas Zonas rurales con cargas trifásicas. Alumbrado público. Redes aéreas. Subterránea según especificaciones.

1.5.1 Redes de distribución urbanas.

Los programas de distribución urbana son desarrollados individualmente por cada empresa de energía y la mayoría de las veces son planes de remodelación y recuperación de pérdidas. Las principales características de las redes de distribución urbana son las siguientes:

- a) Usuarios muy concentrados.
- b) Cargas bifilares, trifilares y trifásicas.

- c) Facilidad de acceso.
- d) En general se usa postera de concreto.
- e) Es necesario coordinar los trazados de la red eléctrica con las redes telefónicas, redes de acueducto, alcantarillados y otras redes, igualmente tener en cuenta los parámetros de las edificaciones.
- f) Se usan conductores de aluminio, ACSR y cobre.
- g) Facilidad de transporte desde los proveedores de materiales y equipos al sitio de la obra.
- h) Transformadores generalmente trifásicos en áreas de alta densidad de carga y monofásicos trifilares en áreas de carga moderada.
- i) El trabajo en general puede ser mecanizado.
- j) La separación entre conductores y estructuras de baja tensión y media tensión son menores.
- k) En caso de remodelaciones y arreglos es necesario coordinar con las empresas de energía los cortes del servicio.

1.5.2 Redes de distribución rurales.

Son evidentes las enormes ventajas de disponer de energía eléctrica en las zonas rurales del país. Nadie pone en cuestión la necesidad de dotar a dichos núcleos (corregimientos o extensiones territoriales distintas de las aglomeraciones urbanas o suburbanas que comprenden las zonas de explotaciones agrícolas, pecuarias o forestales y localidades que no sobrepasen los 3000 habitantes, excluyendo los sectores turísticos, residenciales o industriales) de un suministro eléctrico seguro y eficiente.

Pero también es cierto que de estas instalaciones eléctricas no se deriva una pura rentabilidad económica ya que los montos elevados de las inversiones necesarias no quedan remunerados por los relativamente escasos originados por la venta de la electricidad, puesto que los consumos per cápita son muy inferiores a los correspondientes a las zonas urbanas e industriales. Por lo mismo, la mejor justificación de un plan de electrificación rural estriba en sus efectos sociales. La electrificación rural se orienta, ante todo, a satisfacer una necesidad primaria, cual es el alumbrado de viviendas y de los asentamientos rurales, pasando luego a atender otras exigencias menos perentorias y que producen una mayor "Calidad de vida", como los aparatos domésticos y la industrialización agropecuaria.

Es necesario, ante todo, realizar un inventario de todas las colectividades rurales, para después, en base a criterios técnicos razonables, desarrollar los proyectos oportunos para remediar las carencias, finalmente hay que cuantificar las inversiones necesarias para ello, y en base a criterios políticos y sociales, distribuirlas a lo largo del tiempo de duración del plan.

La distribución rural en el país se esta desarrollando mediante los siguientes programas: PNER - DRI - PERCAS - PNR y otras que surgen por iniciativa gubernamental.

El desarrollo de estos programas tienen un alto contenido social ya que lleva el beneficio de la energía eléctrica a aquellas personas que son la base de la agricultura y la ganadería.

El manejo de estos proyectos exige un adecuado planeamiento en la compra y suministro oportuno de materiales ya que las licitaciones respectivas tienen trámites relativamente demorados.

Las principales características de las redes de distribución rural son:

- a) Usuarios muy dispersos.
- b) Cargas generalmente monofásicas.
- c) Dificultades de acceso en las zonas montañosas lo que implica extra costos en el transporte y manejo de materiales.

-
- d) En zonas accesibles se usa postería de concreto.
 - e) En zonas de difícil acceso se usa postería de madera inmunizado.
 - f) Los transformadores por lo general son monofásicos 2H o 3H (Bifilares o Trifilares).
 - g) Conductores ACSR por lo general.
 - h) A menudo es necesario efectuar desmonte de la zona.

1.5.3 Redes de distribución suburbanas.

Que tienen características intermedias donde puede existir gran concentración de usuarios que tienen bajo consumo como los suburbios o asentamientos espontáneos.

1.5.4 Redes de distribución turística.

Donde los ciclos de carga están relacionados con las temporadas de vacaciones, y donde se impone la construcción subterránea para armonizar con el entorno.

1.6 CLASIFICACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ACUERDO AL TIPO DE CARGAS

La finalidad a la cual el usuario destina la energía eléctrica también sirve de criterio para clasificar las cargas

1.6.1 Redes de distribución para cargas residenciales.

Que comprenden básicamente los edificios de apartamentos, multifamiliares, condominios, urbanizaciones, etc. Estas cargas se caracterizan por ser eminentemente resistivas (alumbrado y calefacción) y aparatos electrodomésticos de pequeñas características reactivas. De acuerdo al nivel de vida y a los hábitos de los consumidores residenciales y teniendo en cuenta que en los centros urbanos las gentes se agrupan en sectores bien definidos, de acuerdo a las clases socioeconómicas, los abonados residenciales se clasifican así:

- a) **Zona clase alta:** constituida por usuarios que tienen un alto consumo de energía eléctrica (estratos 5 y 6).
- b) **Zona clase media:** conformado por usuarios que tienen un consumo moderado de energía eléctrica (estrato 4).
- c) **Zona clase baja:** conformado por usuarios de barrios populares que tienen un consumo bajo de energía eléctrica (estratos 1,2 y 3).
- d) **Zona tuguerial:** dentro de la cual están los usuarios de los asentamientos espontáneos sin ninguna planeación urbana y que presentan un consumo muy bajo de energía.

1.6.2 Redes de distribución para cargas comerciales

Caracterizadas por ser resistivas y se localizan en áreas centricas de las ciudades donde se realizan actividades comerciales, centros comerciales y edificios de oficinas. Tienen algún componente inductivo que bajan un poco el factor de potencia. Hoy en día predominan cargas muy sensibles que introducen armónicos.

1.6.3 Redes de distribución para cargas industriales.

Que tienen un componente importante de energía reactiva debido a la gran cantidad de motores instalados. Con frecuencia se hace necesario corregir el factor de potencia. Además de las redes independientes para fuerza motriz es indispensable distinguir otras para calefacción y alumbrado. A estas cargas se les controla el

consumo de reactivos y se les realiza gestión de carga pues tienen doble tarifa (alta y baja) para evitar que su pico máximo coincida con el de la carga residencial.

1.6.4 Redes de distribución para cargas de alumbrado público.

Para contribuir a la seguridad ciudadana en las horas nocturnas se instalan redes que alimentan lámparas de mercurio y sodio de característica resistiva.

1.6.5 Redes de distribución para cargas mixtas

En este tipo de redes se tienen varias de estas cargas en una misma red de distribución. No muy deseables pues se dificulta el control de pérdidas

1.7 CLASIFICACIÓN DE LAS CARGAS DE ACUERDO A LA CONFIABILIDAD

Teniendo en cuenta los daños que pueden sufrir los usuarios por la interrupción del suministro de energía eléctrica, es posible clasificar las cargas así:

1.7.1 Cargas de primera categoría.

Son aquellas en las que una interrupción corta en el suministro de energía eléctrica causa importantes perjuicios al consumidor (riesgo de muerte, daños en procesos de fabricación en masa, daños a equipos costosos como computadores y máquinas controladas por sistemas electrónicos, centros hospitalarios, sistemas masivos de transporte, etc). Estas cargas deben tener sistemas alternos de alimentación con conmutación automático y plantas de emergencia (autogeneración).

1.7.2 Cargas de segunda categoría.

Bajo esta categoría se clasifican todas las cargas en las que una pequeña interrupción (no mayor de 5 minutos), no causa grandes problemas al consumidor. Pertenecen a este grupo las fábricas medianas que no tienen complicados y delicados procesos de fabricación pero que causan desocupación de empleados y obreros, etc.

1.7.3 Cargas de tercera categoría

Se clasifican aquí el resto de consumidores, los cuales pueden tener un tiempo de interrupción en un intervalo $1 \leq T1 \leq 5h$, en un mes durante el cual no se causa mayores perjuicios. Son entonces los usuarios residenciales, poblaciones rurales, pequeñas fábricas, etc. La CREG (Comisión Reguladora de Energía y Gas) ha establecido como metas para el DES y FES de 3 y 9 respectivamente

1.8 ASPECTOS GENERALES SOBRE PLANEAMIENTO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

1.8.1 Objetivos de planeamiento.

Un buen planeamiento garantiza que el crecimiento de la demanda de energía eléctrica sea satisfecha en forma óptima con las mejoras realizadas al sistema de distribución. Dichas adiciones deben ser técnicamente adecuadas y razonablemente económicas.

Su alto costo de inversión y su proximidad con el consumidor hacen que el sistema de distribución merezca la importancia y por lo tanto, se le coloque la atención debida.

El objetivo general del planeamiento de sistemas de distribución es el minimizar los costos (de subestaciones, alimentadores laterales, transformadores, redes secundarias, de pérdidas de potencia y energía) sometido a las restricciones (como valores permisibles de voltaje, caídas momentaneas de voltaje, flickers, así como de continuidad en el servicio).

1.8.2 Proceso para el planeamiento.

- Las características de la carga determinan el tipo de sistema de distribución requerido.
- Una vez determinadas las cargas, se agrupan para conectarse a las líneas secundarias.
- A las líneas secundarias se les asigna un transformador de distribución.
- Las cargas de los transformadores de distribución son luego combinadas para determinar las demandas del sistema de distribución primaria.
- Las cargas del sistema de distribución primaria, determinan el tamaño y localización de las subestaciones de distribución así como la ruta y capacidad de las líneas de transmisión asociadas.

En la persecución de los objetivos, el planeador tiene influencia sobre:

- a) Las adiciones y/o modificaciones de las redes de subtransmisión.
- b) Ubicación y tamaño de las subestaciones de distribución.
- c) Areas de servicio de las subestaciones de distribución.
- d) Localización de interruptores, suiches, tamaño de alimentadores.
- e) Niveles de voltaje y caídas de voltaje en el sistema.
- f) Localización de capacitores y reguladores de voltaje.
- g) Cargabilidad de transformadores y alimentadores.
- h) Impedancia, niveles de aislamiento y disponibilidad de transformadores.

El planeamiento no tiene influencia sobre:

- a) Momento y ubicación de las demandas.
- b) Frecuencia y duración de las interrupciones.
- c) Costos de mano de obra, equipos y del dinero
- d) Variaciones de los precios de combustibles y fuentes alternas de energía.
- e) Cambios en las condiciones socioeconómicas y sobre las tendencias del crecimiento de la demanda.
- f) Aumento o disminución de la población.
- g) Cambios de comportamiento como resultado de los avances tecnológicos.
- h) Cambios en las condiciones económicas (PIB, inflación y/o recesión).
- i) Regulaciones de los gobiernos nacionales y locales.

1.8.3 Factores que afectan el planeamiento del sistema de distribución.

- a) Las proyecciones de carga, influenciadas a su vez por:
 - Planes de desarrollo comunitario, industrial y municipal.
 - Uso de la tierra.
 - Factores geográficos.

- Datos históricos.
 - Crecimiento de la población.
 - Densidad de la carga.
 - Fuentes de energía alternativas.
- b) Expansión de subestaciones influenciada por:
- Factores económicos.
 - Limitaciones de tamaño.
 - Barreras físicas, tamaño físico y disponibilidad del terreno.
 - Limitaciones de proyección.
 - Capacidad y configuración actual.
 - Proyección de la carga.
 - Capacidad de enlace.
 - Voltajes de transmisión.
 - Rigidez de la transmisión.
 - Limitación de alimentadores.
- c) Selección del sitio de la subestación influenciada por:
- Localización de subestaciones existentes.
 - Regulaciones sobre el uso de la tierra y costos de la tierra.
 - Disponibilidad del terreno.
 - Localización de líneas de subtransmisión existentes.
 - Proyección de la carga.
 - Densidad de la carga.
 - Proximidad a centros de carga.
 - Limitación de los alimentadores.

Las alternativas resultantes deben ser evaluadas cualitativa y cuantitativamente, efectos beneficios vs efectos adversos, efectos de escala absoluta vs efectos de escala relativa.

- d) El costo total de la expansión influenciado por:
- Las pérdidas de potencia y energía.
 - Los costos de operación, mantenimiento, materiales.
 - Los costos del capital.
- e) Otros factores tales como:
- Selección de voltajes primarios.
 - Selección de rutas de alimentadores.
 - Selección de tamaño de conductores, capacidad de equipos.

- Adecuación de sistemas existentes.
- Posibles cargas adicionales.

1.8.4 Técnicas actuales de planeamiento de sistemas de distribución.

El uso de las siguientes herramientas y programas está basado en la discrecionalidad del planeador y en la política de operación de la compañía electrificadora: flujos de carga, cálculo de corrientes de fallo y de cortocircuito, cálculo de caídas de voltaje y pérdidas, impedancias del sistema, proyección de cargas, regulación de voltaje, ajuste de reguladores, discriminamiento y ubicación óptima de bancos de condensadores, etc.

La figura 1.3 muestra un diagrama de bloques del proceso de planeamiento de sistemas de distribución más empleado.

El criterio de aceptabilidad, representando las políticas de la compañía, obligaciones de los usuarios y restricciones adicionales pueden incluir:

- Continuidad del servicio.
- La caída de voltaje máxima permisible por el usuario más alejado (permanente y momentánea).
- La carga pico máxima permisible.
- Confiablez del servicio.
- Pérdidas de potencia y energía.

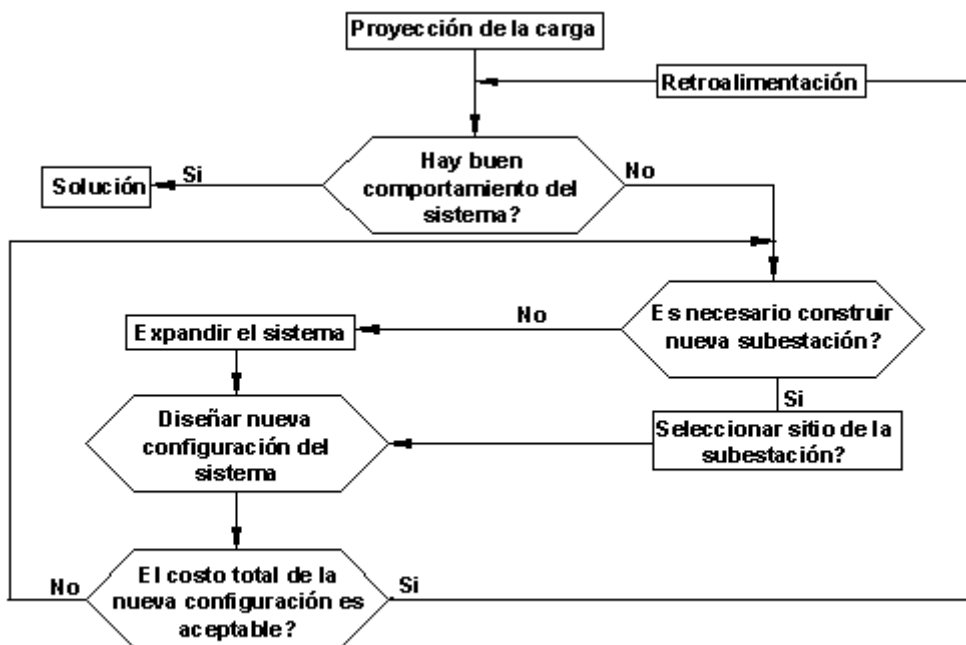


FIGURA 1.3. Diagrama de bloques de un proceso típico de planeamiento de sistemas de distribución.

1.8.5 Modelos de planeamiento de sistemas de distribución

Los modelos matemáticos que son desarrollados para representar el sistema y que son empleados por los planeadores de sistemas de distribución para investigar y determinar los modelos de expansión óptima que por ejemplo, seleccionen ubicación y expansión óptima, subestación, transferencia de carga óptima entre subestaciones y centros de demanda, rutas y calibres óptimos de alimentadores para el suministro de energía a las cargas dadas; sujetas a numerosas restricciones para minimizar el valor presente de los costos totales involucrados.

Algunas de las técnicas de investigación de operaciones usadas en la generación de esta tarea son las siguientes.

- a) El método de la política alternativa que seleccione entre varias, la mejor.
- b) El método de descomposición, en el cual, un problema grande es dividido en varios pequeños y cada uno resuelto separadamente.
- c) Los métodos de programación lineal y de programación por integración que linealiza las condiciones de restricciones.
- d) Los métodos de programación dinámica.

1.8.6 Planeamiento de sistemas de distribución en el futuro.

Para establecer las futuras tendencias que hoy se vislumbran para el futuro de los procesos de planeamiento se debe tener en cuenta:

- a) Los factores económicos como la inflación, los gastos para adquisición de capital, el capital necesario para expansión de sistemas de distribución y las dificultades para elevar tarifas a los usuarios.
- b) Los factores demográficos que evidencian problemas de inmigración hacia áreas urbanas.
- c) Los factores tecnológicos que evidencian el desarrollo de las fuentes no convencionales y que pueden cambiar la naturaleza de las redes de distribución.

Los requerimientos de un programa de manejo de carga exitoso son especificados como sigue:

- Debe ser capaz de reducir la demanda durante periodos de carga crítica del sistema.
 - Debe resultar en una disminución de los requerimientos de generación nueva.
 - Debe tener una relación costo/beneficio aceptable.
 - Su operación debe ser compatible con el diseño y operación del sistema.
 - Debe operar con un nivel de confiabilidad aceptable.
 - Debe tener el nivel aceptable de conveniencia para el usuario.
 - Debe tratar de reducir tarifas y ofrecer otros incentivos.
- d) La relación costo/beneficio obtenida por la innovación.
 - e) Nuevas herramientas de planeamiento: las herramientas para el diseño de redes serán optimizadas con respecto a muchos criterios usando métodos de programación de investigación de operaciones. Los editores de redes discriminan el programa de simulación extensivos, los cuales determinarán si la red propuesta comportamiento esperado y el criterio de crecimiento de carga.

- 2.1 Influencia de las características de las cargas sobre redes de distribución.
- 2.2 Densidad de carga.
- 2.3 Carga instalada.
- 2.4 Capacidad instalada.
- 2.5 Carga máxima.
- 2.6 Numero de horas de carga equivalente (EH).
- 2.7 Demanda $D(t)$
- 2.8 Curvas de carga diaria.
- 2.9 Curvas de duración de carga diaria $CDC(t)$
- 2.10 Curvas de carga anual.
- 2.11 Curvas de duracion de carga anual.
- 2.12 Tasa de crecimiento de la demanda.
- 2.13 Carga promedio D_p
- 2.14 Factor de demanda F_D
- 2.15 Factor de utilización F_U
- 2.16 Factor de planta F_{PL}
- 2.17 Factor de potencia $\cos\phi$
- 2.18 Factor de carga F_C
- 2.19 Factor de diversidad de grupo F_{div}
- 2.20 Factor de coincidencia F_{co}
- 2.21 Factor de contribución C_i
- 2.22 Curvas de demanda máxima diversificada.
- 2.23 Curvas de factores de diversidad.
- 2.24 Cargas de diseño para redes de distribución.
- 2.25 Demanda coincidente por servicio y demanda total.
- 2.26 Método analítico para determinar la demanda máxima.
- 2.27 Pérdidas de potencia y energía.
- 2.28 Horas equivalentes de pérdidas LEH
- 2.29 Factor de pérdidas f_{per}
- 2.30 Porcentaje de pérdidas y pérdidas de potencia y energía.
- 2.31 El factor de pérdidas en función de la curva de duración de carga.
- 2.32 Relación entre el factor de carga y el factor de pérdidas.

2.1 INFLUENCIA DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS SOBRE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

En la figura 2.1 se puede observar que las características de la carga influyen en los sistemas de potencia y distribución, más no en viceversa. Las características de las cargas expresan el comportamiento de los usuarios frente al sistema de distribución y por lo tanto, imponen las condiciones (donde está y como establece la demanda durante el período de carga). Las empresas de energía pueden realizar control sobre algunas cargas para evitar que el sistema colapse.

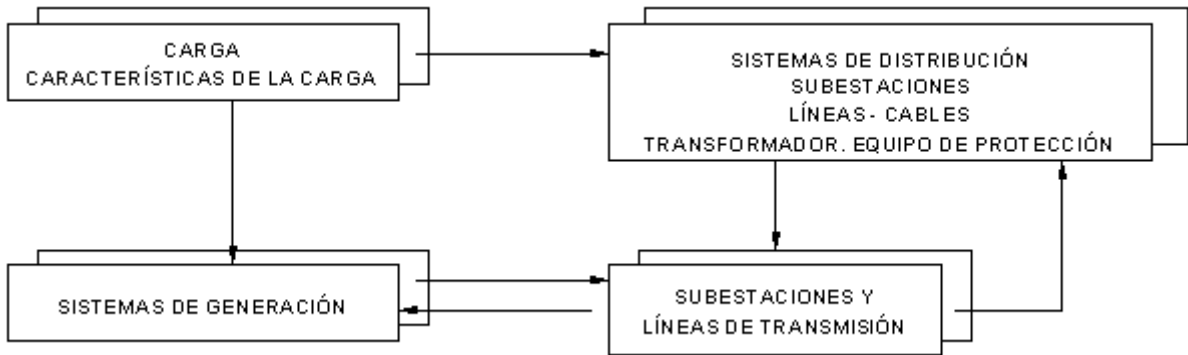


FIGURA 2.1. Influencia de las características de la carga en las redes

2.2 DENSIDAD DE CARGA

Este concepto se puede establecer de dos formas, una de ellas se expresa como la relación entre la carga instalada y el área de la zona del proyecto:

$$\text{Densidad de carga} = \frac{\text{Carga instalada}}{\text{Área de la zona}} \frac{kVA}{km^2} \quad \text{ó} \quad \frac{kW}{km^2} \quad (2.1)$$

que es el método más generalizado.

La otra forma corresponde a un diseño de detalle que establece la densidad de carga como la cantidad de kW por cada 100 metros de línea para suministrar el servicio. Si se parte de un muestreo donde se dispone de la demanda en kWh por cada 100 metros, se puede convertir a kW como sigue:

$$\frac{kW}{100m} = \frac{kWh}{100m} \left(0,1076 + \frac{0,1114}{N} \right) - 1,286 \quad (2.2)$$

donde N es el número de usuarios homogéneos considerado.

La densidad de carga en kVA / 100 m requiere de la estimación del factor de potencia tal que:

$$\frac{kVA}{100m} = \frac{kW}{\cos\Phi} \quad (2.3)$$

2.3 CARGA INSTALADA CI

Es la suma de todas las potencias nominales continuas de los aparatos de consumo conectados a un sistema o a parte de él, se expresa generalmente en kVA, MVA, kW o MW. Matemáticamente se indica como:

$$CI = \sum \text{Potencias nominales de las cargas} \quad (2.4)$$

En la figura 2.2 se muestra su ubicación en la curva de carga diaria típica.

2.4 CAPACIDAD INSTALADA PI

Corresponde a la suma de las potencias nominales de los equipos (transformadores, generadores), instalados a líneas que suministran la potencia eléctrica a las cargas o servicios conectados. Es llamada también capacidad nominal del sistema. (Véase figura 2.2).

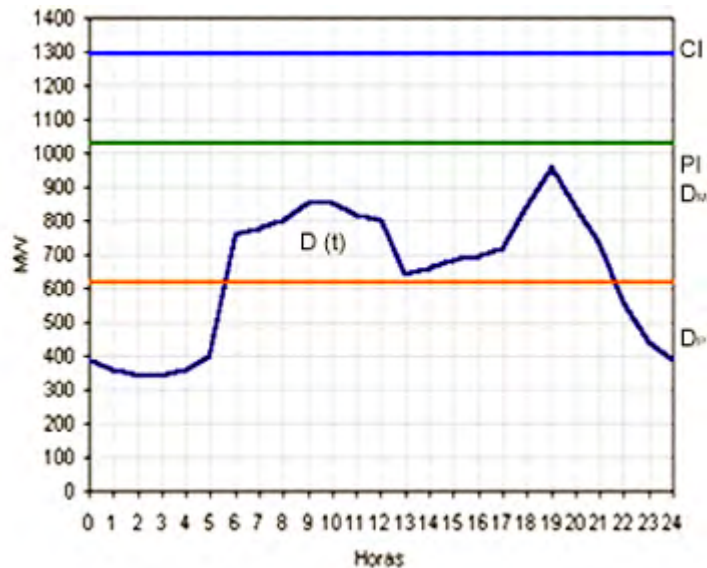


FIGURA 2.2. Curva de carga diaria típica

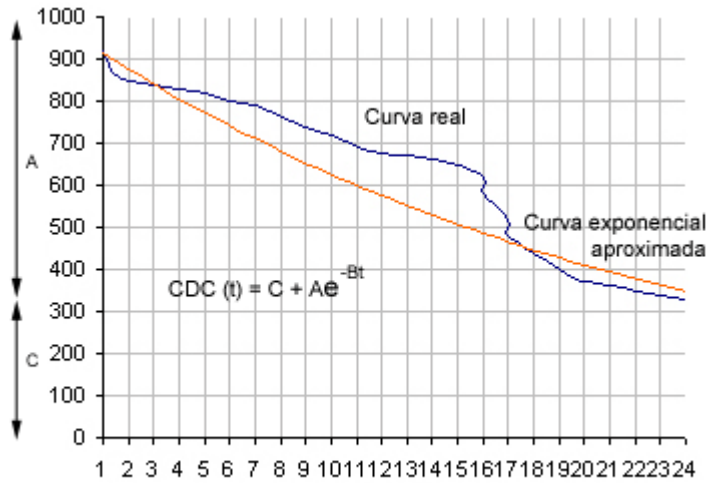


FIGURA 2.3. Curva de duración de carga diaria

2.5 CARGA MÁXIMA (KW Ó KVA) D_M

Se conoce también como la demanda máxima y corresponde a la carga mayor que se presenta en un sistema en un período de trabajo previamente establecido. En la figura 2.2, la carga máxima es la que se presenta a las 19 horas.

Es esta demanda máxima la que ofrece mayor interés ya que aquí es donde se presenta la máxima caída de tensión en el sistema y por lo tanto cuando se presentan las mayores pérdidas de energía y potencia.

Para establecer la D_M se debe especificar el intervalo de demanda para medirla. La carga puede expresarse en p.u de la carga pico del sistema; por ejemplo, se puede encontrar la demanda máxima 15 minutos, 30 minutos y 1 hora.

2.6 NÚMERO DE HORAS DE CARGA EQUIVALENTE E_H

Es el número de horas que requeriría la carga máxima para que se consuma la misma cantidad de energía que la consumida por la curva de carga real sobre el periodo de tiempo especificado. Esta dada por:

$$E_H = \frac{\text{Energía total consumida en el período (kWh)}}{\text{Carga máxima (kW)}} \quad (2.5)$$

2.7 DEMANDA $D(t)$

Es la cantidad de potencia que un consumidor utiliza en cualquier momento (variable en el tiempo). Dicho de otra forma: la demanda de una instalación eléctrica en los terminales receptores, tomada como un valor medio en un intervalo determinado. El período durante el cual se toma el valor medio se denomina intervalo de demanda. La duración que se fije en este intervalo dependerá del valor de demanda que se desee conocer, así por ejemplo, si se quiere establecer la demanda en amperios para la sección de un juego de fusibles, deberán ser analizados valores de demanda con un intervalo cero, no siendo el mismo caso si se quiere encontrar la demanda para aplicarla a un transformador o cable, que será de 10 o 15 minutos.

Para establecer una demanda es indispensable indicar el intervalo de demanda ya que sin él no tendría sentido práctico. La demanda se puede expresar en kVA, kW, kVAR, A, etc.

La variación de la demanda en el tiempo para una carga dada origina el ciclo de carga que es una CURVA DE CARGA (demanda vs tiempo).

2.8 CURVAS DE CARGA DIARIA

Estas curvas se dibujan para el día pico de cada año del período estadístico seleccionado.

Las curvas de carga diaria están formadas por los picos obtenidos en intervalos de una hora para cada hora del día. Las curvas de carga diaria dan una indicación de las características de la carga en el sistema, sean estas predominantemente residenciales, comerciales o industriales y de la forma en que se combinan para producir el pico. Su análisis debe conducir a conclusiones similares a las curvas de carga anual, pero proporcionan mayores detalles sobre la forma en que han venido variando durante el período histórico y constituye una base para determinar las tendencias predominantes de las cargas del sistema, permite seleccionar en forma adecuada los equipos de transformación en lo que se refiere a la capacidad límite de sobrecarga, tipo de enfriamiento para transformadores de subestaciones y límites de sobrecarga para transformadores de distribución. En la figura 2.2 se muestra una curva típica de carga obtenida en las subestaciones receptoras primarias.

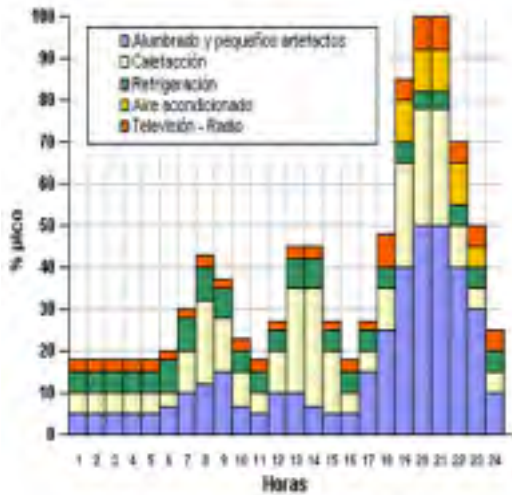
En la figura 2.4 se muestran las curvas de carga diarias típicas en nuestro país para carga residencial, comercial, industrial y alumbrado público que muestran el porcentaje pico contra el tiempo y permite observar el comportamiento de cada una de ellas de tal forma que al combinarlos en una sola gráfica resulta la curva de carga de la figura 2.2.

2.9 CURVAS DE DURACIÓN DE CARGA DIARIA $CDC(t)$

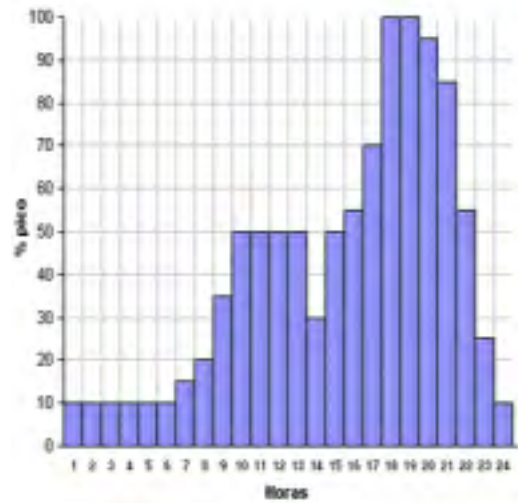
Estas curvas se derivan de las anteriores y se muestra en la figura 2.3. Su análisis debe conducir a conclusiones idénticas a las obtenidas del análisis de las curvas de carga diaria. La curva indica la duración de cada una de las demandas presentadas durante el periodo de tiempo especificado.

Las curvas de duración de carga diaria se pueden ajustar de tal manera que se aproxime a una curva exponencial decreciente de la forma:

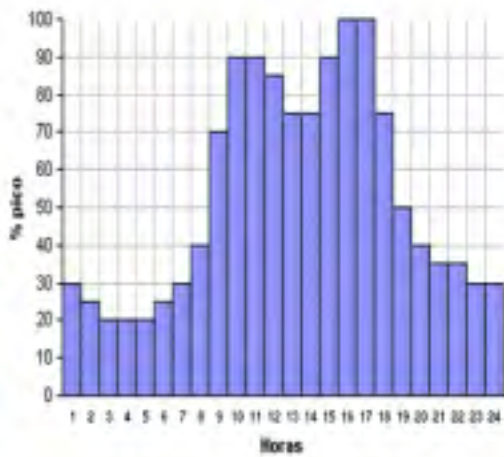
$$CDC(t) = C + Ae^{-Bt} \quad (2.6)$$



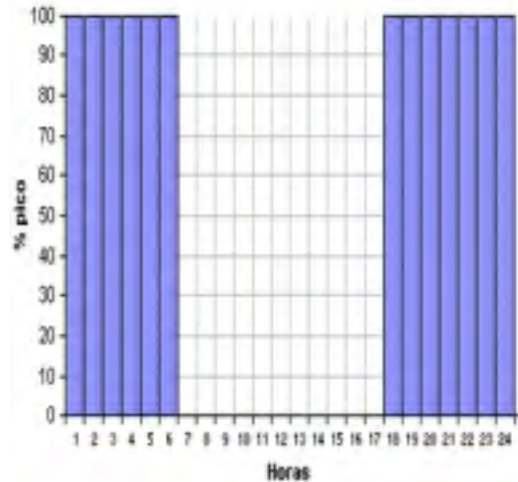
Carga residencial



Carga comercial



Carga industrial



Alumbrado público

FIGURA 2.4. Curvas de carga diaria típicas

2.10 CURVAS DE CARGA ANUAL

Estas curvas se deben dibujar en lo posible para los 4 años del período estadístico como se muestra en la figura 2.5 y muestran la forma como se está incrementando la carga durante dicho periodo y ayuda en la deducción de la rata de crecimiento de la demanda.

Las curvas de carga anual están formadas por los valores de la demanda a la hora pico en cada mes, permiten una visualización de los crecimientos y variaciones de los picos mensuales y anuales. El análisis de las causas de estas variaciones debe conducir a conclusiones prácticas sobre el comportamiento del sistema y los factores que lo afectan.

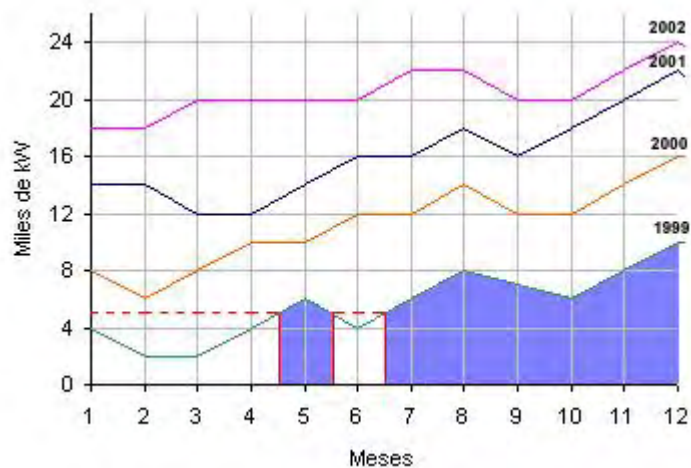


FIGURA 2.5. Curvas de carga anual

2.11 CURVAS DE DURACIÓN DE CARGA ANUAL

También se dibujan para los años del período estadístico como se muestra en el ejemplo de la figura 2.6.

Estas curvas se deducen de las correspondientes curvas de carga anual e indican la distribución de las cargas pico durante el transcurso del año, así como la duración de las condiciones del pico. Proporcionan una indicación del comportamiento propio de la carga y del de ésta en relación con la capacidad instalada. Esta puede conducir a conclusiones sobre la conveniencia de tratar de modificar el comportamiento de la carga y sobre la necesidad de mejorarlas condiciones de suministro y otras.

En conclusión : la duración de carga es la relación entre las demandas y la duración de las demandas sobre un período especificado de tiempo. Las demandas horarias pueden ser tabuladas en orden descendiente y los siguientes cálculos complementan el estudio sobre duración de carga:

$$\text{Frecuencia} = \text{Número de ocurrencia de cada demanda} \quad (2.7)$$

$$\frac{\text{Equal}}{\text{Exceed}} = \text{Sumatoria de frecuencias} \quad (2.8)$$

$$\text{Porcentaje de pico} = \frac{\text{Demanda (kW)}}{\text{Demanda máxima (kW)}} \times 100 \quad (2.9)$$

$$\text{Cuadro de demandas} = \frac{\frac{\text{Equal}}{\text{Exceed}}}{\text{Tiempo especificado}} \times 100 \quad (2.10)$$

$$\text{Cuadro de demandas} = (\text{Demanda})^2 \times \text{Frecuencia} \quad (2.11)$$

Estos parámetros de duración de carga permiten construir la curva (% de carga pico vs % de duración) similar a la mostrada en la figura 2.3.

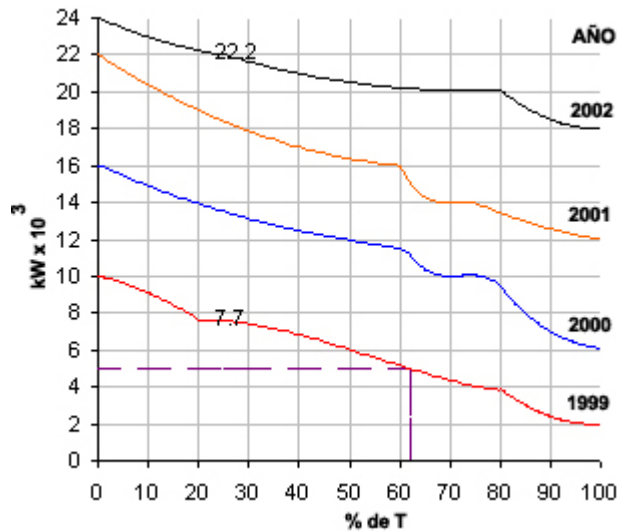


FIGURA 2.6. Curva de duracion de carga anual

2.12 TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA

Este es uno de los parámetros de diseño cuya determinación requiere el máximo cuidado a fin de evitar la subestimación y la sobrestimación de las demandas futuras. La tasa de crecimiento de la demanda en redes de distribución es diferente para cada clase de consumo, es evidente que el aumento de la demanda máxima individual, que es el criterio de diseño, es mayor para una zona de consumo bajo que para una zona de consumo medio o alto.

Para el diseño de circuitos primarios es necesario hacer proyecciones de la demanda en la zona de influencia de la línea primaria o de la subestación. En estos casos y teniendo en cuenta la escasez de datos estadísticos confiables y numerosos que permiten aplicar criterios de extrapolación, es necesario determinar una tasa de crecimiento geométrico en base a los siguientes factores:

- El crecimiento demográfico.
- El aumento en el consumo por mejoramiento del nivel de vida.
- Los desarrollos industriales, comerciales, turísticos, agropecuarios y otros previsible.
- El posible represamiento de la demanda debido al mal servicio prestado anteriormente.

La tasa de crecimiento de la demanda se puede obtener mediante análisis estadístico de datos históricos materializados en las curvas de carga anual cuando se grafican como mínimo para los últimos 4 años.

La tasa de crecimiento de la demanda está dada por:

$$r = \sqrt[n]{\frac{D_n}{D_0}} - 1 \quad (2.12)$$

denominada tasa de crecimiento geométrico, o por

$$r = \frac{\frac{D_n}{D_0} - 1}{n} \quad (2.13)$$

denominada tasa de crecimiento aritmético

donde:

D_0 = Demanda actual.

D_n = Demanda para el período de proyección (cargas de diseño).

n = Período de proyección.

$n = 15$ años para redes de distribución .

$n = 8$ años para transformadores de distribución .

Puede concluirse entonces que una red puede diseñarse con una capacidad tal que pueda satisfacer tanto la carga actual como la carga futura que aparezca durante la vida útil de la red.

2.13 CARGA PROMEDIO D_p

Se define como la relación entre el consumo de energía del usuario durante un intervalo dado y el intervalo mismo. Se calcula mediante.

$$D_p = \frac{\text{Energía consumida en el tiempo T en kWh}}{T \text{ en h}} \quad (2.14)$$

$$D_p = \frac{\int_0^T CDT(t) dt}{T} \text{ en kW} \quad (2.15)$$

Es una demanda constante sobre el período de tiempo especificado y que establece el mismo consumo de energía que las requerida por la curva de carga real sobre el mismo período de tiempo especificado.

2.14 FACTOR DE DEMANDA F_D

El factor de demanda en un intervalo de tiempo t, de una carga, es la razón entre la demanda máxima y la carga total instalada. El factor de demanda por lo general es menor que 1, siendo 1 sólo cuando en el intervalo considerado, todos los aparatos conectados al sistema estén absorbiendo sus potencias nominales, lo cual es muy improbable. Matemáticamente, este concepto se puede expresar como:

$$F_D = \frac{\text{Carga máxima}}{\text{Carga Instalada}} = \frac{D_M}{C_I} \leq 1 \quad (2.16)$$

El factor de demanda indica el grado al cual la carga total instalada se opera simultáneamente.

2.15 FACTOR DE UTILIZACIÓN F_U

El factor de utilización es un sistema eléctrico en un intervalo de tiempo t, es la razón entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema (capacidad instalada), es decir:

$$F_U = \frac{\text{Carga máxima}}{\text{Capacidad instalada}} = \frac{D_M}{PI} \quad (2.17)$$

Es conveniente hacer notar que mientras el factor de demanda, da el porcentaje de carga instalada que se está alimentando, el factor de utilización indica la fracción de la capacidad del sistema que se está utilizando

durante el pico de carga en el intervalo considerado, (es decir, indica la utilización máxima del equipo o instalación).

2.16 FACTOR DE PLANTA F_{PL}

Es la relación entre la energía real producida o servida sobre un periodo especificado de tiempo y la energía que pudo haber sido producida o servida si la planta (o unidad) ha operado continuamente a la máxima capacidad nominal. También se conoce como factor de capacidad o factor de uso. Por lo tanto

$$F_{PL} = \frac{\text{Energía real producida o servida}}{\text{Potencia nominal máxima de la planta} \times t} = \frac{\text{Carga promedio}}{\text{Capacidad Instalada}} = \frac{D_P}{PI} \quad (2.18)$$

Es más comunmente usado en estudios de generación. Por ejemplo

$$\text{Factor de planta anual} = \frac{\text{Generación real anual}}{\text{Potencia nominal máxima planta}} = \frac{\text{Generación de energía anual real}}{\text{Potencia nominal máxima planta} \times 8760}$$

El factor de planta da una indicación de la utilización promedio del equipo o instalación.

2.17 FACTOR DE POTENCIA $\cos \Phi$

Es la relación entre la potencia activa (W, kW o MW) y la potencia aparente (VA, kVA, MVA), determinada en el sistema o en uno de sus componentes.

$$\cos \Phi = \frac{\text{Potencia activa}}{\text{Potencia aparente}} \quad (2.19)$$

La incidencia más importante del factor de potencia es en el porcentaje de pérdidas y en la regulación de voltaje y por lo tanto, en la calidad y economía del servicio eléctrico.

Para sistemas de distribución se fija un valor mínimo de 0.9 para el factor de potencia. En el caso de tener valores inferiores a este se deberá corregir este factor por parte de los usuarios, por parte de la empresa electrificadora o por ambos.

En redes que alimentan usuarios industriales se fija un 0.85 como mínimo.

El factor de potencia se corrige mediante la instalación de bancos de condensadores en las acometidas de los usuarios cuyas cargas así lo requieran, o en los circuitos primarios. Es muy importante calcular bien los KVAR a compensar y la ubicación de los bancos de condensadores dentro del sistema.

2.18 FACTOR DE CARGA F_c

Se define como la razón entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo dado y la demanda máxima observada en el mismo intervalo de tiempo.

Matemáticamente se puede expresar como:

$$F_c = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}} \quad \text{con límites } 0 < F_c \leq 1, \quad F_c = \frac{D_P}{D_M} \quad (2.20)$$

En este caso, el intervalo que generalmente se considera para el cálculo del valor de demanda máxima es el instantáneo. En la determinación del factor de carga de un sistema, es necesario especificar el intervalo de la demanda en el que están considerados los valores de demanda máxima instantánea D_M y la demanda promedio D_P ya que para una misma carga, un período establecido mayor, dará como resultado un factor de carga más pequeño, o sea:

$$F_c \text{ anual} < F_c \text{ mensual} < F_c \text{ semanal} < F_c \text{ diario}$$

Otra forma de expresar el factor de carga que permite un cálculo en forma simplificada es la siguiente:

$$F_c = \frac{D_P \times t}{D_M \times t} = \frac{\text{Energía absorbida en el tiempo } t}{D_M \times t} \quad (2.21)$$

en donde t es el intervalo de tiempo considerado (días, meses, años).

El factor de carga anual sera

$$F_c \text{ anual} = \frac{\text{Energía total anual}}{D_M \text{ anual} \times 8760} \quad (2.22)$$

El F_c indica el grado al cual el pico de la carga es sostenido durante el periodo. Esto quiere decir que si el factor de carga es 1, la D_M se mantiene constante, si el factor de carga es alto (por ejemplo 0.9), la curva de carga tiene muy pocas variaciones y en cambio si el factor de carga es bajo (por ejemplo 0.2), la curva de carga sufre muchas variaciones con picos y valles pronunciados.

La evaluación precisa del factor de carga permite seleccionar el tipo de refrigeración que se le asignará a los transformadores de potencia.

Obtenido el ajuste de la curva de duración de carga, el factor de carga es:

$$F_c = \frac{\int_0^T CDT(t)dt}{T \times kVA_{pico}}$$

donde T es el período evaluado (24 horas)

$$\text{con } CDT(t) = C + Ae^{-Bt} \text{ y con } kVA_{pico} = C + A = 1$$

se obtiene:

$$F_c = \frac{\int_0^T (C + Ae^{-Bt}) dt}{24(A + C)} = \frac{\int_0^T (C + Ae^{-Bt}) dt}{24}$$

$$F_c = \frac{\int_0^T C dt + \int_0^T Ae^{-Bt} dt}{24} = \frac{\left[Ct - \frac{A}{B}e^{-Bt} \right]_0^T}{24} = \frac{\left[Ct - \frac{A}{B}e^{-Bt} + \frac{A}{B} \right]}{24}$$

$$F_c = \frac{24C - \frac{A}{B}e^{-24B} + \frac{A}{B}}{24}$$

$$F_c = C + \frac{A}{24B}(1 - e^{-24B}) \quad (2.23)$$

El problema ahora es encontrar el valor del B, para lo cual es necesario realizar un complejo análisis estadístico.

2.19 FACTOR DE DIVERSIDAD O DE GRUPO F_{div}

Al proyectar un alimentador para un consumidor deberá tomarse en cuenta siempre su demanda máxima, debido a que ésta impondría a la red condiciones más severas de carga y de caída de tensión; sin embargo cuando muchos consumidores son alimentados por una misma red, deberá tomarse en cuenta el concepto de diversidad de carga ya que sus demandas máximas no coinciden con el tiempo; la razón de esto radica en que los consumidores aunque sean de la misma clase de consumo tienen hábitos muy diferentes. La figura 2.7 muestra a manera de ejemplo las curvas de carga diaria de 3 usuarios de la misma categoría con demandas máximas parecidas pero no coincidentes en el tiempo pues tienen costumbres diferentes.

Esta diversidad entre las demandas máximas de un mismo grupo de cargas se establece por medio del factor de diversidad, definido como la razón entre la sumatoria de las demandas máximas individuales y la demanda máxima del conjunto o grupo de usuarios (llamada también demanda máxima coincidente).

$$F_{\text{div}} = \frac{\sum_{i=1}^{m} D_{mi}}{D_{M\text{grupo}}} = \frac{D_{m1} + D_{m2} + D_{m3} + D_{m4} + \dots + D_{mn}}{D_{M\text{grupo}}} \geq 1 \quad (2.24)$$

$$F_{\text{div}} = \frac{\text{suma de demandas máximas no coincidentes}}{\text{demanda máxima coincidente}} \quad (2.25)$$

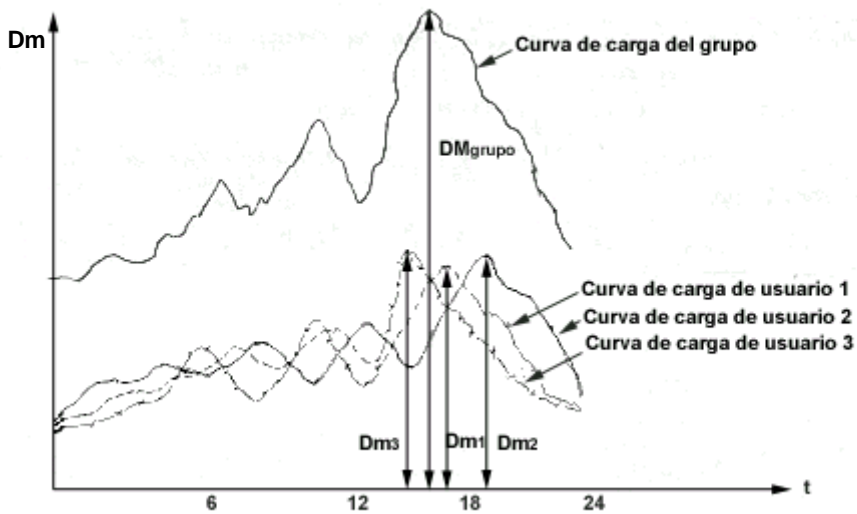


FIGURA 2.7. Curvas de carga de diferentes usuarios y la curva de carga equivalente del grupo

La demanda coincidente es también llamada demanda diversificada y se define como la demanda de un grupo compuesto, como un conjunto de cargas no necesariamente relacionadas sobre un período especificado de tiempo. Aquí, la carga diversificada máxima es la que tiene real importancia y corresponde a la suma de las contribuciones de las demandas individuales (no coincidentes) en el momento exacto de la hora pico establecida por la curva de carga del grupo.

La demanda no coincidente corresponde a la suma de las demandas de un grupo de cargas sin restricciones sobre el intervalo (el tiempo) en el cual cada carga es aplicada.

Recordando ahora que $D_M = F_D \times C_I$, el factor de diversidad es:

$$F_{\text{div}} = \frac{\sum_{i=1} CI_i \times F_{Di}}{D_{M \text{ grupo}}} \quad (2.26)$$

donde:

CI_i = Carga instalada por la carga i

F_{Di} = Factor de demanda de la carga i

El factor de diversidad es criterio fundamental para el diseño económico de los sistemas de distribución. Podrá aplicarse a diferentes niveles del sistema; es decir, entre consumidores energizados desde una misma red, entre transformadores de un mismo alimentador, entre alimentadores pertenecientes a una misma fuente o subestación de distribución; o entre subestaciones de un mismo sistema de distribución, por lo tanto, resulta importante establecer el nivel en que se quiere calcular o aplicar el factor de diversidad. Los factores de diversidad son diferentes también para las distintas regiones del país pues dependen del clima, las condiciones de vida locales, las costumbres, grado de industrialización de la zona y de las distintas clases de consumo.

A la diferencia entre la suma de demandas máximas no coincidentes con la demanda máxima coincidente se le llama diversidad de carga así:

$$LD = \left(\sum_{i=1}^n D_{mi} \right) - D_{M \text{ grupo}} \quad (2.27)$$

2.20 FACTOR DE COINCIDENCIA F_{co}

Es la relación entre la demanda máxima coincidente de un grupo de consumidores y la suma de las demandas de potencia máxima de consumidores individuales que conforman el grupo, ambos tomados en el mismo punto de alimentación para el mismo tiempo.

$$F_{co} = \frac{\text{Demanda máxima coincidente}}{\text{suma de demandas máximas individuales}} = \frac{D_{M \text{ grupo}}}{n} = \frac{1}{F_{\text{div}}} \quad (2.28)$$

La aplicación correcta del F_{co} constituye un elemento muy importante en la planeación del sistema, ya que será la demanda máxima corregida por este factor la que se deberá aplicar para seleccionar el equipo (transformadores o cables) de la red, haciendo más real y económico el diseño.

A partir de las mediciones efectuadas en el sistema de distribución en estudio (ya sea con pinza voltamperimétrica o con registrador de demanda mediante el cual se elabora la curva de carga), deben obtenerse las curvas de factores de diversidad o de factores de coincidencia en función del número de consumidores para las diferentes categorías de consumo de la zona investigada.

De los datos obtenidos en las investigaciones se obtienen las abscisas y las ordenadas del cono de puntos que determinan la curva de demanda diversificada y de ésta se obtienen las curvas de factores de diversidad.

2.21 FACTOR DE CONTRIBUCIÓN C_i

Expresa la proporción con la que la i ésima carga contribuye a la demanda máxima del grupo. Está dado en p.u. de la demanda máxima individual de la i ésima carga.

El factor de coincidencia en función de los factores de contribución estará dada por:

$$F_{co} = \frac{D_{M \text{ grupo}}}{n} = \frac{C_1 D_{m1} + C_2 D_{m2} + C_3 D_{m3} + \dots + C_n D_{mn}}{\sum_{i=1}^n D_{mi}}$$

$$F_{co} = \frac{\sum_{i=1}^n C_i D_{mi}}{\sum_{i=1}^n D_{mi}} \quad (2.29)$$

Se pueden presentar los siguientes casos especiales:

a) si $D_{m1} = D_{m2} = D_{m3} = \dots = D_{mn} = D$, entonces

$$F_{co} = \frac{D \sum_{i=1}^n C_i}{nD} = \frac{\sum_{i=1}^n C_i}{n} \quad (2.30)$$

Se concluye que si las demandas máximas individuales son iguales, el factor de coincidencia es igual al factor de contribución promedio.

b) si $C_1 = C_2 = C_3 = \dots = C_n = C$, por lo tanto

$$F_{co} = \frac{C \sum_{i=1}^n D_{mi}}{\sum_{i=1}^n D_{mi}} = C \quad (2.31)$$

Esto es, el factor de coincidencia es igual al factor de contribución.

2.22 CURVAS DE DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA.

Para obtener las curvas de demanda máxima diversificada tales como las que se ilustran en la figura 2.8 a manera de ejemplo, se debe determinar la potencia en KVA correspondientes al consumo pico de los diferentes conjuntos de usuarios en función de la tensión V y la corriente I de la medida obtenida en la red o de la lectura del registrador de demanda. Esta medida debe ser corregida por regulación en la siguiente forma :

$$kVA_{\text{Corregidos}} = K \times kVA_{\text{medidos}} \quad (2.32)$$

Para cargas de alumbrado incandescente y en general para cargas de naturaleza resistiva con coeficiente positivo de variación con la temperatura, se cumple aproximadamente que:

$$K = \left(\frac{V_{\text{nominal}}}{V_{\text{medido}}} \right)^{1,5} = \left(\frac{120}{V_{\text{medido}}} \right)^{1,5} \quad (2.33)$$

de tal modo que:

$$kVA_{\text{corregidos}} = \left(\frac{120}{V_{\text{medido}}} \right)^{1,5} \times \left(\frac{V_{\text{medido}} \times I_{\text{medido}}}{1000} \right) \quad (2.34)$$

Lo anterior se efectúa teniendo en cuenta que el valor obtenido de las mediciones cuando existe un voltaje deficiente, es menor que el correspondiente a la potencia que absorberá un suscriptor si éste tuviera tensión nominal (120 V).

De los datos obtenidos se calcula la demanda máxima promedio por acometida o consumidor para diferentes circuitos y también la demanda máxima promedio para n consumidores como:

$$D_{\text{máxima promedio}} = \frac{kVA_{\text{corregidos}}}{n} = \frac{(D_{\text{Mgrupo}})_{\text{corregidos}}}{n} \quad (2.35)$$

Valor que corresponde a la ordenada cuando n es la abscisa del "cono de puntos" de la figura 2.8.

Es importante prestar atención especial en la determinación del comienzo de la curva (demanda máxima individual) para lo cual deben emplearse las medidas hechas a las acometidas individuales, obteniendo el promedio con más de una desviación standard.

De igual cuidado es el trazado de la curva en la zona del cambio fuerte de pendiente (pequeño número de usuarios), ya que es aquí donde se presentan mayores diferencias en los factores de diversidad de una zona a otra y de un tipo de consumo a otro.

No obstante, corresponde a una operación práctica "a buen criterio" en la que deben tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

- La tendencia de la curva, o sea la envolvente máxima del cono de puntos en el segmento correspondiente a valores grandes de consumidores n, determina la magnitud del alimentador principal o acometida secundaria del transformador y la del transformador mismo.

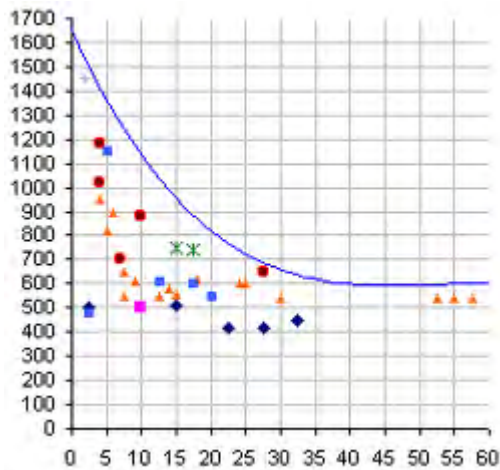
- b) Los puntos para números intermedios de acometidas n , determinan los calibres de los ramales o elementos topológicos intermedios.
- c) El punto " UNO" o correspondiente a una acometida determinaría el calibre el conductor de las acometidas a los usuarios.
- d) La dispersión de los puntos de la curva es inversamente proporcional al número de acometidas involucrado en el grupo medido n , cuestión acorde con la teoría estadística.

2.23 CURVAS DE FACTORES DE DIVERSIDAD

La obtención es directa en función de la curva de demanda máxima diversificada si se tiene en cuenta que dicho factor cuantitativamente es igual a la relación entre la demanda máxima individual y la demanda máxima promedio por consumidor para n consumidores

$$F_{\text{Diversidad para } n \text{ consumidores}} = \frac{D_{\text{máxima individual}}}{D_{\text{máxima promedio por consumidor para } n \text{ consumidores}}} \quad (2.36)$$

En la figura 2.9 se muestra a manera de ejemplo las curvas de factores de diversidad correspondientes a las curvas de demanda máxima diversificada de la figura 2.8.



(a)

FIGURA 2.8. Curva de demanda máxima diversificada.

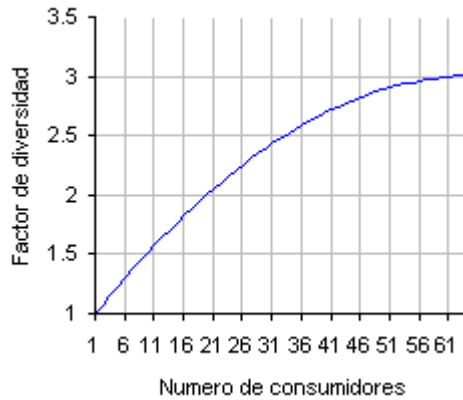


FIGURA 2.9. Curva de factores de diversidad correspondientes.

2.24 CARGAS DE DISEÑO PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN

Para la determinación de las cargas de diseño se partirá de las curvas de factores de demanda diversificada reales, deducidas de medidas tomadas en la red de distribución existente, debidamente ajustadas por regulación. Dichas cargas quedan materializadas en las curvas de kVA/usuario contra el número de usuarios n para cada una de las clases de consumo.

La curva de carga diversificada de diseño es la proyección de la curva de carga diversificada medida, mediante las tasas aritméticas y/o geométricas del crecimiento del consumo de energía eléctrica.

La proyección de la demanda constituye un problema típico en cada caso, cuya solución no pueda reducirse a términos normales simplistas. Los modelos más conocidos son:

$$D_n = D_o(1 + r)^n \quad \text{con tasa de crecimiento geométrico} \quad (2.37)$$

$$D_n = D_o(1 + r n) \quad \text{con tasa de crecimiento aritmético} \quad (2.38)$$

Mediante esta metodología se obtienen los resultados vistos en las curvas de la figura 2.10.

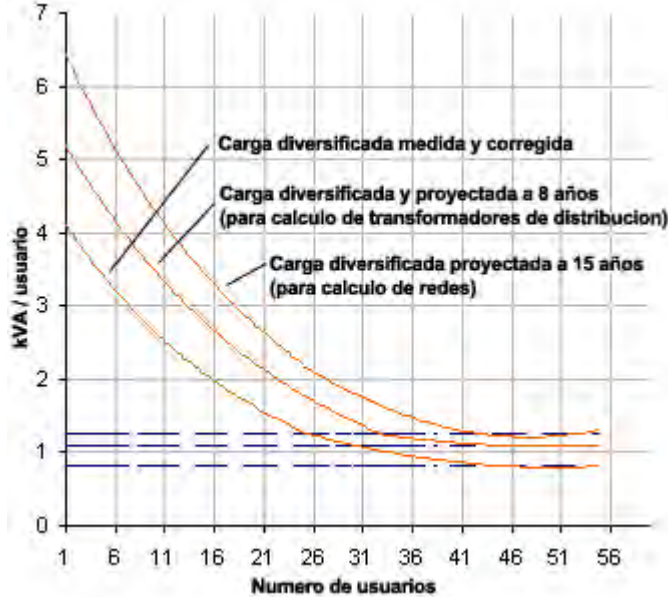


FIGURA 2.10. Curvas de demanda diversificada de diseño.

NOTA : Para llegar a obtener estas curvas es necesario efectuar investigaciones preliminares que incluye fundamentalmente los siguientes aspectos:

- * Estudio socioeconómico de la zona a investigar.
- * Sectorización de la zona buscando homogenización de las cargas a medir.
- * Selección de una muestra representativa de transformadores a medir.
- * Programación de las mediciones directas.
- * Realización de mediciones.
- * Determinación de la tasa de crecimiento de la demanda.

2.25 DEMANDA COINCIDENTE POR SERVICIO Y DEMANDA TOTAL

La demanda coincidente por servicio de un grupo de n usuarios se determina en función de la demanda máxima individual y del factor de coincidencia de las n cargas como:

$$D_{CS} = D_{mi} \times F_{co} \quad (2.39)$$

y la demanda máxima de un grupo de n cargas homogéneas será:

$$D_{mc} = n \times D_{CS} = n \times D_{mi} \times F_{co} \quad (2.40)$$

2.26 MÉTODO ANALÍTICO PARA DETERMINAR LA DEMANDA MÁXIMA

Arvidson C.E en su publicación titulada “*Diversified demand method of estimating residential distribution transformer loads*” desarrolló un método para estimar analíticamente las cargas de los transformadores de distribución en áreas residenciales por el método de demanda diversificada el cual tiene en cuenta la diversidad entre cargas similares y la no coincidencia de los picos de diferentes tipos de cargas.

Para tener en cuenta la no coincidencia de los picos de diferentes tipos de cargas Arvidson introdujo el “factor de variación horaria”, definido como la relación entre la demanda de un tipo particular de carga coincidente con la demanda máxima del grupo y la demanda máxima de ese tipo particular de carga. La tabla 2.1 da los datos de las curvas de variación horaria para varios tipos de electrodomesticos.

La figura 2.11 muestra las curvas de varios tipos de electrodomesticos para determinar la demanda máxima diversificada promedio por consumidor en kW/carga. En la figura 2.11 cada curva representa un 100% de nivel de saturación para una demanda específica.

Para aplicar el metodo Arvidson para determinar la demanda máxima diversificada para un nivel de saturación y electrodoméstico, se sugieren los siguientes pasos:

- Determinar el número total de electrodomésticos, multiplicar el número total de consumidores por el valor de saturación en p.u.
- Leer la demanda diversificada correspondiente por consumidor de la curva en la figura 2.11, para el número dado de electrodomesticos.
- Determinar la demanda máxima, multiplicando la demanda encontrada en el paso b) por el número total de electrodomésticos.
- Determinar la contribución de este tipo de carga a la demanda máxima del grupo, multiplicando el valor resultante del paso c) por el correspondiente factor de variación horaria encontrado en la tabla 2.1.

TABLA 2.1. Factores de variación horaria

Hora	Iluminación y tomas miscelaneos	Refrigerador	Congelador	Estufa	Aire acondicionado *	Bomba de calor		Calefacción de vivienda *	Calentador de agua †			Secadora de ropa §
						Invierno	Verano		OPHW ‡		Elementos no controlados	
									ambos elementos restringidos	solo bajo elementos restringidos		
12 AM	0.32	0.93	0.92	0.02	0.40	0.42	0.34	0.11	0.41	0.61	0.51	0.03
1	0.12	0.89	0.90	0.01	0.39	0.35	0.49	0.07	0.33	0.46	0.37	0.02
2	0.10	0.80	0.87	0.01	0.36	0.35	0.51	0.09	0.25	0.34	0.30	0
3	0.09	0.76	0.85	0.01	0.35	0.28	0.54	0.08	0.17	0.24	0.22	0
4	0.08	0.79	0.82	0.01	0.35	0.28	0.57	0.13	0.13	0.19	0.15	0
5	0.10	0.72	0.84	0.02	0.33	0.26	0.63	0.15	0.13	0.19	0.14	0

TABLA 2.1. (Continuación) Factores de variación horaria

Hora	Iluminación y tomas miscelaneos	Refrigerador	Congelador	Estufa	Aire acondicionado *	Bomba de calor		Calefacción de vivienda *	Calentador de agua †			Secadora de ropa §
						Invierno	Verano		OPHW ‡		Elementos no controlados	
									ambos elementos restringidos	solo bajo elementos restringidos		
6	0.19	0.75	0.85	0.05	0.30	0.26	0.74	0.17	0.17	0.24	0.16	0
7	0.41	0.75	0.85	0.30	0.41	0.35	1.00	0.76	0.27	0.37	0.46	0
8	0.35	0.79	0.86	0.47	0.53	0.49	0.91	1.00	0.47	0.65	0.70	0.08
9	0.31	0.79	0.86	0.28	0.62	0.58	0.83	0.97	0.63	0.87	1.00	0.20
10	0.31	0.79	0.87	0.22	0.72	0.70	0.74	0.68	0.67	0.93	1.00	0.65
11	0.30	0.85	0.90	0.22	0.74	0.73	0.60	0.57	0.67	0.93	0.99	1.00
12 M	0.28	0.85	0.92	0.33	0.80	0.84	0.57	0.55	0.67	0.93	0.98	0.98
1	0.26	0.87	0.96	0.25	0.86	0.88	0.49	0.51	0.61	0.85	0.86	0.70
2	0.29	0.90	0.98	0.16	0.89	0.95	0.46	0.49	0.55	0.76	0.82	0.65
3	0.30	0.90	0.99	0.17	0.96	1.00	0.40	0.48	0.49	0.68	0.81	0.63
4	0.32	0.90	1.00	0.24	0.97	1.00	0.43	0.44	0.33	0.46	0.79	0.38
5	0.70	0.90	1.00	0.80	0.99	1.00	0.43	0.79	0	0.09	0.75	0.30
6	0.92	0.90	0.99	1.00	1.00	1.00	0.49	0.88	0	0.13	0.75	0.22
7	1.00	0.95	0.98	0.30	0.91	0.88	0.51	0.76	0	0.19	0.80	0.26
8	0.95	1.00	0.98	0.12	0.79	0.73	0.60	0.54	1.00	1.00	0.81	0.20
9	0.85	0.95	0.97	0.09	0.71	0.72	0.54	0.42	0.84	0.98	0.73	0.18
10	0.72	0.88	0.96	0.05	0.64	0.53	0.51	0.27	0.67	0.77	0.67	0.10
11	0.50	0.88	0.95	0.04	0.55	0.49	0.34	0.23	0.54	0.69	0.59	0.04
12 PM	0.32	0.93	0.92	0.02	0.40	0.42	0.34	0.11	0.44	0.61	0.51	0.03

* El ciclo de carga y la demanda diversificada máxima dependen de la temperatura exterior, del tipo de aislamiento y construcción de la vivienda.

† El ciclo de carga y la demanda diversificada máxima depende del tamaño del tanque, la capacidad nominal del elemento de calor (los valores mostrados se aplican a tanque de 52 galones y elementos de 1000 y 1500 kW).

‡ El ciclo de carga depende de la programación de la restricción de elementos.

§ El factor de variación horaria depende de los hábitos de vida individuales en un área en particular.

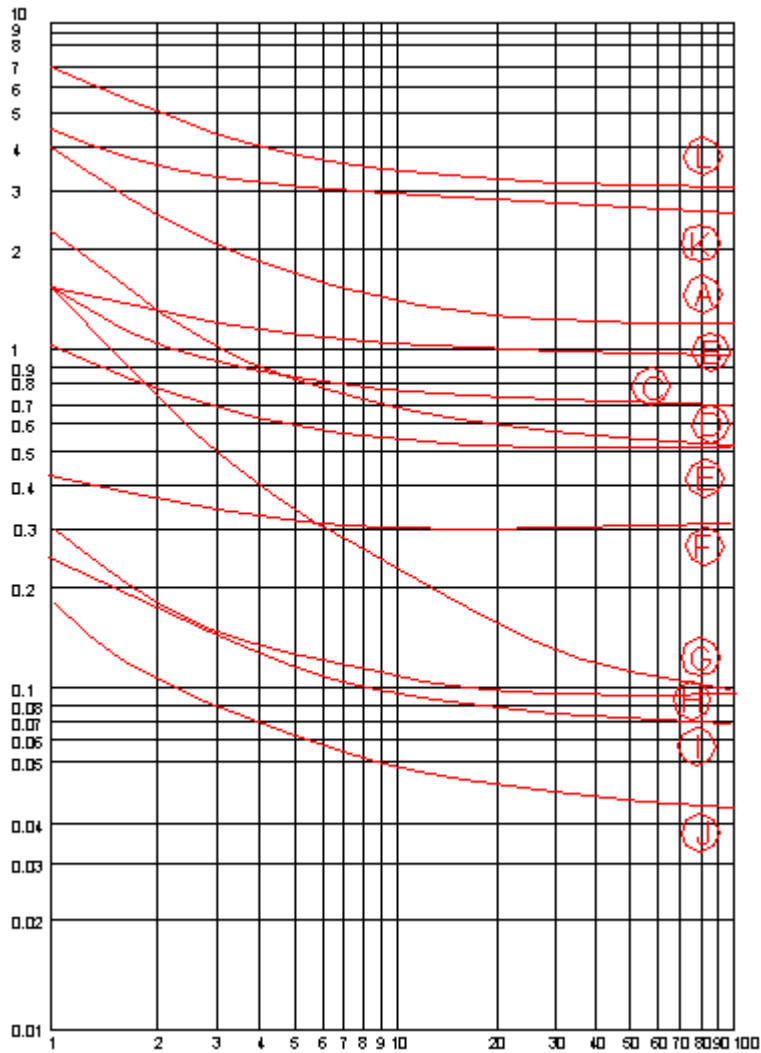


FIGURA 2.11. Características de demanda máxima diversificada 30 minutos para varios tipos de carga residencial.

- A. Secadora de ropa.
- B. Calentador de agua (fuera de pico).
- C. Calentador de agua (elementos no controlados).
- D. Estufa.
- E. Aparatos de iluminación y tomas misceláneos.
- F. Enfriadores de 0.5 hp
- G. Calentadores de agua (en el pico).

- H. Quemador de aceite.
- I. Congelador.
- J. Refrigerador.
- K. Aire acondicionado central.
- L. Calefacción vivienda.

EJEMPLO 2.1

Asumir que un transformador de distribución típico sirve 40 cargas residenciales a través de 40 acometidas sobre una línea secundaria. Además, existen 1800 usuarios residenciales alimentados por 40 transformadores de distribución conectados al mismo alimentador primario.

Asumir que una residencia típica contiene:

- Iluminación y tomas generales.
- Nevera.
- Estufa de dos hornillas.
- Caneca de agua caliente.

Determinar lo siguiente:

- a) Usando la figura 2.11 y la tabla 2.1, calcular la curva de demanda diaria del transformador de distribución.
- b) Usando la figura 2.11 y los resultados del literal a) calcular las demandas diversificadas máximas promedio en función del número de usuarios.
- c) La demanda diversificada máxima 30 minutos en el transformador de distribución.
- d) La capacidad nominal de dicho transformador de distribución.
- e) La demanda diversificada máxima 30 minutos para el alimentador primario completo.

Solución

- a) Los resultados se muestran en la tabla 2.2 y en la figura 2.12
- b) Los resultados se muestran en la tabla 2.3 y en las figuras 2.13 y 2.14.
- c) De la tabla 2.2 se saca la demanda máxima diversificada 30 minutos en el transformador de distribución, cuyo valor es de 65.664 kW, valor que se presentó a las 18 horas.
- d) El transformador de distribución a seleccionar será de 75 kVA.
- e) De la tabla 2.3, el factor de diversidad en el punto de saturación (100 o más usuarios) es de 1.5798 y por lo tanto.

$$\text{Demanda diversificada máxima alimentador primario} = 1,5798 \times 1800 = 2843,64 \text{ kW}$$

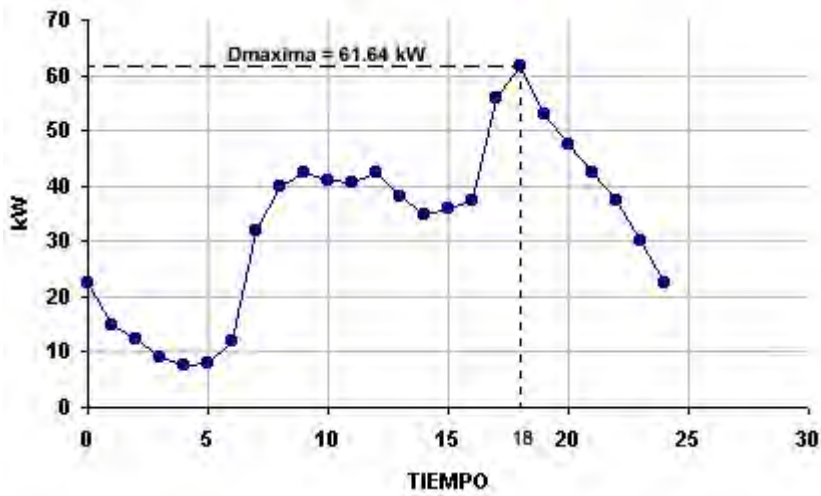


FIGURA 2.12. Curva de demanda diaria del transformador de distribución.

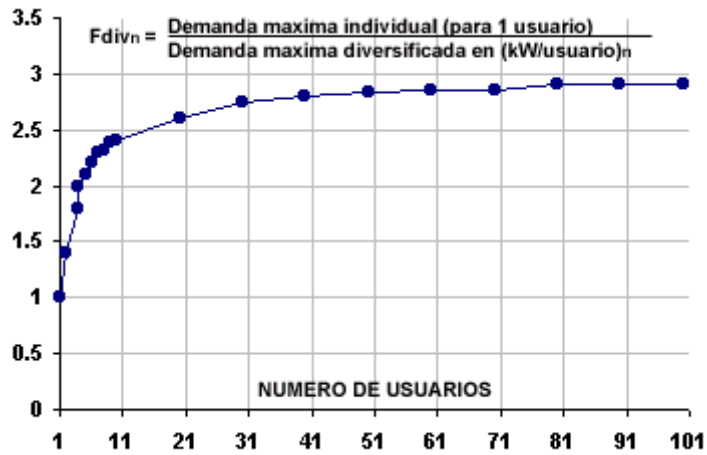


FIGURA 2.13. Curva de factores de diversidad.

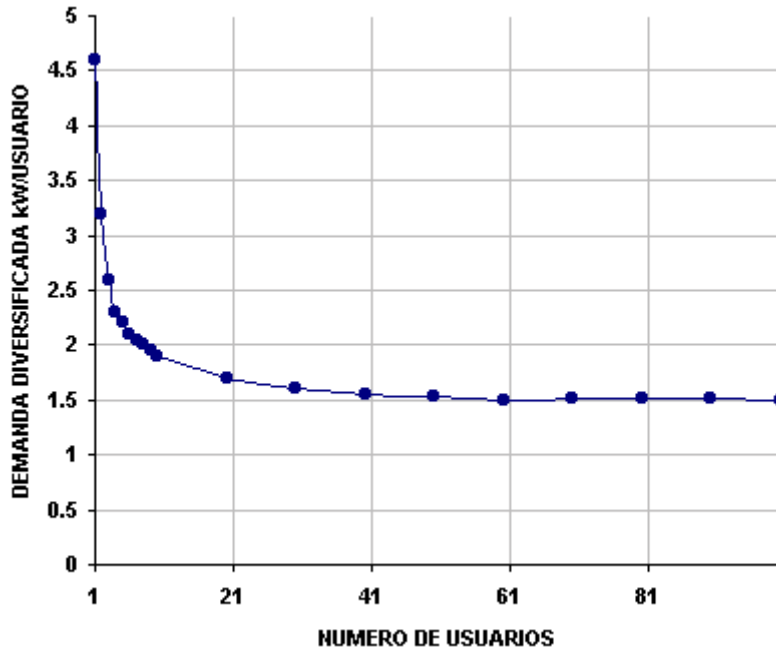


FIGURA 2.14. Demanda diversificada vs número de usuarios.

TABLA 2.2. Demandas diversificadas horarias en el TD

Tiempo h	Contribuciones a las demandas por				Demanda diversificada total horaria kW
	Iluminación y tomas generales	Neveras kW	Estufas kW	Canecas kW	
0	$0,52 \times 40 \times 0,32$	$0,048 \times 40 \times 0,93$	$0,58 \times 40 \times 0,02$	$0,72 \times 40 \times 0,51$	23.5936
1	$0,52 \times 40 \times 0,12$	$0,048 \times 40 \times 0,89$	$0,58 \times 40 \times 0,01$	$0,72 \times 40 \times 0,37$	15.0928
2	$0,52 \times 40 \times 0,10$	$0,048 \times 40 \times 0,80$	$0,58 \times 40 \times 0,01$	$0,72 \times 40 \times 0,30$	12.488
3	$0,52 \times 40 \times 0,09$	$0,048 \times 40 \times 0,76$	$0,58 \times 40 \times 0,01$	$0,72 \times 40 \times 0,22$	9.8992
4	$0,52 \times 40 \times 0,08$	$0,048 \times 40 \times 0,79$	$0,58 \times 40 \times 0,01$	$0,72 \times 40 \times 0,15$	7.7328
5	$0,52 \times 40 \times 0,10$	$0,048 \times 40 \times 0,72$	$0,58 \times 40 \times 0,02$	$0,72 \times 40 \times 0,14$	7.9584
6	$0,52 \times 40 \times 0,19$	$0,048 \times 40 \times 0,75$	$0,58 \times 40 \times 0,05$	$0,72 \times 40 \times 0,16$	11.16

TABLA 2.2. (Continuación) Demandas diversificadas horarias en el TD

Tiempo h	Contribuciones a las demandas por				Demanda diversificada total horaria kW
	Iluminación y tomas generales	Neveras kW	Estufas kW	Canecas kW	
7	$0,52 \times 40 \times 0,41$	$0,048 \times 40 \times 0,75$	$0,58 \times 40 \times 0,30$	$0,72 \times 40 \times 0,46$	30.176
8	$0,52 \times 40 \times 0,35$	$0,048 \times 40 \times 0,79$	$0,58 \times 40 \times 0,47$	$0,72 \times 40 \times 0,90$	39.8608
9	$0,52 \times 40 \times 0,31$	$0,048 \times 40 \times 0,79$	$0,58 \times 40 \times 0,28$	$0,72 \times 40 \times 1,0$	43.2608
10	$0,52 \times 40 \times 0,31$	$0,048 \times 40 \times 0,79$	$0,58 \times 40 \times 0,22$	$0,72 \times 40 \times 1,0$	41.8688
11	$0,52 \times 40 \times 0,30$	$0,048 \times 40 \times 0,85$	$0,58 \times 40 \times 0,22$	$0,72 \times 40 \times 0,99$	41.488
12	$0,52 \times 40 \times 0,28$	$0,048 \times 40 \times 0,85$	$0,58 \times 40 \times 0,33$	$0,72 \times 40 \times 0,98$	43.336
13	$0,52 \times 40 \times 0,26$	$0,048 \times 40 \times 0,87$	$0,58 \times 40 \times 0,25$	$0,72 \times 40 \times 0,86$	37.6464
14	$0,52 \times 40 \times 0,29$	$0,048 \times 40 \times 0,90$	$0,58 \times 40 \times 0,16$	$0,72 \times 40 \times 0,82$	35.088
15	$0,52 \times 40 \times 0,30$	$0,048 \times 40 \times 0,90$	$0,58 \times 40 \times 0,17$	$0,72 \times 40 \times 0,81$	35.24
16	$0,52 \times 40 \times 0,32$	$0,048 \times 40 \times 0,90$	$0,58 \times 40 \times 0,24$	$0,72 \times 40 \times 0,79$	36.704
17	$0,52 \times 40 \times 0,70$	$0,048 \times 40 \times 0,90$	$0,58 \times 40 \times 0,80$	$0,72 \times 40 \times 0,75$	56.448
18	$0,52 \times 40 \times 0,92$	$0,048 \times 40 \times 0,90$	$0,58 \times 4 \times 1,00$	$0,72 \times 40 \times 0,75$	65.664
19	$0,52 \times 40 \times 1,00$	$0,048 \times 40 \times 0,95$	$0,58 \times 40 \times 0,30$	$0,72 \times 40 \times 0,80$	52.624
20	$0,52 \times 40 \times 0,95$	$0,048 \times 40 \times 1,0$	$0,58 \times 40 \times 0,12$	$0,72 \times 40 \times 0,81$	47.792
21	$0,52 \times 40 \times 0,85$	$0,048 \times 40 \times 0,95$	$0,58 \times 40 \times 0,09$	$0,72 \times 40 \times 0,73$	42.616
22	$0,52 \times 40 \times 0,72$	$0,048 \times 40 \times 0,88$	$0,58 \times 40 \times 0,05$	$0,72 \times 40 \times 0,67$	37.1216
23	$0,52 \times 40 \times 0,50$	$0,048 \times 40 \times 0,88$	$0,58 \times 40 \times 0,04$	$0,72 \times 40 \times 0,59$	30.0096

TABLA 2.3. Demandas diversificadas máximas promedio kW / Usuarios.

Número usuarios	Iluminación y tomas generales	Neveras	Estufas	Canecas	$\frac{\text{kW}}{\text{Usuario}}$ Total	F_{div}
1	$1,2 \times 0,92$	$0,18 \times 0,9$	$2,2 \times 1$	$1,5 \times 0,75$	4.591	1.0
2	$0,79 \times 0,92$	$0,13 \times 0,9$	$1,3 \times 1$	$1,3 \times 0,75$	3.1638	1.451
3	$0,70 \times 0,92$	$0,09 \times 0,9$	$1,1 \times 1$	$0,98 \times 0,75$	2.56	1.793
4	$0,64 \times 0,92$	$0,079 \times 0,9$	$0,94 \times 1$	$0,91 \times 0,75$	2.2824	2.011
5	$0,63 \times 0,92$	$0,072 \times 0,9$	$0,86 \times 1$	$0,88 \times 0,75$	2.1644	2.121

TABLA 2.3. (Continuación) Demandas diversificadas máximas promedio kW / Usuarios.

Número usuarios	Iluminación y tomas generales	Neveras	Estufas	Canecas	$\frac{\text{kW}}{\text{Usuario}}$ Total	F_{div}
6	0,61 × 0,92	0,068 × 0,9	0,81 × 1	0,86 × 0,75	2.0774	2.21
7	0,6 × 0,92	0,064 × 0,9	0,78 × 1	0,83 × 0,75	2.0121	2.282
8	0,59 × 0,92	0,062 × 0,9	0,73 × 1	0,82 × 0,75	1.9436	2.362
9	0,58 × 0,92	0,060 × 0,9	0,72 × 1	0,81 × 0,75	1.9151	2.397
10	0,57 × 0,92	0,059 × 0,9	0,71 × 1	0,80 × 0,75	1.8875	2.432
20	0,53 × 0,92	0,052 × 0,9	0,63 × 1	0,74 × 0,75	1.7194	2.67
30	0,525 × 0,92	0,050 × 0,9	0,60 × 1	0,73 × 0,75	1.6755	2.74
40	0,52 × 0,92	0,048 × 0,9	0,58 × 1	0,72 × 0,75	1.6416	2.797
50	0,52 × 0,92	0,047 × 0,9	0,56 × 1	0,72 × 0,75	1.6207	2.833
60	0,52 × 0,92	0,046 × 0,9	0,55 × 1	0,72 × 0,75	1.6098	2.852
70	0,52 × 0,92	0,046 × 0,9	0,54 × 1	0,72 × 0,75	1.5998	2.87
80	0,52 × 0,92	0,046 × 0,9	0,53 × 1	0,72 × 0,75	1.5898	2.888
90	0,52 × 0,92	0,046 × 0,9	0,52 × 1	0,72 × 0,75	1.5798	2.888
100	0,52 × 0,92	0,046 × 0,9	0,52 × 1	0,72 × 0,75	1.5798	2.888

2.27 PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA

Las pérdidas son una función de los cuadrados de las corrientes de cargas (amperios) las cuales están directamente relacionadas con los cuadrados de las demandas.

En la figura 2.15 se ilustran las tres curvas básicas: curva de demanda, curva de cuadrados de demanda y la curva de pérdidas.

2.28 HORAS EQUIVALENTES DE PÉRDIDAS LEH

Corresponde al número de horas de la demanda pico que producirían las mismas pérdidas totales que producen las cargas reales sobre un periodo especificado de tiempo.

$$LEH = \frac{\sum (\text{Demanda horaria})^2 \times h}{(\text{Demanda pico})^2} = \frac{\sum D_i^2 h}{D_M^2} \quad (2.41)$$

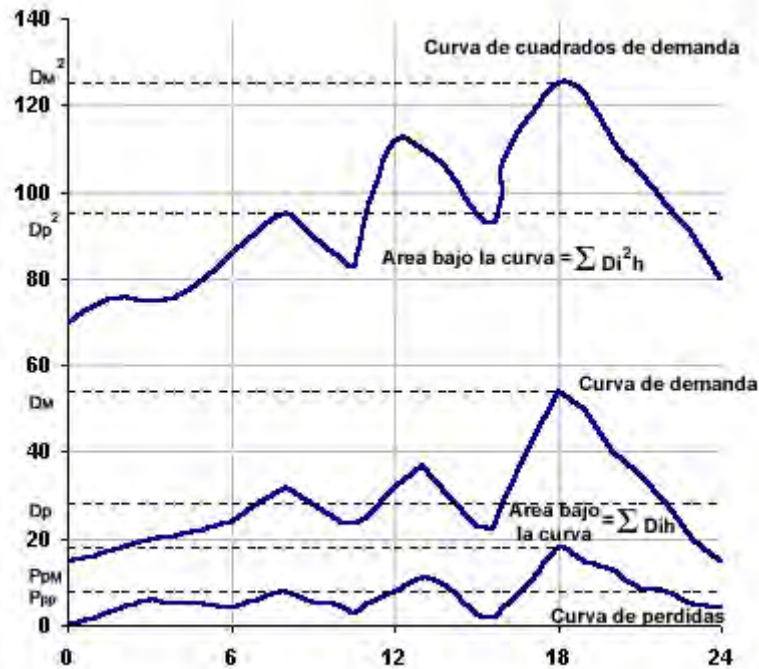


FIGURA 2.15. Curvas de demandas, cuadrados de la demanda y pérdidas.

2.29 FACTOR DE PÉRDIDAS f_{per}

Es el porcentaje de tiempo requerido por la carga pico para producir las mismas pérdidas que las producidas por las cargas reales sobre un período de tiempo especificado. El factor de pérdidas puede ser calculado de las siguientes relaciones:

1. Por los cuadrados de la demanda promedio y de la demanda pico.

$$f_{\text{per}}(\%) = \frac{(\text{Demanda promedio})^2}{(\text{Demanda pico})^2} \times 100 = \frac{D_P^2}{D_M^2} \times 100 \quad (2.42)$$

2. Por los cuadrados de todas las demandas reales y los cuadrados de la demanda pico en el 100% del tiempo.

$$f_{\text{per}}(\%) = \frac{\sum (\text{Demanda horaria})^2 \times h}{(\text{Demanda pico})^2 \times T} \times 100$$

$$f_{\text{per}}(\%) = \frac{\sum D_i^2 h}{D_M^2 \times T} \times 100 \quad (2.43)$$

donde:

D_i = Demanda leída en cada intervalo de tiempo.

D_M = Demanda máxima en el período de tiempo.

T = Número de horas del periodo de tiempo considerado.

El factor de pérdidas también puede definirse en la curva de pérdidas como la relación entre el valor medio y el valor máximo de la potencia disipada en calor en un intervalo de tiempo especificado.

$$f_{\text{per}} = \frac{\text{kWh de pérdidas durante el período}}{\text{kW máximo de perdidas} \times \text{número de horas del período}} \quad (2.44)$$

$$f_{\text{per}} = \frac{\text{Pérdidas de potencia promedio}}{\text{Pérdidas de potencia a la hora pico}}$$

$$f_{\text{per}} = \frac{P_{\text{PP}}}{P_{\text{PM}}} \quad (2.45)$$

2.30 PORCENTAJE DE PÉRDIDAS Y PÉRDIDAS DE POTENCIA Y ENERGÍA

Es importante analizar no solamente los kWh o pérdidas de energía sino también los kW o pérdidas de potencia durante los períodos pico.

Un examen de las cargas para un día proporcionará algunas bases acerca de la relación entre energía y pérdidas de potencia. El porcentaje de pérdidas será:

$$\% \text{ Pérdidas} = \frac{\text{Pérdidas de energía}}{\text{Energía suministrada a un sistema}} \times 100 \quad (2.46)$$

En países en vía de desarrollo, es una práctica común el tener las pérdidas técnicas como el 15 % al realizar los cálculos prácticos. Las pérdidas de energía podrán calcularse así:

$$\text{Pérdidas de energía} = \% \text{ de pérdidas} \times \sum D_i^2 h$$

Estas pérdidas de energía pueden ser divididas entre las 24 horas en proporción a los cuadrados de las demandas. A la hora pico se tiene.

$$\text{Pérdidas de potencia a la hora pico} = \frac{D_M^2}{\sum D_i^2 h} \times (\text{Pérdidas de energía}) \quad (2.47)$$

Y en general para calcular las pérdidas de potencia en cualquier intervalo del día Δt , se emplea la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdida de potencia en } \Delta t = \frac{(\text{Demanda en } \Delta t)^2}{\sum D_i^2 h} \times \text{Pérdida de energía} \quad (2.48)$$

Finalmente se encuentran las pérdidas de potencia promedio como.

$$\text{Pérdida de potencia promedio} = \frac{\text{Energía total pérdida}}{T} \quad (2.49)$$

2.31 EL FACTOR DE PÉRDIDAS EN FUNCIÓN DE LA CURVA DE DURACIÓN DE CARGA

Con base a la ecuación desarrollada para la curva de duración de carga

$$CDT(t) = C + Ae^{-Bt}$$

se tiene que:

$$CDT(t) = kVA(t) = n_f \times kV \times I(t) \quad (2.50)$$

donde:

n_f = Número de fases.

kV = Voltaje línea neutro.

despejando:

$$I(t) = \frac{C + Ae^{-Bt}}{n_f \times kV} \quad (2.51)$$

Para la curva de duración de pérdidas se tiene:

$$CDP(t) = I(t)^2 R = R \left[\frac{C + Ae^{-Bt}}{n_f \times kV} \right]^2 \quad (2.52)$$

Puede verse que es función del tipo de conductor, factor de potencia, características de la carga y del voltaje empleado.

$$f_{perd} = \frac{\int_0^T \left[\frac{C + Ae^{-Bt}}{n_f kV} \right]^2 R dt}{T \left[\frac{C + A}{n_f kV} \right]^2 R}$$

$$f_{perd} = \frac{\int_0^T (C + Ae^{-Bt})^2 dt}{T(C + A)^2}$$

Sabiendo que $C + A \cong 1$ y $T = 24$ horas

$$f_{perd} = \frac{\int_0^T (C^2 + 2ACe^{-Bt} + A^2e^{-2Bt}) dt}{T} = \frac{\left[C^2 t - \frac{2AC}{B} e^{-Bt} - \frac{A^2}{2B} e^{-2Bt} \right]_0^T}{T}$$

$$f_{perd} = \frac{C^2 T - \frac{2AC}{B} e^{-BT} - \frac{A^2}{2B} e^{-2BT} + \frac{2AC}{B} + \frac{A^2}{2B}}{T}$$

$$f_{perd} = C^2 + \frac{2AC}{BT}(1 - e^{-BT}) + \frac{A^2}{2BT}(1 - e^{-2BT})$$

$$f_{perd} = \frac{C^2 + 4AC(1 - e^{-24B}) + A^2(1 - e^{-48B})}{48B} \quad (2.53)$$

El cálculo presenta mayor confiabilidad debido a que utiliza el ajuste de la curva de duración con mejor índice de correlación.

EJEMPLO 2.2

Un sistema de distribución alimenta un fraccionamiento que tiene cargas residenciales, comerciales y de alumbrado público. La potencia que absorbe la red en kW se anota en la tabla 2.4 y se grafican en la figura 2.16.

TABLA 2.4.

Tipo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Residencial	300	300	300	300	300	500	700	1000	1000	1000	700	700
Comercial	500	500	500	500	500	500	500	800	800	1200	1200	1200
Alumbrado público	30	30	30	30	30	30	-	-	-	-	-	-
Total kW	830	830	830	830	830	1030	1200	1800	1800	2200	1900	1900

Tipo	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Residencial	500	500	500	700	700	700	1000	1000	1200	1200	300	300
Comercial	1200	1200	1000	1000	1000	1400	1400	1450	1400	1200	500	500
Alumbrado público	-	-	-	-	-	30	30	30	30	30	30	30
Total kW	1700	1700	1500	1700	1700	2130	2430	2480	2630	2430	830	830

El alimentador subterráneo exclusivo para el fraccionamiento tiene una capacidad de 4 MVA. La carga total instalada en kW y por tipo de consumidor se anota en la siguiente tabla..

Tipo	kW carga	F _p
Residencial	2000	0.9
Comercia	1500	0.8
Alumbrado público	30	1.0
Total	3530	

Hállese las características de cada una de las cargas y las del fraccionamiento.

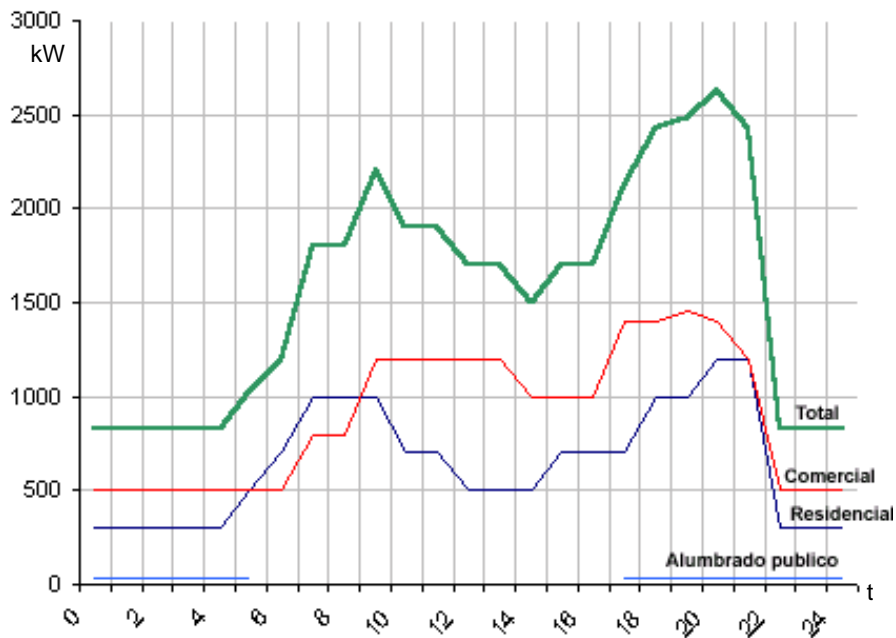


FIGURA 2.16. Curvas de carga del ejemplo 1.

Solución

1. Demandas máximas individuales :

$$D_{MR} = 1200 \text{ kW}$$

$$D_{MC} = 1450 \text{ kW}$$

$$D_{MAP} = 30 \text{ kW.}$$

2. Demanda máxima del fraccionamiento :

$$D_{MF} = 2630 \text{ kW}$$

3. Factores de demanda :

$$F_{dR} = 1200 / 2000 = 0.6$$

$$F_{dC} = 1450 / 1500 = 0.966$$

$$F_{dAP} = 30 / 30 = 1.0$$

$$F_{dF} = 2630 / 3530 = 0.745$$

4. Factor de utilización del cable :

$$F_u = \frac{2630}{4000 \times 0,9} = 0,73$$

5. Factores de Carga :

$$F_{CR} = \frac{(300 \times 7) + (500 \times 4) + (700 \times 6) + (1000 \times 5) + (1200 \times 2)}{1200 \times 24} = 0,545$$

$$F_{CC} = \frac{(500 \times 9) + (800 \times 2) + (1200 \times 6) + (1000 \times 3) + (1400 \times 3) + (1450 \times 1)}{1450 \times 24} = 0,63$$

$$F_{CAP} = \frac{13 \times 30}{30 \times 24} = 0,541$$

$$F_{CR} = \frac{(800 \times 7) + (1 \times 1030) + (1 \times 1200) + (2 \times 1800) + (1 \times 2200) + (2 \times 1900) + (4 \times 1700) + (1 \times 1500) + 213 + 2430 + 2480 + 2630 + 2230}{2630 \times 24} = 0,6$$

6. Factor de coincidencia

$$F_{CO} = \frac{2630}{1200 + 1450 + 30} = 0,98$$

7. Factores de pérdidas: Usando la fórmula

$$f_{\text{perd}} = 0,3F_c + 0,7F_c^2$$

$$f_{\text{perd}} R = 0,3 \times 0,545 + 0,7 \times (0,545)^2 = 0,371$$

$$f_{\text{perd}} C = 0,3 \times 0,630 + 0,7 \times (0,630)^2 = 0,466$$

$$f_{\text{perd}} AP = 0,3 \times 0,541 + 0,7 \times (0,541)^2 = 0,367$$

$$f_{\text{perd}} F = 0,3 \times 0,6 + 0,7 \times (0,6)^2 = 0,432$$

8. Factores de contribución

$$C_i = \frac{\text{Demanda de la clase a la hora pico del sistema}}{\text{Demanda máxima no coincidente de clase}}$$

$$C_R = \frac{1200}{1200} = 1$$

$$C_C = \frac{1400}{1450} = 0,9655$$

$$C_{AP} = \frac{30}{30} = 1$$

9. Factor de diversidad del sistema.

$$F_{\text{div}} = \frac{\sum_{i=1}^n D_{mi}}{D_{Mg}} = \frac{\sum_{i=1}^n D_i}{\sum_{i=1}^n C_i D_i}$$

$$F_{\text{div}} = \frac{1200 + 1450 + 30}{1 \times 1200 + 0,97 \times 1450 + 1 \times 30} = \frac{2680}{2636,5} = 1,02$$

10. Diversidad de carga

$$LD = \left(\sum_{i=1}^n D_{mi} \right) - D_{Mg}$$

$$LD = (1200 + 1450 + 30) - 2630$$

$$LD = 2680 - 2630$$

$$LD = 50 \text{ kW}$$

EJEMPLO 2.3

Un transformador de distribución de 37.5 kVA alimenta una red de distribución con carga residencial cuyas cargas horarias promedio en kW para el día pico se muestran en la tabla 2.5 y figura 2.17. La carga total instalada es de 45 kVA.

Hállese las características de la carga.

TABLA 2.5. Cargas horarias promedio en kW día pico

de	Hora	a	Demanda kW	de	Hora	a	Demanda kW
12 AM	1AM		10	12 PM	1 PM		13
1 AM	2 AM		8	1 PM	2 PM		15
2AM	3 AM		6	2PM	3 PM		16
3 AM	4 AM		7	3 PM	4 PM		19
4 AM	5 AM		8	4 PM	5 PM		21
5 AM	6 AM		9	5 PM	6 PM		24
6AM	7AM		10	6PM	7 PM		27
7 AM	8AM		12	7 PM	8 PM		30
8 AM	9 AM		15	8 PM	9 PM		28
9 AM	10 AM		14	9 PM	10 PM		23
10 AM	11 AM		13	10 PM	11 PM		19
11 AM	12AM		11	11 PM	12 PM		13

Total kWh = 371

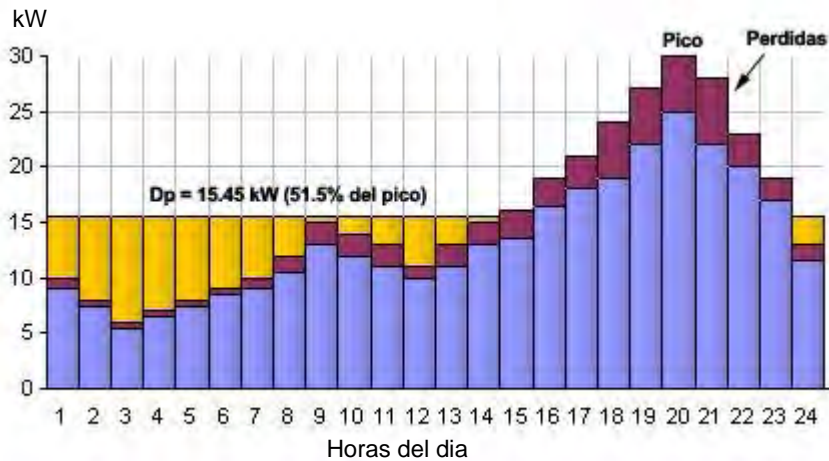


FIGURA 2.17. Cargas horarias promedio para el día pico.

1. Demanda máxima (carga pico) = 30 KW, Valor mostrado en la tabla 2.15 y en la figura 2.17 y ocurre de 7 PM a 8 PM.
2. Horas equivalentes = $\frac{\text{Energía total (kWh)}}{\text{Demanda máxima}} = \frac{371kWh}{30kW} = 12,37h$
3. Demanda promedio = $\frac{\text{Energía total (kWh)}}{\text{Total de horas}} = \frac{371kWh}{24h} = 15,46kW$
4. Factor de demanda = $\frac{\text{Carga máxima}}{\text{Carga instalada}} = \frac{30kW}{45 \times 0,9kW} = 0,74$
5. Factor de utilización = $\frac{\text{Carga máxima}}{\text{Carga instalada}} = \frac{30kW}{37,5 \times 0,9kW} = 0,89$
6. Factor de planta = $\frac{\text{Carga promedio}}{\text{Capacidad instalada}} = \frac{15,46kW}{37,5 \times 0,9kW} = 0,45$
7. Factor de carga = $\frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}} = \frac{15,46kW}{30kW} = 0,515$
8. Duración de la carga : es la relación de las demandas y la duración de las demandas sobre un mismo período de tiempo. En la tabla 2.6 las demandas horarias han sido anotadas en orden descendente.

TABLA 2.6. Duración de la carga para el día pico

Demanda kW	Frecuencia	Equal Exceed	% de pico	% de duración	cuadros de demanda $\times t$
30	1	1	100.0	4.2	900
28	1	2	93.3	8.3	784
27	1	3	90.0	12.5	729
24	1	4	80.0	16.7	576
23	1	5	76.6	20.8	529
21	1	6	70.0	25.0	441
19	2	8	63.3	33.3	722
16	1	9	53.3	37.5	256
15	2	11	50.0	45.8	450
14	1	12	46.7	50.0	196
13	3	15	43.3	62.5	507
12	1	16	40.0	66.7	144
11	1	17	36.7	70.8	121
10	2	19	33.3	79.2	200
9	1	20	30.0	83.3	81
8	2	22	26.7	91.7	128
7	1	23	23.3	95.8	49
6	1	24	20.0	100.0	36

$$\sum_{i=1}^n D_i^2 h = 6849kW^2h$$

Los parámetros de duración de la carga han sido indicados en la figura 2.18 (% pico vs % duración).

Las pérdidas son función de los cuadrados de la corriente, los cuales son calculados del cuadrado de las demandas (estas son mostradas en la tabla 2.6 y la figura 2.18).

$$9. \text{ Horas equivalentes de perdidas} = \frac{\sum_{i=1} D_i^2 h}{(\text{Demanda máxima})^2} = \frac{6849kW}{900kWh^2} = 7,61h$$

$$10. F_{perd} = \frac{\sum_{i=1} D_i^2 h}{(\text{Demanda máxima})^2 \times T} = \frac{6849kW^2h}{(30kW)^2 \times 24h} = 0,317$$

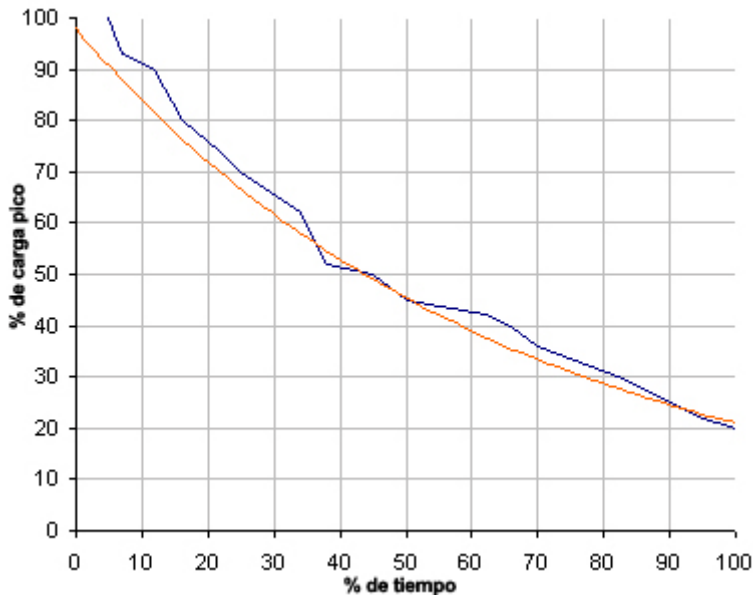


FIGURA 2.18. Curva de duración de carga.

11. Pérdidas de energía y potencia : Es importante analizar no solamente las pérdidas de energía en kWh sino también las pérdidas de potencia durante el período pico.

Un examen de las cargas para el ejemplo proveerá algunas bases acerca de la relación entre las pérdidas de potencia y energía. En los países en vía de desarrollo, las pérdidas técnicas de energía del 15 % son muy comunes de tal manera que se asume este 15 % de la energía como pérdida:

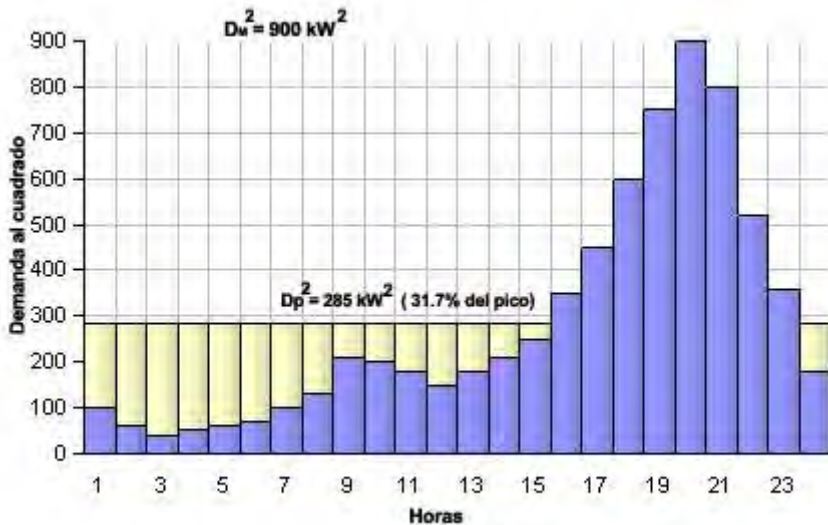


FIGURA 2.19. Cuadrados de las demandas horarias.

$$\text{Perdidas de energía} = 0,15 \times 371 = 55,7 \text{ kWh}$$

Las pérdidas de energía representan el combustible que se debe importar en los países en vía de desarrollo y/o la energía que debe emplearse para fomentar el desarrollo de los países.

Esta energía perdida puede dividirse entre las 24 cargas horarias en proporción a los cuadrados de las demandas (sexta columna de la tabla 2.6). La hora pico puede llegar a ser responsable de :

$$\text{Pérdidas en la hora pico} = \frac{900}{6849} \times 55,7 = 7,3 \text{ kW} = \frac{D_M^2}{\sum D_i^2 h} \times \text{Pérdidas de energía}$$

Las pérdidas asociadas con las otras horas han sido calculadas de manera similar empleando la fórmula 2.48 y consignadas en la figura 2.17.

En la hora pico la pérdida de potencia es de 7.3 kW para un porcentaje de pérdidas de :

$$\% \text{ pérdidas de potencia pico} = \frac{7,3}{30} \times 100 = 24,3\%$$

Cerca del 25 % de la capacidad de los sistemas (generación, transmisión y distribución) es requerida para abastecer las pérdidas de potencia a la hora pico. Por cada porcentaje de pérdidas de energía, el modelo de carga de este ejemplo tiene 1.62 % de pérdidas de potencia pico.

$$\text{Pérdidas de potencia promedio} = \frac{\text{Energía perdida}}{T} = \frac{55,7 \text{ kWh}}{24h} = 2,32 \text{ kW}$$

El factor de pérdidas ahora es.

$$F_{\text{perd}} = \frac{\text{Pérdidas de potencia promedio}}{\text{Pérdidas de potencia a la hora pico}} = \frac{2,32 \text{ kW}}{7,3 \text{ kW}} = 0,318$$

El factor de pérdidas es siempre menor o igual que el factor de carga porque las pérdidas son proporcionales al cuadrado de las cargas.

En este ejemplo el factor de carga es de 51.5 % y el factor de pérdidas es del 31.7 %

El factor de carga puede ser calculado de los requerimientos de energía en kWh. sobre un tiempo especificado y la carga pico en kW.

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Energía en kWh}}{\text{Demanda pico en kW} \times T} \times 100 \quad (2.54)$$

Si la carga horaria es conocida, el factor de pérdidas puede calcularse como sigue :

$$\text{Factor de pérdidas} = \frac{\sum_{i=1} D_i^2 h}{(\text{Demanda pico en kW})^2 \times T} \times 100 \quad (2.55)$$

Sin embargo, las cargas horarias raramente están disponibles y puede depender de la probable relación entre el factor de carga y el factor de pérdidas determinado por el estudio. Esto se verá más detalladamente en el numeral 2.32

2.32 RELACIÓN ENTRE EL FACTOR DE CARGA Y EL FACTOR DE PÉRDIDAS

En general, el factor de pérdidas no puede ser determinado del factor de carga. Sin embargo, los valores límites de la relación si pueden ser encontrados. Asímesse que el alimentador primario mostrado en la figura 2.20 está conectado a una carga variable. En la figura 2.21 se muestra una curva de carga arbitraria e idealizada. Sin embargo, ello no representa una curva de carga diaria. Asumir que las pérdidas no pico es P_{LS1} a alguna carga no pico P_1 y que la pérdida pico es P_{LS2} a la carga pico P_2 .

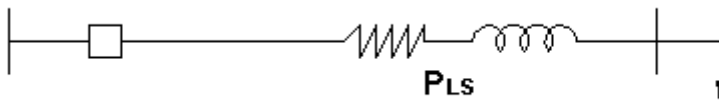


FIGURA 2.20. Alimentador primario conectado a una carga.

El factor de carga es.

$$F_C = \frac{P_{av}}{P_{m\acute{a}x}} = \frac{P_{av}}{P_2} \quad (2.56)$$

De la figura 2.21.

$$P_{av} = \frac{P_2 \times t + P_1 \times (T-t)}{T} \quad (2.57)$$

$$F_C = \frac{P_2 \times t + P_1 \times (T-t)}{P_2 \times T} = \frac{t}{T} + \frac{P_1}{P_2} \times \frac{T-t}{T} \quad (2.58)$$

El factor de pérdidas es

$$F_{perd} = \frac{P_{LS\ av}}{P_{LS\ m\acute{a}x}} = \frac{P_{LS\ av}}{P_{LS2}} \quad (2.59)$$

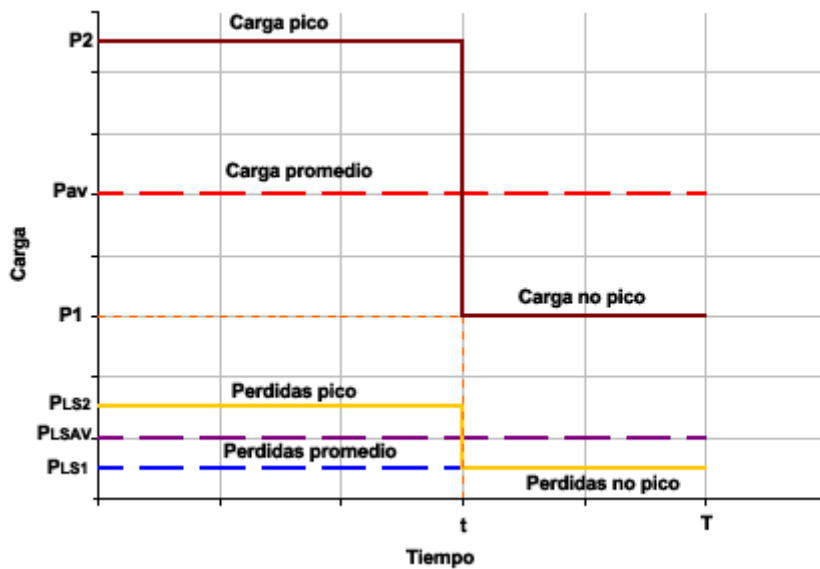


FIGURA 2.21. Curva de carga.

donde

$P_{LS\text{ av}}$ = Pérdidas de potencia promedio.

$P_{LS\text{ máx}}$ = Pérdidas de potencia máxima.

P_{LS2} = Pérdidas pico a la carga pico.

de la figura 2.21.

$$P_{LS\text{ av}} = \frac{P_{LS2} \times t + P_{LS1} \times (T - t)}{T} \quad (2.60)$$

$$F_{\text{perd}} = \frac{P_{LS2} \times t + P_{LS1} (T - t)}{P_{LS2} \times T} \quad (2.61)$$

donde

P_{LS1} = Pérdidas no pico a la carga no pico.

t = Duración de la carga pico.

$T - t$ = Duración de la carga no pico.

Las pérdidas físicas son función de las cargas asociadas. Por tanto, las cargas pico y no pico pueden expresarse respectivamente como:

$$P_{LS1} = k \times P_1^2 \quad (2.62)$$

$$P_{LS2} = k \times P_2^2 \quad (2.63)$$

donde k es una constante. Así, sustituyendo (2.62) y (2.63) en (2.61) el factor de pérdidas puede expresarse como:

$$F_{\text{perd}} = \frac{(kP_2^2) \times t + (kP_1^2) \times (T - t)}{(k \times P_2^2) \times T} = \frac{t}{T} + \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^2 \frac{(T - t)}{T} \quad (2.64)$$

Usando las ecuaciones 2.58 y 2.62, el factor de carga puede relacionarse con el factor de pérdidas paa tres casos diferentes:

Caso 1: La carga no pico es cero $P_1 = 0$.(Ver figura 2.22).

Puesto que $P_1 = 0$, entonces $P_{LS1} = 0$, por lo tanto, la ecuacion 2.58 se convierte en $F_C = \frac{t}{T}$ y la

ecuación 2.62 se convierte en $F_{\text{perd}} = \frac{t}{T}$,lo que da:

$$F_C = F_{\text{perd}} = \frac{t}{T} \quad (2.65)$$

esto es, el factor de carga es igual al factor de pérdidas y ambas son iguales a la constante $\frac{t}{T}$

Caso 2: La duración de carga pico es muy corta $t \rightarrow 0$ (Ver figura 2.22).

La ecuación 2.58 se convierte en $F_C = \frac{P_1}{P_2}$, la ecuación 2.62 se convierte en $F_{\text{perd}} = \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^2$, por lo tanto.

$$F_{\text{perd}} \rightarrow F_C^2 \quad (2.66)$$

Esto es, el valor del factor de pérdidas se aproxima al valor del factor de carga al cuadrado.

Caso 3: La carga es estable $t \rightarrow T$ (Ver figura 2.22).

Esto es, la diferencia entre la carga pico y la carga no pico es despreciable. Por ejemplo, si la carga del consumidor es una planta petroquímica, este sería el caso.

Aquí la carga pico se sostiene en todo T y por lo tanto,

$$F_{\text{perd}} \rightarrow F_C \quad (2.67)$$

Esto es, el valor del factor de pérdidas se aproxima al valor del factor de carga.

En general, el valor del factor de pérdidas está entre

$$F_C^2 < F_{\text{perd}} < F_C \quad (2.68)$$

Por lo tanto, el factor de pérdidas no puede determinarse directamente del factor de carga. La razón es que el factor de pérdidas es determinado desde las pérdidas como una función del tiempo, que a su vez es proporcional a la función del tiempo de la carga al cuadrado.

Sin embargo, Buller y Woodrow desarrollaron una fórmula aproximada para relacionar el factor de pérdidas con el factor de carga, como:

$$F_{\text{perd}} = CF_C + (1 - C)F_C^2 \quad (2.69)$$

donde C es un coeficiente variable que depende de aproximaciones estadísticas.

Las expresiones más comúnmente empleadas para el cálculo del factor de pérdidas son:

$$f_{per} = 0,3F_c + 0,7F_c^2 \text{ práctica Europea} \quad (2.70)$$

$$f_{per} = 0,4F_c + 0,6F_c^2 \text{ práctica Americana} \quad (2.71)$$

La ecuación 2.70 da un resultado razonablemente ajustado.

La figura 2.23 da tres curvas diferentes de factor de pérdidas como una función del factor de carga.

La figura 2.22 ilustra las dos condiciones de carga extrema y que fueron deducidas del caso general.

Para carga tipo A, la demanda en algún tiempo es del 100 % o el 0 % en el resto del tiempo $T-t$. El factor de carga para la carga tipo A puede variar del 0 % al 100. El factor de pérdidas para la carga tipo A es siempre igual al factor de carga.

Para la carga Tipo B, la carga es constante por 23 horas (del 0 % hasta el 100 % de plena carga) y del 100 % para la hora restante. El factor de carga variará del 4.17 % (cuando la porción constante es 0 %) hasta el 100 %. El factor de pérdidas es igual al factor de carga por debajo del 4.17 % y en el 100%. Entre estos valores, los factores de pérdidas y los factores de carga tienen las relaciones mostradas en la figura 2.23 y en la tabla 2.6

Para propósitos prácticos, la carga tipo A y la carga tipo B representan los dos extremos de la relación entre los factores de carga y los factores de pérdidas.

Como un primer paso el factor de carga y las pérdidas de energía (promedio y pico) pueden ser estimados. Para complementar esto las expresiones que se pueden usar son:

$$\text{Factor de carga} = \frac{\text{Energía generada (kW)}}{\text{Demanda pico en kW} \times T} \times 100 \quad (2.72)$$

$$\text{Pérdidas de energía promedio} = \frac{\text{Pérdidas de energía}}{\text{Energía generada}} \times 100 \quad (2.73)$$

La tabla 2.7 provee algunos valores típicos promedios del multiplicador de pérdidas de potencia (por ejemplo, la relación del período pico a las pérdidas promedio) para varios factores de carga. Valores reales dependerán del circuito específico bajo estudio.

Para transformadores de distribución, la relación entre el factor de pérdidas y el factor de carga es expresada con la siguiente relación empírica

$$\text{Factor de pérdidas} = 0,15 \text{ Factor de carga} + 0,85(\text{Factor de carga})^2 \quad (2.74)$$

Esta relación es indicada en la tabla 2.7 y mostrado gráficamente en la figura 2.23.

Para los alimentadores de distribución, la relación general entre los factores de pérdidas y los factores de carga son tabulados en la tabla 2.7 y mostrados en la figura 2.23 (estas relaciones están basadas sobre valores promedio para muchos sistemas).

La capacidad es cómodamente evaluada explorando las relaciones entre las pérdidas de energía sobre un período de tiempo especificado y las pérdidas de potencia a la hora pico.

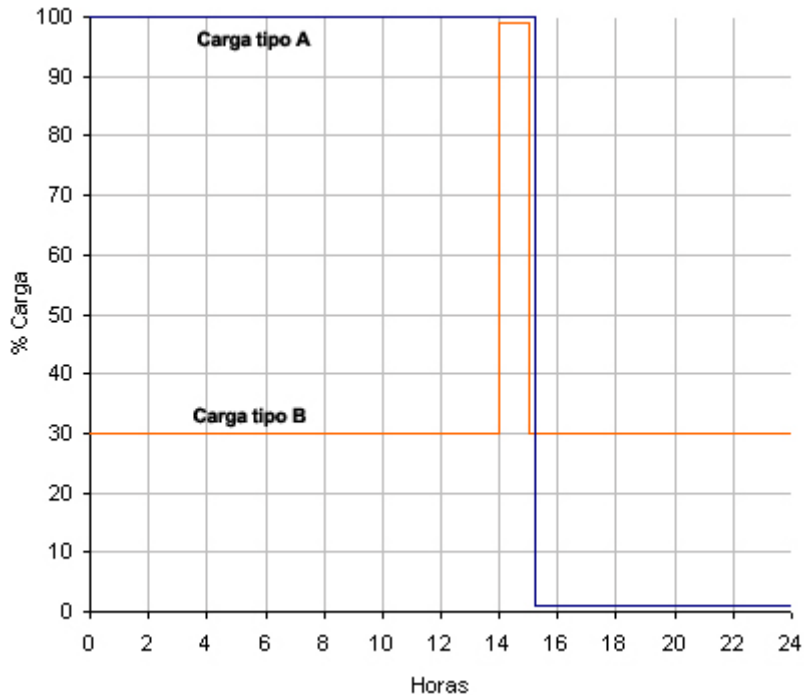


FIGURA 2.22. Condiciones extremas de carga.

Las pérdidas de potencia mínimas a la hora pico son asociadas con la carga tipo A. Para este tipo de cargas, las pérdidas de potencia pico son iguales a las pérdidas de energía. Si las pérdidas de potencia pico son iguales al 15%, las pérdidas de energía también son del 15%.

Para todos los propósitos prácticos, las pérdidas de potencia máximas a la hora pico son asociadas con la carga tipo B. Un modelo de cálculo fue desarrollado para la carga tipo B, basado en lo siguiente:

$$Cload = (\text{Carga constante})(0.0 \text{ a } 100 \%)$$

$$Pico = 100 \%$$

$$\text{Factor de carga} = \frac{Cload \times (\text{Horas} - 1)}{Pico \times \text{Horas}} \times 100$$

$$\text{Energía total} = [Cload \times (\text{Horas} - 1)] + Pico$$

$$PCT = \text{Porcentaje de pérdidas de energía}$$

$$\text{Registro de energía} = \frac{PCT}{100} \times \text{Energía total}$$

$$DSQ = \text{Cuadrados de demandas} = (\text{Horas} - 1) \times Cload^2 + Pico^2$$

Características de las cargas

$$PSH = \text{Porción de pico de pérdidas} = \frac{Pico^2}{DSQ}$$

Pérdidas de potencia en el pico = $PSH \times$ Pérdidas de energía

El modelo de carga tipo B fue usado para derivar los datos de la tabla 2.9 y la gráfica de la figura 2.24 para un ciclo de 24 horas y un ciclo de carga de 8760 horas.

TABLA 2.7. Relación entre el factor de carga y el factor de pérdidas.

Factor de carga %	Factor de pérdidas en %		
	Carga tipo B	Distribución	
		Transformador	Alimentador
0.0	4.2	4.2	4.2
5.0	4.2	4.2	4.2
10.0	4.5	4.7	6.0
20.0	6.8	8.1	10.1
25.0	8.7	10.1	13.0
30.0	11.1	13.0	16.0
35.0	14.1	16.0	19.6
40.0	17.6	19.4	23.2
45.0	21.6	23.8	32.0
50.0	26.1	28.0	32.0
55.0	31.1	33.1	37.0
60.0	36.1	38.2	42.8
65.0	42.8	44.7	44.8
70.0	49.4	51.5	55.0
75.0	56.5	59.1	62.6
80.0	64.2	66.5	70.0
85.0	72.3	75.0	77.0
90.0	81.0	83.9	85.5
95.0	90.3	90.4	90.5
100.0	100.0	100.0	100.0

TABLA 2.8. Multiplicador de pérdidas de potencia vs factor de carga

Factor de carga %	Factor de pérdidas %	Multiplicador de pérdidas de potencia
30	20.6	1.46
35	24.6	1.42
40	28.8	1.39
45	33.3	1.35
50	38.1	1.31
55	43.1	1.28
60	48.4	1.24

TABLA 2.9. Porcentaje de pérdidas de potencia a la hora pico para varios niveles de pérdidas de energía

Factor de carga %	% de pérdidas de potencia a la hora pico para varios niveles de pérdidas de energía					
	CICLO DE CARGA DE 24 HORAS					
	5%	10%	15%	20%	25%	30%
10	11.1	22.1	33.2	44.2	55.3	66.4
20	14.7	29.5	44.2	59.0	73.7	88.5
30	13.5	27.0	40.0	53.9	67.4	80.9
40	11.4	22.8	34.2	45.5	56.9	68.3
50	9.6	19.2	28.8	38.3	47.9	57.5
60	8.2	16.4	24.5	32.7	40.9	49.1
70	7.1	14.2	21.3	28.4	35.4	42.5
80	6.2	12.5	18.7	24.9	31.2	37.4
90	5.6	11.1	16.7	22.2	27.8	33.3
100	5.0	10.0	15.0	20.0	25.0	30.0
CICLO DE CARGA DE 8760 HORAS						
20	24.9	49.8	74.7	99.6	-	-
30	16.6	33.2	49.8	66.5	83.1	99.7
40	12.5	24.9	37.4	49.9	62.3	74.8

La tabla 2.9 y la figura 2.24 pueden ser usadas para aproximar el porcentaje de pérdidas de potencia a la hora pico cuando el factor de carga y las pérdidas de energía son conocidas. Para el ejemplo de carga de la figura 2.17, el factor de carga es del 51.5 % y las pérdidas de energía del 15 %. La curva de pérdidas correspondiente al 15 % de la figura 2.24, indica que las pérdidas pico máximas pueden ser 28 % se conoce que el mínimo es 15 %

El valor promedio $(15 + 28) / 2 = 21.5$ % puede usarse para el estudio (el valor calculado fué del 24.3 %)

Un ejemplo que muestra la forma de uso de la tabla 2.8 es el siguiente:

Demanda pico = 365 MW

Energía generada = 1278960 MWh

Pérdidas de energía = 217423 MWh

Factor de carga = $(1278960 / 365 \times 8760) \times 100 = 40$ %

Pérdidas de energía promedio = $(217423/1218960) \times 100 = 17$ %

Las pérdidas de potencia en el pico aproximadas = $17\% \times 1.39 = 23.6\%$ donde 1.39 es el multiplicador.

Para factor de carga del 50, 60, 70, 80, 90 y 100 % en el ciclo de carga de 8760 horas, los correspondientes valores de % de pérdidas de potencia a la hora pico son los mismos que para el ciclo de carga de 24 horas

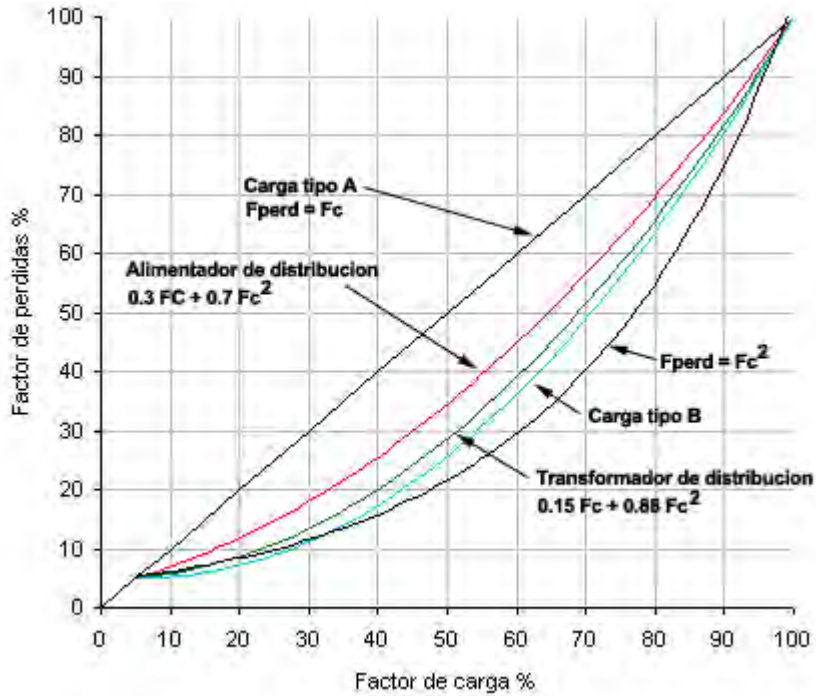


FIGURA 2.23. Relación entre Fc y Fper.

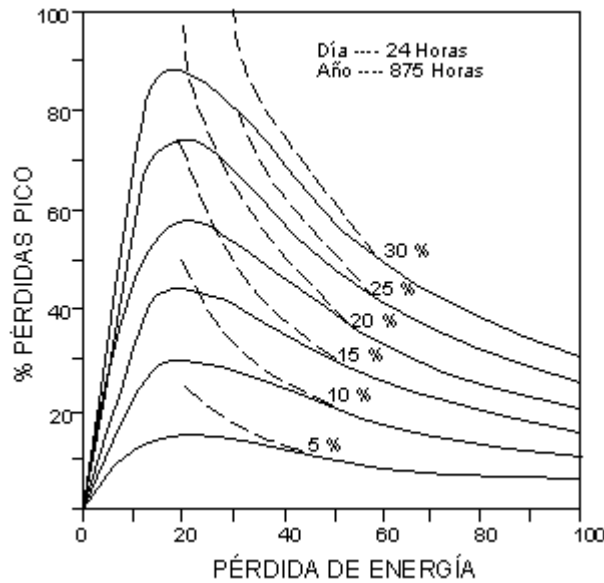


FIGURA 2.24. Pérdidas de potencia pico vs niveles de energía.

Parámetros básicos para el cálculo de redes de distribución

-
- 3.1 Los materiales para conductores eléctricos.**
 - 3.2 Características generales de los conductores.**
 - 3.3 Propiedades de los conductores.**
 - 3.4 Los conductores trenzados.**
 - 3.5 Conductores compuestos.**
 - 3.6 Resistencia de los conductores.**
 - 3.7 Inductancia y reactancia inductiva.**
 - 3.8 Resistencia y reactancia aparentes de cables subterráneos.**
 - 3.9 Inducción de cables en paralelo.**
 - 3.10 Capacitancia y reactancia capacitiva.**
 - 3.11 Clasificación de las líneas según su longitud.**
 - 3.12 Clasificación de las líneas según sus características electricas y magneticas.**

3.1 LOS MATERIALES PARA CONDUCTORES ELÉCTRICOS

3.1.1 El cobre

Es un metal muy maleable y dúctil de color rojizo, se puede vaciar, forjar, laminar, estirar y maquinar. El trabajado en frío lo endurece pero el recocido lo lleva de nuevo a su estado suave. La densidad varía ligeramente con el estado físico (89 es su valor promedio). Se funde a 1083 °C y en este estado tiene un color verde marino. Entra en aleación fácilmente con muchos otros metales y su conductividad eléctrica es muy sensible a la presencia de ligeras impurezas en el metal.

El cobre se oxida pero la capa de oxidación es protectora, el proceso de oxidación no es progresivo. El cobre en presencia del aire no se disuelve en ácido hidroclicorico o ácido sulfúrico diluido pero es fácilmente atacado por el ácido nítrico diluido, es también corroído lentamente por soluciones salinas y el agua de mar.

Hay dos métodos bien conocidos para endurecer el cobre: uno es por tratamiento mecánico y el otro es por adición de un elemento aleante. Las propiedades del cobre no se afectan por un enfriamiento rápido después de recocerlo o laminarlo. El cobre trabajado en frío se suaviza con el recocido, disminuye su resistencia a la tensión y se incrementa su ductilidad.

Las aleaciones con Mn, Ni, Zn, St y Al generalmente lo endurecen y disminuyen su ductilidad pero mejoran el laminado.

3.1.2 El aluminio

Es un metal dúctil, de color blanco plata que se puede fácilmente laminar, enrollar, extruir y forjar. Su densidad relativa es 2.703. El aluminio se funde a 660 °C. El aluminio tiene conductividad térmica y eléctrica relativamente altas. El metal está siempre cubierto con una película delgada de óxido que es impermeable y protectora. Por esto, el aluminio muestra estabilidad y larga vida bajo exposiciones atmosféricas ordinarias.

La exposición a atmósferas con alto contenido de sulfuro de hidrógeno o bióxido de azufre no causa ataques severos al aluminio a temperaturas ordinarias y por esta razón, el aluminio o sus aleaciones se pueden usar en atmósferas que serian rápidamente corrosivas a muchos otros metales.

Las partes de aluminio no deben, en general, exponerse a soluciones salinas mientras estén en contacto con partes de cobre, bronce, níquel, estaño o acero ya que es factible que ocurra un ataque galvánico al aluminio. El contacto con el cadmio en tales soluciones no acelera en forma apreciable el ataque al aluminio, mientras que el contacto con el zinc es en general benéfico ya que el zinc es atacado selectivamente y protege en forma catódica las superficies adyacentes del aluminio.

La mayor parte de los ácidos orgánicos, y sus soluciones acuosas tiene poco o ningún efecto en el aluminio a temperatura ambiente, aunque el ácido oxálico, que es corrosivo es una excepción. El ácido nítrico concentrado (aprox 80% por peso) el ácido sulfúrico humeante se pueden manipular en recipientes de aluminio, sin embargo, las soluciones mas diluidas (menos del 0.1 %) de los ácidos hidroclicorico e hidrofúorico tienen una acción rápida corrosiva sobre el aluminio así como los álcalis fuertes de potasio y los hidróxidos de sodio.

El hidróxido de amoniaco y muchas bases orgánicas tienen poco efecto sobre el aluminio. El aluminio en presencia del agua y escaso aire sin oxígeno se convierte rápidamente en hidróxido de aluminio (que es un polvo blanco).

La aleación de aluminio 1350 que tiene una pureza de aproximadamente del 99.5% y una conductividad mínima del 61% IACS se usa para conductores.

El aluminio trabajado en frío se suaviza con el recocido, con disminución de su resistencia a la tensión e incremento de su ductibilidad. El aluminio se puede alea con distintos elementos con un consecuente incremento en resistencia y dureza. Se puede alea con el cobre, silicio, magnesio, manganeso, cromo y zinc.

El aluminio puro es un metal relativamente débil. El aumento de su resistencia se consigue con aleantes.

Las aleaciones más adecuadas para laminación en frío rara vez contiene menos del 90 al 95 % de aluminio. Por medio de aleantes, de trabajado y de tratamiento térmico, es posible obtener resistencias a la tensión que varían desde 8500 lb/in² para aluminio puro recocido hasta 8200 lb/in² para aleaciones iniciales atadas térmicamente, con densidades de 2.65 a 3.00.

3.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS CONDUCTORES

3.2.1 Densidad del cobre

El cobre puro, laminado, forjado o estirado en frío y fuego recocido, tiene una densidad de 8.89 gr/cm³ a 20 °C o de 8.9 gr/cm³ a 0 °C. La densidad de muestras de cobre de alta conductividad varía simultáneamente de 8.87 a 8.91 y ocasionalmente entre 8.83 y 8.94. las variaciones en la densidad pueden ser causadas por defectos microscópicos o por la presencia de escamas o por algún otro defecto; la presencia de 0.3% de oxígeno ocasiona una reducción de 0.01 en la densidad. El cobre estirado en frío tiene una densidad de 0.02% menos que la del cobre recocido, pero para fines prácticos la diferencia es despreciable.

3.2.2 Densidad del alambre de acero vestido de cobre

Es un valor medio entre las densidades del cobre y del acero y se pueden calcular fácilmente cuando se conocen los volúmenes relativos (o secciones transversales) de cada uno de estos metales. Para fines prácticos se usa un valor de 8.15 gr/cm³ a 20 °C.

3.2.3 Densidad de los alambres de aluminio (estirado en frío comercialmente)

Es de 2.705 gr/cm³ a 20 °C. La densidad del aluminio refinado electrolíticamente (99.97 % Al) y la del alambre refinado en frío de la misma pureza de 2.698 gr/cm³ a 20 °C.

Para material menos puro se tiene una disminución apreciable en la densidad al trabajarlo en frío. El material recocido con una densidad de 2.702 adquiere una densidad de 2.700 en la condición de estirado en frío.

3.2.4 Densidad y peso específico de alambre y acero galvanizado

La densidad y peso específico de alambre y acero galvanizado con recubrimiento de zinc clase A es de 7.83 gr/cm³ a 20 °C (0.283 lb/in³); en clase B es de 7.80 gr/cm³ a 20 °C (0.282 lb/in³) y en clase C es de 7.78 gr/cm³ a 20 °C (0.281 lb/in³).

3.2.5 Porcentaje de conductividad

Es muy común indicar la conductividad de un conductor en términos de su razón porcentual con respecto a la conductividad del metal químicamente puro de que esta hecho el conductor o bien en términos de su razón porcentual con respecto a la conductividad del cobre estándar internacional.

El porcentaje de conductividad se puede expresar en dos formas diferentes: una de ellas, cuando las secciones transversales de los conductores son iguales, se llama razón de conductividad volumétrica y la otra, cuando las masas de los conductores son iguales, se llama razón de conductividad másica.

3.2.6 Norma internacional de cobre recocido (IACS)

Es el valor aceptado internacionalmente para la resistividad de cobre recocido en 100% de conductividad.

Este estándar se expresa en términos de la resistividad másica como $0.15328 \Omega \text{ gr/m}^2$ o como la resistencia de un alambre redondo uniforme de 1 metro de longitud y peso de 1 gr. A una temperatura de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ (este valor es equivalente a $875.2 \Omega \text{ lb/mi}^2$). También se expresa en términos de la resistividad volumétrica a $20 \text{ }^\circ\text{C}$ como $10.371 \Omega \text{ cm/ft}$ ó $0.017241 \Omega \text{ lb/mm}^2/\text{m}$ ó $1.7241 \mu\Omega\text{cm}$ ó $0.67879 \mu\Omega.\text{in}$

3.3 PROPIEDADES DE LOS CONDUCTORES

3.3.1 Conductores eléctricos (formas)

Los conductores eléctricos se fabrican en varias formas para diversos propósitos. Estos pueden ser alambres, cables, soleras planas, barras cuadradas o rectangulares, ángulos, canales o diseños especiales para requisitos particulares. Sin embargo, el uso más amplio de los conductores es en la forma de alambre sólido redondo, de conductores trenzados y de cables.

3.3.2 Definiciones de los conductores eléctricos

Alambre.

Es una barra o filamento de metal laminado o extruído cuya longitud es muy grande en comparación con el eje mayor de su sección transversal.

Conductor.

Un alambre o combinación de alambres no aislados entre si, adecuados para transmitir corriente eléctrica.

Conductor trenzado.

Es un conductor compuesto de un grupo de alambres, usualmente retorcidos o cualquier combinación de grupos de alambres.

Cable.

Es un conductor trenzado (cable conductor sencillo) o una combinación de conductores aislados entre sí (cable conductor múltiple).

Hilo.

Uno de los alambres de cualquier conductor trenzado.

Cable concéntrico.

Un cable trenzado compuesto de un núcleo central rodeado por una o más capas de alambres o grupos de alambres dispuestos helicoidalmente.

Conductor de trenzado concéntrico

Conductor construido con un núcleo central rodeado por una o más capas de alambres dispuestos helicoidalmente.

Conductor de núcleo trenzado.

Conductor construido con un núcleo central de uno o más elementos hacinados trenzados o de trenzado concéntrico alrededor del cual se colocan una o más capas helicoidales de tales elementos.

Cable de N conductores.

Una combinación de N conductores aislados uno del otro.

Cable concéntrico de N conductores.

Cable compuesto de un núcleo central conductor aislado, con N - 1 conductores tabulares trenzados, dispuestos concéntricamente alrededor del núcleo y separados por capas de aislante.

3.3.3 Tamaño de los conductores (sistema AWG)

Los tamaños de los alambres y cables se especifican en función del diámetro en MILS (milésimas de pulgada). Esta práctica se sigue sobretodo al redactar especificaciones y es muy sencilla y explícita. Un buen número de fabricantes de alambres fomentan esta práctica y fue adoptada en forma definitiva en USA en 1911.

El circular mil CM es el término usado para definir áreas de secciones transversales y es una unidad de área igual al área de un círculo de 1 MIL de diámetro. Tal círculo tiene un área de 0.7854 o $(\pi/4)$ mil². Así, un alambre de 10 mils de diámetro tiene un área en su sección transversal de 100 CM o 78.54 mil². Por tanto, $1\text{CM} = 0.7854 \text{ mil}^2$.

El calibre americano para alambres se conoce también como calibre de Brown and Sharpe y fue inventado en 1857 por J.R Brown. Se abrevia con las siglas AWG (American Wire Gage). Este calibre tiene la propiedad en común con otros calibres de que sus tamaños representan aproximadamente los pasos sucesivos en el proceso de estirado del alambre. Igual que en otros calibres, sus números son retrogresivos y no son arbitrariamente escogidos sino que siguen una ley matemática en la que se basa el calibre.

La base del AWG es una ley matemática sencilla. El calibre se designa por la especificación de dos diámetros y la ley de que un número dado de diámetros intermedios se forman por progresión geométrica.

Así, el diámetro del Nro 4/0 se define como 0.4600 in (460 MIL) con área de 211600 CM y el diámetro del Número 36 se define como 0.0050 in (5 MIL) con un área de 25 CM. Hay 38 números entre los 2; por lo tanto, la razón de cualquier diámetro al diámetro del siguiente número mayor esta dado por la expresión:

$$a = \sqrt[39]{\frac{460 \text{ MIL}}{5 \text{ MIL}}} = 1,1229322 \quad \text{y} \quad a^6 = 2,005 \quad (3.1)$$

Y la razón de cualquier área al área del siguiente número es:

$$b = \sqrt[39]{\frac{211600 \text{ CM}}{25 \text{ CM}}} = 1,261 \quad \text{y} \quad b^3 = 2,005 \quad (3.2)$$

Existen varias reglas aproximadas aplicables al sistema AWG que son útiles (sabiendo que $b = a^2$)

1. Un incremento de números de calibre (por ejemplo del Nro 10 al Nro 7) duplica el área y el peso y por consiguiente reduce a la mitad la resistencia a la corriente directa.
2. Un incremento de 6 números de calibre (por ejemplo del Nro 10 al Nro 4) duplica el diámetro.
3. Un incremento de 10 números de calibre (por ejemplo del Nro 10 al Nro 1/0) multiplica el área y el peso por 10 y divide la resistencia entre 10.
4. Un alambre Nro 10 tiene un diámetro de aproximadamente 0.10 in, un área de aproximadamente 10.000 CM y (para el cobre estándar recocido a 20 °C) una resistencia de aproximadamente 1.0 W / 1000 St.
5. El peso del alambre 2 de cobre es muy cercano a 200 lb/1000 ft.

La siguiente relación es útil para efectuar la conversión del tamaño de los conductores

$$CM = in^2 \times 1273200 = mm^2 \times 1973,5 \quad (3.3)$$

3.4 LOS CONDUCTORES TRENZADOS

Los conductores trenzados se usan generalmente debido a su mayor flexibilidad y consecuente facilidad de manejo. Entre mayor sea el número de alambres en cualquier sección transversal dada, mayor será la flexibilidad del conductor. La mayoría de los conductores de mayor tamaño que el 4/0 AWG son trenzados.

Generalmente, en un conductor trenzado concéntricamente, todos los alambres son del mismo tamaño y del mismo material, aunque existen conductores especiales con alambres de diferente tamaño y material. Los primeros se encuentran en algunos cables aislados y los segundos en conductores trenzados aéreos que combinan una alta conductividad con una alta resistencia en sus alambres.

La flexibilidad de cualquier tamaño dado de cable se incrementa conforme aumenta el número de alambres. Es práctica común incrementar el número total de alambres conforme crece el diámetro del cable con el fin de proporcionar una flexibilidad razonable en su manejo. Los llamados cables flexibles concéntricos usados en cables aislados tienen una o dos capas más de alambres que el tipo estándar de cable de uso ordinario.

3.4.1 Número de alambres en conductores estándar

Con respecto al número de alambres en conductores estándar N, se manejan las siguientes relaciones:

Para construcciones con 1 alambre en el núcleo (1,7,19,etc).

$$N = 3n(n + 1) + 1 \quad (3.4)$$

Para construcciones con 3 alambres en el núcleo (3,12,etc)

$$N = 3n(n + 2) + 3 \quad (3.5)$$

Donde n es el número de capas sobre el núcleo que no se cuenta como capa.

3.4.2 Tamaños de alambres en conductores trenzados.

El tamaño de los alambres en conductores trenzados esta dado por:

$$d = \sqrt{\frac{A}{N}} \quad (3.6)$$

donde

A = área total del conductor en MILS

N = número total de alambres

3.4.3 Diámetro de los conductores trenzados.

El diámetro del círculo que circunscribe a los conductores trenzados esta dado por:

$$D = d(2n + k) \quad (3.7)$$

donde

d = diámetro del alambre individual

n = número de capas sobre el núcleo, el cual no se cuenta como capa

$k = 1$ para construcciones con núcleos de 1 alambre

$k = 2,155$ para construcciones con núcleos de 3 alambres

La siguiente regla proporciona un método simple para determinar el diámetro exterior de un conductor trenzado concéntricamente a partir del diámetro conocido de un alambre sólido de la misma área transversal.

$$D = d \cdot k \quad (3.8)$$

donde

D = diámetro exterior del conductor

d = diámetro del alambre solido de la misma seccion transversal

$k = 1,244$ para $N = 3$

$k = 1,134$ para $N = 7$

$k = 1,199$ para $N = 12$

$k = 1,147$ para $N = 19$

$k = 1,151$ para $N = 37$

$k = 1,152$ para $N = 61$

3.4.4 Área de los conductores trenzados.

El área de los conductores trenzados esta dado por:

$$A = Nd^2(\text{CM}) = \frac{1}{4}\pi Nd^2 \times 10^{-6}(\text{in}) \quad (3.9)$$

3.4.5 Efectos del trenzado.

Todos los alambres de un conductor trenzado, excepto el alambre del núcleo, forman hélices continuas de longitud ligeramente mayor que el eje o núcleo. Esto causa un incremento ligero en el peso y en la resistencia eléctrica y una ligera disminución en la resistencia a la tensión y algunas veces afecta la inductancia interna en comparación teórica con un conductor de iguales dimensiones pero formado por alambres rectos paralelos al eje.

3.5 CONDUCTORES COMPUESTOS

Son aquellos hechos usualmente de dos tipos diferentes de alambres con distintas características. Ellos se diseñan generalmente para una razón de características físicas y eléctricas diferentes de las encontradas en los materiales homogéneos.

Los conductores ACSR (aluminio reforzado con acero) y ACAR (aleación de aluminio reforzado), son los tipos más comunes usados en líneas aéreas de transmisión y distribución.

Los cables de este tipo son particularmente adaptables a construcciones de gran vano o claro o a otras condiciones de servicio que requieren más de una resistencia promedio (dada por el acero) combinada con una buena conductancia eléctrica (dada por el aluminio).

Ellos se prestan fácilmente a un uso económico y confiable en líneas de transmisión, en líneas de distribución rural y urbana cuando se requieren en vanos muy largos.

3.6 RESISTENCIA DE LOS CONDUCTORES

El paso de los electrones a través de un conductor no se logra sin que estos sufran choques con otras partículas atómicas. Es más, estas colisiones no son elásticas y se pierde energía en cada una de ellas. Tal pérdida de energía por unidad de carga se interpreta como una caída de potencial a través del material.

La cantidad de energía que pierden los electrones se relaciona con las propiedades físicas del material conductor por el cual circula una corriente eléctrica dada, la resistencia indica la tasa promedio a la que la energía eléctrica se convierte en calor. El término es aplicable sólo cuando la tasa de conversión es proporcional al cuadrado de la corriente y es entonces igual a la conversión de energía dividida entre el cuadrado de la corriente

3.6.1 Resistencia a la corriente directa.

La resistencia a la corriente directa a 20 °C de un conductor eléctrico formado por un alambre de cualquier material, está expresada mediante la fórmula:

$$R_{cd} \text{ a } 20\text{ °C} = \rho \frac{l}{A} \quad \Omega \quad (3.10)$$

en donde:

l Es la longitud del conductor en m

A Es el área de la sección transversal del conductor en mm^2 $A = \frac{\pi d^2}{4}$

ρ Es la resistividad volumétrica del material del conductor en $\frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$

$$\rho = 0,0172413 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \text{ para Cobre blando 100\% de conductividad a } 20\text{ °C}$$

$$\rho = 0,017683 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \text{ para Cobre duro 97.5\% de conductividad a } 20\text{ °C}$$

$$\rho = 0,028264 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \text{ para Aluminio 61\% de conductividad a } 20\text{ °C}$$

$$\rho = 0,03372 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \text{ para el ACSR 7 hilos 61\% de conductividad a } 20\text{ °C}$$

$$\rho = 0,03619 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \text{ para el ACSR 37 hilos 47\% de conductividad a } 20\text{ °C}$$

3.6.2 Efecto del cableado sobre la resistencia

Como las longitudes de los alambres de las capas superiores de un cable tienen una longitud mayor que el alambre central, el incremento de la resistencia por efecto del cableado para fines prácticos se puede considerar como:

$$R_{cd} \text{ a } 20\text{ °C cable} = \rho \frac{l}{A} (1 + k_c) \quad (3.11)$$

en donde k_c es el factor de cableado y los valores correspondientes se muestran en la tabla 3.1.

TABLA 3.1. Incremento de la resistencia por efecto de cableado.

Tipo de cableado	K_c
Cables redondos de 7 hilos (normal y compacto)	0.020
Cables redondos de 19 hilos (normal y compacto)	0.030
Cables redondos de más de 37 hilos	0.035
Cables ACSR (1+6)	0.015
Cables ACSR (7+30)	0.0275
Cables ACSR (7+54)	0.025
Cables de sección segmental y sectorial	0.015

Las resistencias de los conductores se dan normalmente en Ω/km en los catálogos de conductores.

En la tabla 3.2 se consignan los valores de resistencia c.d a 20°C de los conductores más usados en el diseño de redes de distribución.

3.6.3 Efecto de la temperatura sobre la resistencia.

Dentro de los límites normales de operación de los conductores eléctricos, los únicos cambios apreciables en los materiales usados son los incrementos en la resistencia y en la longitud que estos sufren en virtud de los cambios de temperatura. El más importante para cables subterráneos y líneas aéreas es el cambio en el valor de la resistencia ya que el incremento en la longitud sólo es importante en el caso de líneas aéreas con grandes tramos entre postes.

TABLA 3.2. Resistencia cd a 20 °C en Ω/km para conductores cableados concéntricos.

Calibre AWG o MCM	Número de hilos	Cu		Al		ACSR		
		blando 100%	duro 97.5%	ASC 61%	grado EC duro			
6	7	1.323	1.3760			2.1680	2.154	1+6
4	7	0.8314	0.8648	1.36326	(7)	1.3630	1.354	1+6
2	7	0.5230	0.5440	0.85733	(7)	0.8574	0.8507	1+6
1	19	0.4147	0.4314	0.67982	(7)	0.6798	0.6754	1+6
1/0	19	0.3287	0.3418	0.53874	(7)	0.5390	0.5351	1+6
2/0	19	0.2608	0.2712	0.42751	(7)	0.4275	0.4245	1+6
3/0	19	0.2068	0.2151	0.33893	(7)	0.3391	0.3367	1+6
4/0	19	0.1640	0.1706	0.26891	(7)	0.2689	0.2671	1+6
250	37	0.1388	0.1444			0.2276		
266.8				0.21327	(7)		0.2100	7+26
300.0	37	0.1157	0.1203	0.18967	(19)	0.1897	0.1870	7+30
336.4				0.16914	(19)		0.1654	7+30
350.0	37	0.09918	0.1031			0.1626		
397.5				0.14315	(19)		0.1401	7+30
400.0	37	0.08678	0.9022			0.1422		
450.0	37	0.0771	0.0802			0.1263		
477.0				0.11930	(19)		0.1165	7+30
500	37	0.06941	0.0722	0.11382	(19)	0.1138	0.1119	7+30

En cables aislados subterráneos bastará con usar una técnica adecuada de instalación que permita absorber el cambio en las dimensiones del conductor.

Si se efectúan mediciones de la resistencia en un conductor a distintas temperaturas y se sitúan los valores obtenidos en una gráfica, se obtiene la curva ilustrada en la figura 3.1

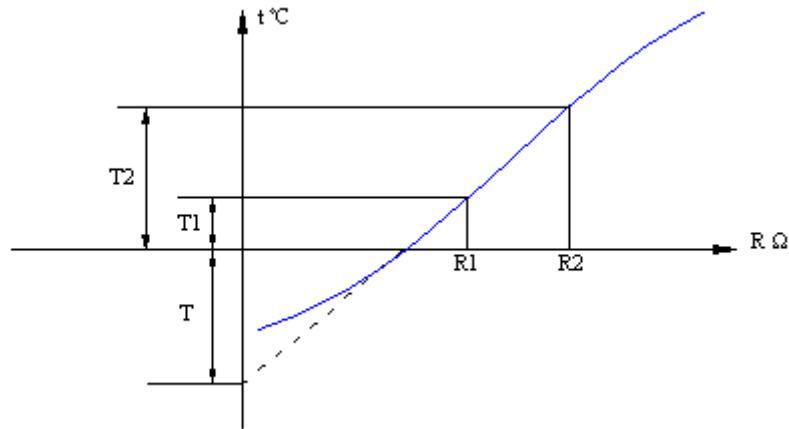


FIGURA 3.1. Variación de la resistencia con la temperatura.

La resistencia R_2 a una temperatura T_2 cualquiera, en función de la resistencia R_1 a una temperatura T_1 distinta de cero estaría dada por:

$$R_2 = R_1[1 + \alpha(T_2 - T_1)] \quad (3.12)$$

en donde α se denomina coeficiente de temperatura dado en $^{\circ}\text{C}^{-1}$.

El valor de la resistividad se expresa generalmente a una temperatura standard de 20 $^{\circ}\text{C}$.

El punto de intersección de la prolongación de la parte rectilínea de la curva de la figura 3.1 con el eje t es un valor constante para cada material; en esta temperatura el valor teórico de la resistencia del material es nula.

Los siguientes son los valores de T en $^{\circ}\text{C}$ para los materiales comunmente usados en la fabricación de conductores eléctricos.

$T = 234,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ Para cobre blando con 100% de conductividad.

$T = 241,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$ Para cobre semiduro y duro estirado en frio con 97.5% de conductividad.

$T = 228,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$ Para aluminio con 61% de conductividad.

de la figura 3.1 se deduce que:

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{T_2 + T}{T_1 + T} = \text{Factor de corrección} \quad (3.13)$$

En la tabla 3.3 se muestran los factores de corrección por temperatura para el cálculo de resistencias de conductores eléctricos de Cobre y Aluminio.

3.6.4 Resistencia a la corriente alterna.

La resistencia de un conductor a la corriente alterna es mayor que la resistencia que presenta el mismo conductor a la corriente directa. Este incremento es ocasionado por dos efectos:

- El efecto piel (o efecto skin).
- El efecto de proximidad.

Por lo que la resistencia a la corriente alterna se calcula de acuerdo con:

$$R_{ca} = R_{cd}(1 + Y_s + Y_p) \frac{\Omega}{km} \quad (3.14)$$

donde:

Y_s es un factor debido al efecto piel.

Y_p es un factor debido al efecto de proximidad.

TABLA 3.3. Factores de corrección por temperatura para cálculo de resistencia.

Temperatura del conductor °C	(Factor de corrección) ⁻¹	
	Cobre	Aluminio
0	1.085	1.088
5	1.062	1.064
10	1.040	1.042
15	1.020	1.020
20	1.000	1.000
25	0.980	0.980
30	0.962	0.961
35	0.944	0.943
40	0.927	0.925
45	0.910	0.908
50	0.894	0.892
55	0.879	0.876
60	0.869	0.866
65	0.850	0.846
70	0.836	0.832
75	0.822	0.818
80	0.809	0.805
85	0.796	0.792
90	0.784	0.780

- Efecto piel

Si se hace circular una corriente alterna por un conductor, las pérdidas de energía por resistencia resultan algo mayores que las pérdidas que se producen cuando circula una corriente directa de magnitud igual al valor eficaz de la corriente alterna. Al circular corriente directa por el conductor se tendrá una densidad de corriente uniforme en toda la sección del conductor. En cambio cuando circula corriente alterna por el mismo conductor, la densidad de corriente es mayor en la superficie que en el centro de dicho conductor.

A este fenómeno se le conoce como "efecto piel". Y el resultado es una resistencia mayor en corriente alterna.

El factor Y_s del efecto piel se calcula por medio de:

$$Y_s = \frac{X_s^4}{192 + 0,8X_s^4} \quad (3.15)$$

con

$$X_s^2 = \frac{8\pi f}{R'} \times 10^{-4} K_s \quad (3.16)$$

donde

f es la frecuencia del sistema en Hz.

R' es la resistencia del conductor corregida a la temperatura de operación en Ω/km .

$K_s = 1,0$ para conductores redondos y conductores redondos compactos.

$K_s = 0,435$ Para conductor compacto segmental.

Para cálculos prácticos, es usada con mucha frecuencia la siguiente expresión:

$$Y_s = 7,5f^2 d^4 \times 10^{-7} \quad (3.17)$$

donde d es el diámetro del conductor en cm, lo que permite concluir que la diferencia entre R_{cd} y R_{ca} se acentúa a medida que aumenta el calibre de los conductores y aumenta la frecuencia f en ciclos.

Para conductores de pequeño calibre (menores de 1/0 AWG) ambas resistencias son prácticamente iguales.

- Efecto de proximidad

Cuando un conductor por el que fluye una corriente eléctrica alterna se encuentra cercano a otro que transporta un flujo de iguales características pero de sentido contrario, crea una resta vectorial de densidad de flujo, originando una reducción en la inductancia en las caras próximas y en las diametralmente opuestas, dando por resultado una distribución no uniforme de la densidad de corriente y aumento aparente de la resistencia efectiva, la cual se calcula afectando la resistencia original por un factor Y_p .

Esto es válido para cables paralelos que alimentan cargas monofásicas y trifásicas. La fórmula siguiente da el valor de Y_P :

$$Y_P = \frac{X_P^4}{192 + 0,8X_P^4} \left(\frac{d_c}{s} \right)^2 \left[0,312 \left(\frac{d_c}{s} \right)^2 + \frac{1,18}{\frac{X_P^4}{192 + 0,8X_P^4} + 0,27} \right] \quad (3.18)$$

con

$$X_P^2 = \frac{8\pi f}{R'} \times 10^{-4} K_P \quad (3.19)$$

donde

d_c es el diámetro del conductor en cm.

s es la distancia entre ejes de los conductores en cm.

$K_P = 1,0$ para conductor redondo y conductor redondo compacto.

$K_P = 0,37$ para conductor compacto segmental.

En el caso de cables tripolares con conductor segmental, el valor de Y_P obtenido se deberá multiplicar por 2/3 para obtener el factor de proximidad. También se deberá sustituir en la fórmula original: $d_c = d_x$ que es el diámetro de un conductor redondo de la misma área de un conductor sectorial.

$$s = d_x + t \quad \text{donde } t \text{ es el espesor del aislamiento} \quad (3.20)$$

En la tabla 3.4 se muestra la razón de resistencia c.a / c.d para conductores de cobre y aluminio a una frecuencia de 60 Hz para conductores cableados concéntricos normales de cobre y aluminio.

TABLA 3.4. Razón $\frac{R_{ca}}{R_{cd}}$ para conductores de cobre y aluminio a 60 Hz

Calibres AWG o MCM	Para cables con cubiertas no metálicas 1		Para cables con cubiertas metálicas 2	
	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
3 y menos	1.000	1.000	1.000	1.000
2	1.000	1.000	1.01	1.000
1	1.000	1.000	1.01	1.00
1/0	1.001	1.000	1.02	1.00
2/0	1.001	1.001	1.03	1.00
3/0	1.002	1.001	1.04	1.01
4/0	1.004	1.001	1.05	1.01
250	1.005	1.002	1.06	1.02
300	1.006	1.003	1.07	1.02
350	1.009	1.004	1.08	1.03
400	1.011	1.005	1.10	1.04

Notas aclaratorias de la tabla 3.4.

NOTA 1: Usese la columna 1 para la razón R_{ca} / R_{cd} para:

- A) Conductor monofásico con cubierta no metálica, instalada al aire o en ducto no metálico.
- B) Conductor monofásico con cubierta metálica, instalada con las cubiertas aisladas en aire o en ductos no metálicos separados.

La columna 1 incluye únicamente el efecto piel (skin). Por lo general pueden despreciarse los factores de proximidad que varían con el espaciamiento, para conductores espaciados en forma uniforme.

NOTA 2: Usese la columna 2 para la razón R_{ca} / R_{cd} para:

- A) Cables multiconductores con cubierta no metálica con conduit metálico.
- B) Cables multiconductores con cubierta metálica.
- C) Dos o múltiplos de 2 conductores monofásicos con cubierta no metálica, instalados en el mismo conduit metálico.
- D) Cables Multiconductores con cubiertas no metálicas, instaladas al aire o en conduit no metálico.

La columna 2 incluye la corrección por efecto skin, de proximidad y todas las otras pérdidas inductivas de corriente alterna.

Las tablas 3.5, 3.6 y 3.7 muestran las resistencias a la corriente alterna 60Hz de los conductores usualmente empleados en la construcción de redes de distribución aéreas.

La tabla 3.8 muestra la resistencia efectiva en Ω/km para los diferentes conductores a diferentes temperaturas y condiciones de instalación típicas de redes subterráneas.

TABLA 3.5. Resistencia c.a de conductores de aluminio tipo ACSR a 60 Hz.

Calibre AWG o MCM	Nro de hilos		Resistencia c.a 60Hz Ω/km		
	AC	AI	25°C	50°C	75°C
6	1	6	2.149	2.448	2.684
4	1	6	1.353	1.565	1.717
2	1	6	0.853	1.012	1.108
1	1	6	0.667	0.811	0.890
1/0	1	6	0.537	0.654	0.716
2/0	1	6	0.426	0.530	0.580
3/0	1	6	0.339	0.429	0.470
4/0	1	6	0.270	0.359	0.383
266.8	7	26	0.214	0.235	0.256
300	7	30	0.196	0.217	0.237
336.4	7	30	0.168	0.185	0.201
397.5	7	30	0.142	0.157	0.171
477	7	30	0.119	0.130	0.142
500	7	30	0.11	0.122	0.133

TABLA 3.6. Resistencia c.a de conductores de aluminio tipo ASC a 60 Hz.

Calibre	Nro de hilos	Resistencia c.a 60 Hz			Ω/km
		25°C	50°C	75°C	
4	7	1.3913	1.5286	1.6659	
2	7	0.8749	0.9613	1.0483	
1	7	0.6941	0.7624	0.8308	
1/0	7	0.5499	0.6046	0.6587	
2/0	7	0.4281	0.4797	0.5226	
3/0	7	0.3467	0.3809	0.4151	
4/0	7	0.2747	0.3020	0.3287	
266.8	7	0.2181	0.2399	0.2610	
300	19	0.1945	0.2131	0.2324	
336.4	19	0.1734	0.1901	0.2075	
397.5	19	0.1473	0.1609	0.1759	
477	19	0.1224	0.1348	0.1456	
500	19	0.1168	0.1268	0.1368	

TABLA 3.7. Resistencia c.a de conductores de cobre duro 97.5% de conductividad.

Calibre AWG o MCM	Nro de hilos	Resistencia c.a a 60 Hz			Ω/km
		25°C	50°C	75°C	
6	7	1.4024	1.5342	1.6660	1.7544
4	7	0.8814	0.9642	1.0470	1.1023
2	7	0.5544	0.6065	0.6586	0.7005
1	19	0.4397	0.4810	0.5223	0.5556
1/0	19	0.3486	0.3815	0.4142	0.4445
2/0	19	0.2767	0.3027	0.3286	0.3562
3/0	19	0.2196	0.2403	0.2609	0.2852
4/0	19	0.1746	0.1910	0.2074	0.2284
250	37	0.1479	0.1618	0.1757	0.1933
300	37	0.1233	0.1349	0.1466	0.1641
350	37	0.1060	0.1160	0.1259	0.1420
400	37	0.09296	0.1017	0.1104	0.1265
450	37	0.08297	0.09076	0.09856	0.1135
500	37	0.0749	0.08195	0.08898	0.1031

TABLA 3.8. Resistencia c.a de cables monopolares subterráneos. Ω/km .

Condiciones de instalación	T cond °C	T cond °C	Conductor	Aislamiento	Tensiones de operación	Calibre AWG - MCM								
						4	2	1/0	2/0	3/0	4/0	250	350	500
	25	90	AL	Vulcanel EP-DS	15-25	-	1.133	0.710	0.550	0.435	0.345	0.280	0.220	0.178
	25	90	AL	Vulcanel UEP - DRS		-	1.133	0.710	0.550	0.440	0.355	-	-	-
	40	75	Cu	EP XLP	5 15 25 35	-	1.133	0.710	0.550	0.438	0.355	-	-	-
	25	75	Cu	Sintenax	15-25	1.073	0.735	0.480	0.395	0.290	0.258	-	-	-
	25	75	Cu	Sintenax	15-25	1.070	0.722	0.466	0.380	0.321	0.260	-	-	-
	40	75	Cu	Sintenax	15-25	1.333	0.670	0.405	0.325	0.261	0.216	-	-	-

3.7 INDUCTANCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA

3.7.1 Definición de inductancia

Cuando por un conductor circula una corriente de magnitud variable con el tiempo se crea un flujo magnético variable, el cual se enlaza con los demás conductores del circuito (por los que también circulan corrientes de naturaleza análoga).

La inductancia es la propiedad de un circuito que relaciona la fem inducida por la velocidad de variación de flujo con la velocidad de variación de la corriente, o sea que:

$$L = \frac{d\sigma}{dt}H \quad (3.21)$$

Si el número de enlaces de flujo varía linealmente con la corriente se tendrá:

$$L = \frac{\sigma}{i} \quad (3.22)$$

La inductancia de un conductor de un circuito es igual al número de enlaces de flujo del conductor por unidad de corriente del mismo. En una línea de 2 conductores el número de enlaces de flujo del circuito es la suma de los enlaces de flujo de cada conductor.

3.7.2 Inductancia de un conductor debida al flujo interno.

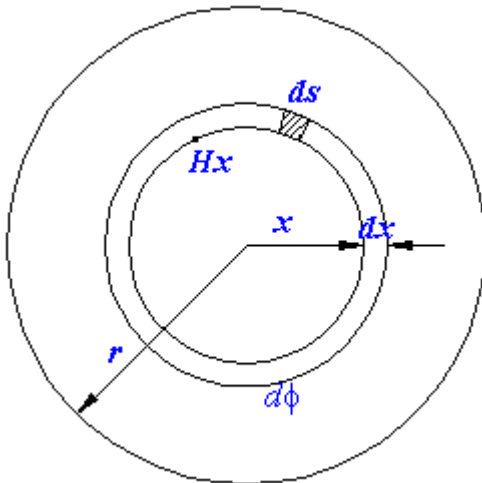


FIGURA 3.2. Flujo interno.

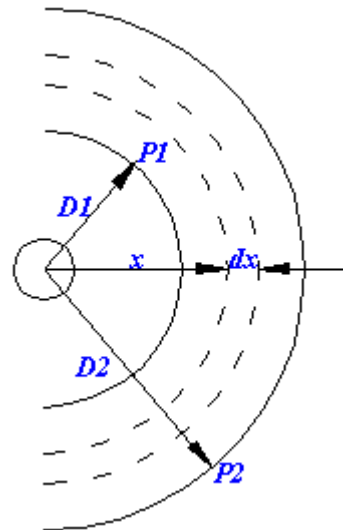


FIGURA 3.3. Flujo externo.

Considérese un largo conductor cilíndrico con la sección transversal representada en la figura 3.2

Se supone que el hilo o conductor de retorno está tan lejos que no afecta apreciablemente el flujo magnético creado por el conductor considerado. Las líneas de flujo son concéntricas al conductor.

La fuerza magnetomotriz f_{mm} en amperios - vuelta alrededor de cualquier línea cerrada, es igual a la corriente abarcada por la línea. La fmm es igual también a la integral de la componente tangencial de la intensidad de campo magnético a lo largo del filete. Así:

$$\oint H \cdot dS = I \text{ [A - vuelta]} \quad (3.23)$$

donde

H Es la intensidad del campo magnetico en [A - vuelta /m]

s Es la distancia a lo largo del camino en m.

I Es la corriente abarcada en amperios.

En un punto situado a una distancia x del centro del conductor:

$$\oint H \cdot dS = 2\pi x dx = Ix \quad (3.24)$$

Con H_x constante a lo largo de toda la línea y tangente a ella y donde I_x es la corriente abarcada por el radio x.

Suponiendo una densidad de corriente en toda la sección del conductor $D = \frac{I}{\pi r^2}$ y la densidad de corriente en

una sección del radio x del mismo conductor $D = \frac{I_x}{\pi x^2}$. Puesto que ambas densidades son iguales, se obtiene

que:

$$I_x = \frac{x^2}{r^2} I \text{ A} \quad (3.25)$$

Igualando las ecuaciones 3.24 y 3.25 se obtiene:

$$H_x = \frac{x}{2\pi r^2} I \frac{\text{Av}}{\text{m}} \quad (3.26)$$

y la densidad de flujo a x metros del centro del conductor es:

$$B_x = \mu H_x = \frac{\mu x}{2\pi r^2} I \frac{\text{Weber}}{\text{m}^2} \quad (3.27)$$

donde

$\mu = \mu_0 \mu_{\text{cond}}$ es la permeabilidad magnetica.

I es la corriente total del conductor.

El flujo por metro de longitud se podrá deducir como:

$$d\phi = B_x dA = B_x d(lx) = B_x l dx = \frac{\mu_0 \mu_{\text{cond}} x I l}{2\pi r^2} dx \text{ Weber}$$

$$\frac{d\phi}{l} = \frac{\mu_0 \mu_{\text{cond}} x I}{2\pi r^2} dx \frac{\text{Weber}}{\text{m}} \quad (3.28)$$

Si se considera el flujo concatenado total definido por $\sigma = N \cdot \phi$ y teniendo en cuenta que el conductor tiene que regresar por alguna parte para dar una vuelta ($N = 1$); los enlaces de flujo por metro de longitud, producidos por el flujo del elemento tubular que son el producto del flujo por metro de longitud por la fracción de corriente enlazada (o sea $N = \frac{1 \times x^2}{r^2}$) así,

$$\frac{d\sigma}{l} = \frac{\frac{x^2}{r^2} d\phi}{l} = \frac{\mu_0 \mu_{\text{cond}} x^3 I dx}{2\pi r^4} \frac{\text{Weber - vuelta}}{\text{m}}$$

Los enlaces totales de flujo en el interior del conductor en un metro de longitud serán :

$$\Psi_{\text{Inte}} = \int_0^x \frac{\mu_0 \mu_{\text{cond}} I}{2\pi r^4} x^3 dx$$

$$\Psi_{\text{Inte}} = \frac{\mu_0 \mu_{\text{cond}} I}{2\pi r^4} \cdot \frac{x^4}{4} \Big|_0^r$$

$$\Psi_{\text{Inte}} = \frac{\mu_0 \mu_{\text{cond}} I}{8\pi} \frac{\text{Weber - vuelta}}{\text{m}} \quad (3.29)$$

En el sistema MKS

$$\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7} \frac{\text{H}}{\text{m}}$$

$$\mu_{\text{cond}} = 1$$

para Cu y Al ya que no son magnéticos.

$$\Psi_{\text{Inte}} = \frac{4\pi \times 10^{-7} \cdot 1 \cdot I}{8\pi} = \frac{1}{2} \times 10^{-7} I \frac{\text{Weber - vuelta}}{\text{m}}$$

$$L_{\text{Inte}} = \frac{\Psi_{\text{Inte}}}{I} = \frac{1}{2} \times 10^{-7} \frac{\text{H}}{\text{m}} \quad (3.30)$$

3.7.3 Inductancia de un conductor debido al flujo externo

Se deducen ahora los enlaces de flujo de un conductor inicialmente aislado debidos a la porción de flujo exterior comprendido entre D_1 y D_2 metros del centro del conductor. En la figura 3.3 P_1 y P_2 son dos puntos a distancia D_1 y D_2 del centro del conductor por el que circula una corriente I . Como las líneas de flujo son círculos concéntricos al conductor, todo el flujo comprendido entre P_1 y P_2 está dentro de las superficies cilíndricas concéntricas que pasan por P_1 y P_2 . En el elemento tubular que está a x metros del centro del conductor, la intensidad de campo es H_x .

$$H_x = \frac{I}{2\pi x} \frac{A - \text{vuelta}}{m} \quad (3.31)$$

y la intensidad de flujo en el elemento es:

$$B_x = \frac{\mu I}{2\pi x} dx \frac{\text{Wb}}{m^2} \quad (3.32)$$

el flujo $d\phi$ en el elemento tubular de espesor dx es:

$$\frac{d\phi}{l} = \frac{\mu I}{2\pi x} dx \frac{\text{Wb}}{m} \quad (3.33)$$

Los enlaces de flujo $d\sigma$ por metro de longitud son iguales numéricamente al flujo $d\phi$ puesto que el flujo exterior al conductor enlaza toda la corriente del conductor tan solo una vez, o sea.

$$d\psi_{\text{ext}} = \frac{\mu_0 \mu_{\text{aire}} I}{2\pi x} dx$$

puesto que

$$d\psi_{\text{ext}} = \frac{d\sigma}{l} = \frac{d\phi}{l} \quad \text{y} \quad \mu = \mu_0 \mu_{\text{aire}}$$

Los enlaces totales de flujo exteriores entre P_1 y P_2 serán:

$$\psi_{\text{ext}} = \int_{D_1}^{D_2} \frac{\mu_0 \mu_{\text{aire}} I}{2\pi x} dx$$

$$\psi_{\text{ext}} = \frac{\mu_0 \mu_{\text{aire}} I}{2\pi} \ln \frac{D_2}{D_1} \frac{\text{Wb} \cdot \text{vuelta}}{m}$$

En el sistema MKS

$$\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7} \frac{\text{H}}{\text{m}}$$

$$\mu_{\text{aire}} = 1 \quad \text{para Cu y Al ya que no son magnéticos.}$$

por lo que

$$L_{\text{ext}} = \frac{\Psi_{\text{ext}}}{I} = \frac{\mu_0 \mu_{\text{aire}}}{2\pi} \ln \frac{D_2}{D_1} \frac{H}{m} \quad (3.34)$$

$$L_{\text{ext}} = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_2}{D_1} \frac{H}{m} \quad (3.35)$$

3.7.4 Inductancia de una línea bifilar monofásica.

Considérese el caso de una línea bifilar de conductores cilíndricos macizos. La figura 3.4 representa un circuito que tiene 2 conductores de radios r_1 y r_2 , uno de los conductores constituye el hilo de retorno.

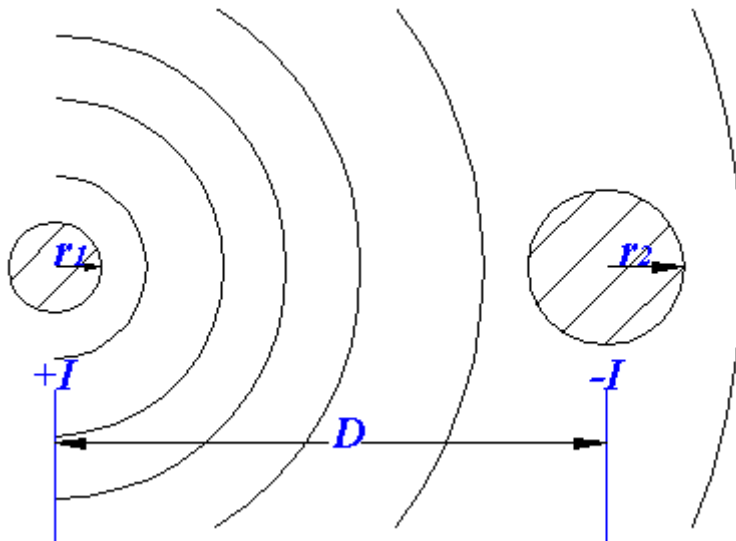


FIGURA 3.4. Línea bifilar monofásica.

La inductancia del circuito debido a la corriente del conductor 1 se determina por la ecuación 3.35, sustituyendo D_2 por D y D_1 por r_1 .

Para el flujo exterior únicamente:

$$L_{\text{ext}} = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{r_1} \frac{H}{m}$$

Para el flujo interior únicamente:

$$L_{\text{inte}} = \frac{1}{2} \times 10^{-7} \frac{H}{m}$$

La inductancia total del circuito debida a la corriente del conductor 1 es:

$$L_1 = \left(\frac{1}{2} + 2 \ln \frac{D}{r_1} \right) \times 10^{-7} \frac{H}{m} \quad (3.36)$$

Esta última ecuación tiene las siguientes limitaciones:

- Considera la densidad de corriente uniforme.
- Solo es válida para conductores de sección circular.

Se tiene en cuenta que $\ln e^{-\frac{1}{2}} = -\frac{1}{2}$ y entonces $-\frac{1}{2} = -\ln e^{-\frac{1}{2}}$, se tiene:

$$\begin{aligned} L_1 &= \left(-\ln e^{-\frac{1}{2}} + 2 \ln \frac{D}{r_1} \right) \times 10^{-7} \\ L_1 &= \left(-\ln e^{-\frac{1}{2}} + 2 \ln \frac{D^2}{r_1^2} \right) \times 10^{-7} \\ L_1 &= 10^{-7} \ln \frac{D^2}{r_1^2 e^{-\frac{1}{2}}} = 10^{-7} \ln \left(\frac{D}{r_1 e^{-\frac{1}{4}}} \right)^2 \\ L_1 &= 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{r_1 e^{-\frac{1}{4}}} \frac{H}{m} \end{aligned} \quad (3.37)$$

Haciendo $r_1' = r_1 e^{-\frac{1}{4}} = 0,7788 r_1$

$$L_1 = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{r_1'} \frac{H}{m} \quad (3.38)$$

r_1' es el radio de un conductor ficticio del que se supone que no tiene flujo interior, pero sin embargo, tiene la misma inductancia que el conductor real de radio r_1 .

Como la corriente en el conductor 2 va en dirección contraria a la que circula por el conductor 1, los enlaces de flujo producidos por la corriente en el conductor 2, considerado aislado, tienen la misma dirección que las producidas por la corriente del conductor 1.

La inductancia debida a la corriente en el conductor 2 es:

$$L_2 = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{r_2'} \frac{H}{m} \quad (3.39)$$

y para todo el circuito, se tiene que:

$$L = L_1 + L_2 = 2 \times 10^{-7} \left(\ln \frac{D}{r_1'} + \ln \frac{D}{r_2'} \right) = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D^2}{r_1' r_2'}$$

$$L = 4 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{\sqrt{r_1' r_2'}} \frac{H}{m} \quad (3.40)$$

si $r_1' = r_2' = r'$, la inductancia total del circuito se reduce a:

$$L = 4 \times 10^{-7} \ln \frac{D}{r'} \frac{H}{m} \quad (3.41)$$

3.7.5 Enlaces de flujo de un conductor en un grupo.

Un caso más general es el de un conductor en un grupo en el que la suma de las corrientes de todos los conductores es igual a cero. El grupo de conductores se representa en la figura 3.5.

Los conductores 1, 2, 3, ..., n son recorridos por las corrientes $I_1 + I_2 + I_3, \dots, I_n$.

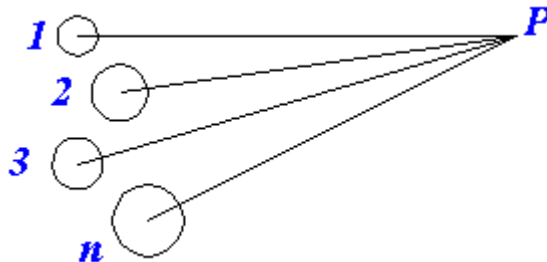


FIGURA 3.5. Grupo de conductores.

Las distancias de estos conductores a un punto lejano P son $D_{1p}, D_{2p}, D_{3p}, \dots, D_{np}$ se excluyen siempre los flujos mas allá del punto P.

Los enlaces de flujo del conductor 1 debidos a I_1 hasta el punto P son:

$$\Psi_{1p1} = \left(\frac{I_1}{2} + 2I_1 \ln \frac{D_{1p}}{r_1'} \right) \times 10^{-7} = 2 \times 10^{-7} I_1 \ln \frac{D_{1p}}{r_1'} \frac{\text{Wb} \cdot \text{vuelta}}{m}$$

Los enlaces de flujo Ψ_{1p2} con el conductor 1 debido a I_2 valen:

$$\Psi_{1p2} = 2 \times 10^{-7} I_2 \ln \frac{D_{2p}}{D_{12}} \frac{\text{Wb} \cdot \text{vuelta}}{m}$$

Los enlaces de flujo Ψ_{1p} con el conductor 1 debido a todos los conductores del grupo valen:

$$\Psi_{1p} = 2 \times 10^{-7} \left(I_1 \ln \frac{D_{1p}}{r_1'} + I_2 \ln \frac{D_{2p}}{D_{12}} + \dots + I_n \ln \frac{D_{np}}{D_{1n}} \right)$$

que desarrollando los términos logarítmicos y reagrupando se convierte en:

$$\Psi_{1p} = 2 \times 10^{-7} \left(I_1 \ln \frac{1}{r_1'} + I_2 \ln \frac{1}{D_{12}} + \dots + I_n \ln \frac{1}{D_{1n}} \right) + I_1 \ln D_{1p} + I_2 \ln D_{2p} + \dots + I_n \ln D_{np} \quad (3.42)$$

como $I_1 + I_2 + \dots + I_n = 0$ entonces $I_n = -(I_1 + I_2 + \dots + I_{n-1})$. Sustituyendo en 3.42 y reagrupando términos logarítmicos, se obtiene.

$$\Psi_{1p} = 2 \times 10^{-7} \left(I_1 \ln \frac{1}{r_1'} + I_2 \ln \frac{1}{D_{12}} + \dots + I_n \ln \frac{1}{D_{1n}} \right) + I_1 \ln \frac{D_{1p}}{D_{np}} + I_2 \ln \frac{D_{2p}}{D_{np}} + \dots + I_n \ln \frac{D_{(n-1)p}}{D_{np}} \quad (3.43)$$

Si P se aleja hasta el infinito se obtiene

$$\Psi_1 = 2 \times 10^{-7} \left(I_1 \ln \frac{1}{r_1'} + I_2 \ln \frac{1}{D_{12}} + \dots + I_n \ln \frac{1}{D_{1n}} \right) \quad (3.44)$$

3.7.6 Inductancia de líneas de cables

Para hacer el caso más general, cada conductor que constituye una parte de la línea, se representa como un indefinido número de conductores agrupados arbitrariamente (figura 3.6).

Las únicas restricciones son: los hilos paralelos deben ser cilíndricos y la corriente igualmente distribuida entre ellos.

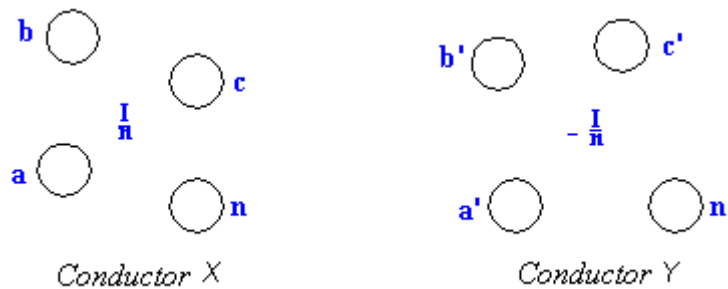


FIGURA 3.6. Línea monofásica formada por dos cables.

El conductor x está compuesto por n hilos paralelos exactamente iguales, cada uno de los cuales lleva una corriente I/n. El conductor Y, que constituye el retorno de la corriente de X está formado por m conductores o hilos paralelos exactamente iguales, cada uno de los cuales lleva -I/m amperios. Aplicando la ecuación 3.43 al hilo a del conductor X, se obtiene los enlaces de flujo del hilo a.

$$\Psi_a = 2 \times 10^{-7} \left[\frac{I}{n} \left(\ln \frac{1}{r_a'} + \ln \frac{1}{D_{ab}} + \ln \frac{1}{D_{ac}} + \dots + \ln \frac{1}{D_{an}} \right) - \frac{I}{m} \left(\ln \frac{1}{D_{aa'}} + \ln \frac{1}{D_{ab'}} + \dots + \ln \frac{1}{D_{am'}} \right) \right]$$

de la cual se obtiene

$$\Psi_a = 2 \times 10^{-7} I \ln \frac{\sqrt[m]{D_{aa'} D_{ab'} D_{ac'} \dots D_{am'}}}{\sqrt[n]{r_a' D_{ab} D_{ac} \dots D_{an}}} \frac{\text{Wb} \cdot \text{vuelta}}{m} \quad (3.45)$$

por lo tanto,

$$L_a = \frac{\Psi_a}{\frac{I}{n}} = 2n \times 10^{-7} \ln \frac{\sqrt[m]{D_{aa'} D_{ab'} D_{ac'} \dots D_{am'}}}{\sqrt[n]{r_a' D_{ab} D_{ac} \dots D_{an}}} \frac{\text{H}}{m} \quad (3.46)$$

Análogamente, la inductancia del hilo b es:

$$L_b = \frac{\Psi_b}{\frac{I}{n}} = 2n \times 10^{-7} \ln \frac{\sqrt[m]{D_{ba'} D_{bb'} D_{bc'} \dots D_{bm'}}}{\sqrt[n]{r_b' D_{ba} D_{bc} \dots D_{bn}}} \frac{\text{H}}{m} \quad (3.47)$$

La inductancia media de todos los hilos del conductor X es:

$$L_{av} = \frac{L_a + L_b + L_c + \dots + L_n}{n} \quad (3.48)$$

y la inductancia del conductor X es:

$$L_x = \frac{L_{av}}{n} = \frac{L_a + L_b + L_c + \dots + L_n}{n^2} \quad (3.49)$$

Poniendo la expresión logarítmica de la inductancia de cada hilo en la ecuación 3.47 y agrupando términos se tiene:

$$L_x = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{\sqrt[mn]{(D_{aa'} D_{ab'} D_{ac'} \dots D_{am'}) (D_{ba'} D_{bb'} D_{bc'} \dots D_{bm'}) \dots (D_{na'} D_{nb'} D_{nc'} \dots D_{nm'})}}{\sqrt[n^2]{(D_{aa} D_{ab} D_{ac} \dots D_{an}) (D_{ba} D_{bb} D_{bc} \dots D_{bn}) \dots (D_{na} D_{nb} D_{nc} \dots D_{nm})}} \frac{\text{H}}{m} \quad (3.50)$$

donde $r_a' r_b' r_n'$ se ha substituido por $D_{aa} D_{bb}$ y D_{nn} respectivamente.

$$L_x = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{DMG}{RMG} \frac{H}{m} \quad (3.51)$$

donde

DMG es la distancia media geométrica entre el conductor X y el conductor Y .
 RMG es el radio medio geométrico del conductor X

La inductancia del conductor y se determina en forma análoga o similar siendo la inductancia de la línea monofásica:

$$L = L_x + L_y \quad (3.52)$$

3.7.7 Radio medio geométrico de los conductores RMG

El radio medio geométrico es un concepto matemático muy útil en el cálculo de la inductancia y puede ser definido como el radio de un conductor tubular con una pared infinitesimalmente delgada que tiene en cuenta tanto el flujo interno como el flujo externo a una distancia unitaria del centro del conductor.

Para un conductor sólido

$$RMG = r \cdot \exp(-1/4) = 0,7788r \quad (3.53)$$

El radio medio geométrico para conductores compuestos o cables está dado por:

$$RMG = n^2 \sqrt{(D_{aa} D_{ab} D_{ac} \dots D_{an})(D_{ba} D_{bb} D_{bc} \dots D_{bn}) \dots (D_{na} D_{nb} D_{nc} \dots D_{nm})} \quad (3.54)$$

como la mayoría de los cables tienen sus hilos constituyentes iguales:

$$D_{aa} = D_{bb} = D_{cc} = \dots = D_{nm} = r' \quad (3.55)$$

por lo tanto:

$$RMG = n^2 \sqrt{(r')^n (D_{ab} D_{ac} \dots D_{an})(D_{ba} D_{bc} \dots D_{bn}) \dots (D_{na} D_{nb} \dots D_{nm})} \quad (3.56)$$

En la tabla 3.9 se consignan los valores de RMG para conductores homogéneos de cobre y aluminio en función del número de hilos y del radio físico de cada hilo.

TABLA 3.9. RMG para conductores homogéneos de cobre y aluminio.

Nro de hilos	RMG para conductores homogéneos
1	0.7788 r
3	1.46048 r
7	2.1767 r
19	3.790 r
37	5.376 r
61	6.948 r
91	8.514 r
127	10.088 r

En la tabla 3.10 se muestran los valores numéricos de RMG para calibres y conductores usuales en redes de distribución de energía.

TABLA 3.10. Valores RMG para conductores cableados concentricosde Cu, Al, ACS y ACSR.

Calibre AWG o MCM	Conductores de cobre blando cobre duro y aluminio grado EC		Conductores de aluminio				
	Nro hilos	RMG mm	ACS		ACSR		
			Nro de hilos	RMG mm	Nro de hilos	RMG mm	
				Acero	Al		
6	7	1.69783	7		1	2	1.20091
4	7	2.13317	7	2.1336	1	6	1.33198
2	7	2.68822	7	2.6883	1	6	1.27406
1	19	3.20255	7	3.0175	1	6	1.27406
1/0	19	3.58155	7	3.3833	1	6	1.35941
2/0	19	4.03635	7	3.8100	1	6	1.55448
3/0	19	4.52905	7	4.2672	1	6	1.82880
4/0	19	5.07860	7	4.8158	1	6	2.48107
250	37	5.61792					
266.8			7	5.3950	7	26	6.03504
300	37	6.15552	19	6.0655	7	30	7.34568
336.4			19	6.4008	7	30	7.77240
350	37	6.63396					
397.5			19	7.0104	7	30	8.47344
400	37	7.09632					
450	37	7.52640					
477			19	7.5895	7	30	9.26592
500	37	7.92960	19	7.8029	7	30	9.47928

3.7.8 Distancia media geométrica DMG.

Nótese que el numerador de la expresión logarítmica de la ecuación 3.50 es la raíz n-m ésima del producto de nm términos o producto de las distancias de cada uno de los n hilos del conductor X a cada uno de los m hilos del conductor Y, y se llama distancia media geométrica entre el conductor X y el conductor Y.

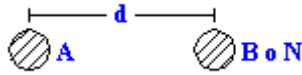
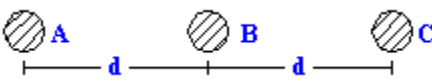
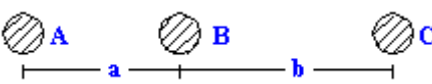
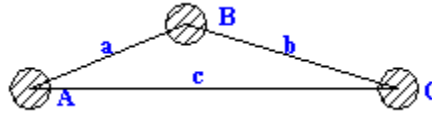
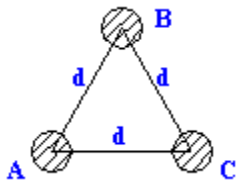
$$DMG = \sqrt[nm]{(D_{aa}D_{ab'}\dots D_{am})(D_{ba}D_{bb'}\dots D_{bm})\dots(D_{ma}D_{mb'}\dots D_{mn})} \quad (3.57)$$

Cuando existen circuitos de varios conductores por fase (circuitos en paralelo que siguen la misma ruta y soportados por los mismos apoyos), y es necesario hallar la inductancia por fase, se hablará de una (DMG) equivalente y de un (RMG) equivalente puesto que es necesario hacer tres transposiciones a lo largo del recorrido de la línea, es por ello que la ecuación 3.51 toma una forma más general.

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{(DMG)_{\text{equi}}}{(RMG)_{\text{equi}}} \frac{H}{m} \quad (3.58)$$

En la tabla 3.11 se muestran las DMG para diferentes disposiciones típicas para sistemas de distribución, consideran sólo un conductor por fase.

TABLA 3.11. DMG para disposiciones típicas de redes de distribución (un conductor por fase).

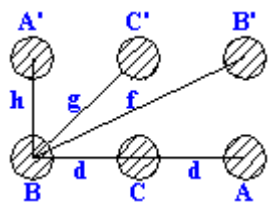

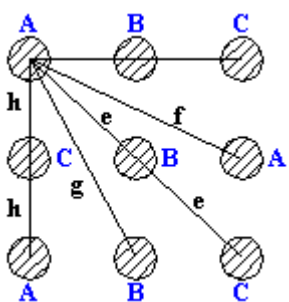
Tipo de sistema	Disposición de los conductores	DMG
Monofásico fase - neutro Monofásico fase - fase		d
Trifásico alineado (simétrica)		$d^3 \sqrt{2} = 1,26c$
Trifásico alineado (Asimétrico)		$\sqrt[3]{a \cdot b \cdot (a + b)}$
Trifásico triangular (Asimétrico)		$\sqrt[3]{a \cdot b \cdot c}$
Trifásico triangular (Equilátero)		d

En la tabla 3.12 se observan los RMG y DMG equivalentes cuando existen varios conductores por fase y conductores en circuito doble.

TABLA 3.12. (RMG) y (DMG) equivalente pra disposiciones típicas (varios conductores por fase y circuitos dobles).

Tipo de sistema	Disposición de los conductores	(RMG) _{equi}	(DMG) _{equi}
Monofásico fase - fase 2 conductores por fase		$\sqrt{r^2 d}$	$\sqrt{e \cdot f}$
Monofásico fase - fase 3 conductores por fase		$\sqrt[9]{(r')^3 4d^6}$	$\sqrt[9]{e^3 f^2 g^4}$
Trifásico doble circuito posición 1		$D_{S1} = \sqrt{r'f}$	$D_{ab} = \sqrt{dg}$ $D_{bc} = \sqrt{dg}$ $D_{ca} = \sqrt{2dh}$
Trifásico doble circuito posición 2		$D_{S2} = \sqrt{r'h}$	

TABLA 3.12. (Continuación) (RMG) y (DMG) equivalente para disposiciones típicas (varios conductores por fase y circuitos dobles).

Tipo de sistema	Disposición de los conductores	(RMG) _{equi}	(DMG) _{equi}
Trifásico doble circuito posición 3		$D_{S3} = \sqrt{r'f}$	
Trifásico doble circuito con las tres posiciones	Cada una de las 3 posiciones abarcando $\frac{1}{3}$ de la línea	$(RMG)_{equi} = (r')^{\frac{1}{2}} f^{\frac{1}{3}}$	$(DMG)_{equi} = 2^{\frac{1}{6}} d^{\frac{1}{2}} g^{-1}$
Trifásico triple circuito sin posiciones		$\sqrt[3]{r'30d^2}$	$D_{ab} = d^3 \sqrt{28}$ $D_{ca} = d^3 \sqrt{24}$ $(DMG)_{equi} = 2$
Trifásico triple circuito sin transposiciones		$\sqrt[3]{r' \cdot f \cdot 2h}$	$D_{ab} = \sqrt[3]{deg}$ $D_{bc} = \sqrt[3]{deg}$ $D_{ca} = \sqrt[3]{2d \cdot h}$ $(DMG)_{equi} = \sqrt[3]{4}$

3.7.9 Reactancia inductiva

El valor de la reactancia inductiva depende de la frecuencia del sistema y del valor de la inductancia total (suma de inductancia interna y externa) del cable y se obtiene de :

$$X_L = 2\pi fL \quad (3.59)$$

Reemplazando L por su equivalente dado en la ecuación 3.51 para una frecuencia $f = 60Hz$ y pasando a logaritmos decimales

$$X_L = 2\pi f \cdot 2 \times 10^{-7} \ln \frac{DMG}{RMG} \frac{\Omega}{m}$$

$$X_L = 0,1736 \log \frac{DMG}{RMG} \frac{\Omega}{km} \quad (3.60)$$

donde DMG y RMG deben estar dadas en las mismas unidades.

Para el cálculo de la reactancia inductiva se pueden distinguir los siguientes casos:

- A) Cables sin pantalla o cubierta metálica, o bien, los cables que provistos de pantallas o cubiertas metálicas, se encuentran conectadas a tierra de tal forma que no existen corrientes a través de las mismas, se aplicará la fórmula 3.60 con los RMG y DMG dados en las tablas 3.9, 3.10 y 3.11 para diferentes disposiciones. Este es el caso típico de las redes aéreas y de algunas redes subterráneas.
- B) Cables con pantallas o cubiertas metálicas que se encuentren conectados a tierra pero de tal forma que permitan circulación de corrientes a través de las mismas. Es el caso de las redes subterráneas. En este aspecto se hará hincapié, en especial, en el tratamiento del efecto de estas corrientes, basado en el trabajo desarrollado por HALPERIN y MILLER el cual se utilizará no sólo en este caso sino también en los desarrollos correspondientes a voltajes, corrientes inducidas y pérdidas en las pantallas y cubiertas metálicas.

En la tabla 3.13 se muestran los valores de reactancia inductiva en Ohm/Km para redes aéreas con conductores aislados de cobre y aluminio ACS, en la tabla 3.14 se muestran los valores de reactancia inductiva para redes aéreas con conductores desnudos ACSR, y en la tabla 3.15 se consignan los valores de reactancias inductiva para cables subterráneos de uso común.

3.8 RESISTENCIA Y REACTANCIA APARENTES DE CABLES SUBTERRÁNEOS

Una forma simplificada para determinar los efectos de las corrientes que circulan en pantallas y cubiertas metálicas es considerar un cable imaginario sin pantalla, que presente una resistencia y reactancia comparable a la que presenta un conductor real, incluidos los efectos de la pantalla.

A la resistencia y reactancia de este cable imaginario se les conoce como Resistencia y Reactancia Aparentes y los valores obtenidos de estos parámetros permiten de una manera directa el cálculo de la impedancia de la línea, caídas de tensión, etc.

El valor final de la resistencia aparente se obtiene de sumar, a la resistencia inductiva de c.a. determinada en la sección 3.6 un término que incluye los efectos de la corriente inducida en la pantalla o cubierta metálica.

De forma análoga, la reactancia aparente se obtiene al restar, a la reactancia que se obtendría de un cable idéntico sin pantalla o cubierta metálica, un término similar de naturaleza inductiva. La reducción aparente en la reactancia inductiva, debido a las corrientes que circulan por las pantallas o cubiertas metálicas es de gran magnitud y de ninguna manera comparable al incremento aparente que afecta a la resistencia, por lo que es de esperarse en estos casos valores mayores de caída de tensión e impedancia que en los cables desprovistos de estos.

En circuitos trifásicos con cables monopolares colocados equidistantes o circuitos monofásicos, la resistencia aparente R_A y la reactancia inductiva aparente X_{LA} están dadas por:

$$R_A = R \frac{X_M^2 \times R_p}{X_M^2 + R_p^2} \quad \text{y} \quad X_{LA} = X_L - \frac{X_M^2}{X_M^2 + R_p^2} \quad (3.61)$$

donde

R = Resistencia efectiva del conductor a la c.a. $\frac{\Omega}{km}$.

$$X_L = 2\pi fL \quad \frac{\Omega}{km}$$

L = Inductancia propia.

$$X_M = 2\pi fM$$

M = Inductancia mutua entre el conductor y la pantalla o cubierta metálica.

$$X_M = 2\pi f \left[2 \times 10^{-4} \ln \frac{S}{r_o} \right] = 0,07541 \ln \frac{S}{r_o} \quad \frac{\Omega}{km} \quad (3.62)$$

con


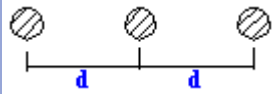
f = Frecuencia en Hz.

S = Distancia entre los centros de los cables en cm.

r_o = Radio medio de la pantalla en cm.

R_p = Resistencia de la pantalla a la temperatura de operación (véase tabla 3.17).

TABLA 3.13. Reactancia inductiva XL en Ω/km para redes aéreas con conductores aislados de cobre duro y aluminio ACS.

Calibre AWG o MCM	Nro de hilos	RMG mm	Disposición monofásica		Disposición trifásica	
			$DMG = d$		$DMG = d^3\sqrt{2}$	
						
		$d = 100\text{mm}$	$d = 150\text{mm}$	$d = 100\text{mm}$	$d = 150\text{mm}$	
4	7	2.1336	0.290065983	0.320635425	0.30748559	0.3380550277
2	7	2.6883	0.272642666	0.303212108	0.29006227	0.3206317107
1	7	3.0175	0.263933232	0.294502675	0.28135283	0.3119222774
1	19	3.2025	0.259445908	0.290015351	0.27686551	0.3074349535
1/0	7	3.3833	0.255306488	0.285875930	0.27272609	0.3032955327
1/0	19	3.5816	0.251013271	0.281582714	0.26843287	0.2990023162
2/0	7	3.8100	0.246351424	0.276920867	0.26377103	0.2943404692
2/0	19	4.0364	0.242000341	0.272569784	0.25941994	0.2899893862
3/0	7	4.2672	0.237807175	0.268376618	0.25522678	0.2857962205
3/0	19	4.5291	0.233317165	0.263886607	0.25073677	0.2813062098
4/0	7	4.8158	0.228688758	0.259258201	0.24610836	0.2766778034
4/0	19	5.0786	0.224684840	0.255252283	0.24210244	0.2726718851
250	37	5.6179	0.217073684	0.247643127	0.23449329	0.2650627294
266.8	7	5.3950	0.220126284	0.250695727	0.23754589	0.2681153294
300	19	6.0655	0.211294357	0.241863800	0.22871396	0.2592834020
300	37	6.1555	0.210183640	0.240753083	0.22760324	0.2581726850
336.4	19	6.4008	0.207237733	0.237807175	0.22465734	0.2552267779
350	37	6.6394	0.20447889	0.235048331	0.22189849	0.2524679336
397.5	19	7.0104	0.200379050	0.230948493	0.21779865	0.2483680951
400	37	7.0963	0.199460638	0.230030081	0.21688024	0.2474496830
477	19	7.5895	0.194394995	0.224964437	0.21181460	0.2423840395
500	19	7.8029	0.192304251	0.222873794	0.20972325	0.2402933962
500	37	7.9296	0.191089978	0.221659420	0.20850958	0.2390790227

Las siguientes son las fórmulas para el cálculo de la resistencia aparente R_A .

Fase A

$$R_A = R + \frac{R_p}{4} \left[\frac{(\sqrt{3} + P)\sqrt{3}}{P^2 + 1} + \frac{(1 - \sqrt{3}Q)}{Q^2 + 1} \right] \frac{\Omega}{\text{km}} \quad (3.63)$$

Fase B

$$R_A = R + \frac{R_P}{Q^2 + 1} \frac{\Omega}{km} \quad (3.64)$$

Fase C

$$R_A = R + \frac{R_P}{4} \left[\frac{\sqrt{3}(\sqrt{3} - P)}{P^2 + 1} + \frac{1 + \sqrt{3}Q}{Q^2 + 1} \right] \frac{\Omega}{km} \quad (3.65)$$

Promedio:

$$R_A = R + R_P \left[\frac{P^2 + Q^2 + 2}{2(P^2 + 1)(Q^2 + 1)} \right] \frac{\Omega}{km} \quad (3.66)$$

Las siguientes son las fórmulas para el cálculo de la reactancia aparente X_{LA} en Ω/km .

Fase A

$$X_{LA} = X_L - X_M + \frac{R_P}{4} \left[\frac{\sqrt{3}(\sqrt{3}P + 1)}{P^2 + 1} + \frac{Q + \sqrt{3}}{Q^2 + 1} \right] \frac{\Omega}{km} \quad (3.67)$$

Fase B

$$X_{LA} = X_L - X_M + \frac{R_P Q}{Q^2 + 1} \frac{\Omega}{km} \quad (3.68)$$

Fase C

$$X_{LA} = X_L - X_M + \frac{R_P}{4} \left[\frac{\sqrt{3}(\sqrt{3}P - 1)}{P^2 + 1} + \frac{Q - \sqrt{3}}{Q^2 + 1} \right] \frac{\Omega}{km} \quad (3.69)$$

Promedio

$$X_{LA} = X_L - X_M + R_P \left[\frac{Q(P^2 + 1) + P(Q^2 + 1)}{2(P^2 + 1)(Q^2 + 1)} \right] \frac{\Omega}{km} \quad (3.70)$$

Para otras disposiciones véase la tabla 3.16

TABLA 3.14. Reactancias inductivas X1 en Ω /km fase para líneas de distribución en conductor ACSR

Calibre AWG o MCM	Nro de hilos	RMG mm	Disposición Monofásica			Disposición trifásica				
			d = 200 mm	d = 800 mm	d = 1400 mm	a = 700 b = 700 mm	a = 700 b = 600 mm	a = 950 b = 950 mm	a = 1400 b = 1400 mm	a = 1950 b = 1950 mm
6	1	1.2009	0.38565579	0.49017340	0.53236481	0.4975256	0.5026152	0.5205494	0.5497844	0.5747665
4	1	1.33198	0.37784600	0.48236362	0.52455502	0.4897158	0.4948054	0.5127396	0.5419746	0.5669569
2	1	1.27406	0.38119784	0.48571545	0.52790686	0.4930676	0.4981573	0.5160914	0.5453264	0.5703086
1	1	1.27406	0.38119784	0.48571545	0.52790686	0.4930676	0.4981573	0.5160914	0.5453264	0.5703086
1/0	1	1.35941	0.37630916	0.48082678	0.52301818	0.4881789	0.49332686	0.5112027	0.5404377	0.5654199
2/0	1	1.55448	0.36619962	0.47071724	0.51290864	0.4780694	0.4831591	0.5010932	0.5303282	0.5553104
3/0	1	1.82880	0.35394675	0.45846436	0.50065577	0.4658165	0.4709062	0.4888403	0.5180753	0.5430575
4/0	1	2.48107	0.33094947	0.43546708	0.47765849	0.4428192	0.4479089	0.4658430	0.4950781	0.5200602
266.8	7	6.03504	0.26393273	0.36845034	0.41064175	0.3758025	0.3808922	0.3988263	0.4280613	0.4530435
300	7	7.34568	0.24911565	0.353363326	0.39582467	0.3609854	0.3660751	0.3840092	0.4132442	0.4382264
336.4	7	7.77240	0.24485843	0.34937604	0.39156745	0.3567282	0.3618179	0.3797520	0.4089870	0.4339692
397.5	7	8.47344	0.23834763	0.34286524	0.38505665	0.3502174	0.3553071	0.3732412	0.4024762	0.4247584
477	7	9.26592	0.23160695	0.33612457	0.37831597	0.3434767	0.3485664	0.3665005	0.3957356	0.4207177
500	7	9.47928	0.22999308	0.33444799	0.37663940	0.3417604	0.3468500	0.3647872	0.3940192	0.4190014

TABLA 3.15. Reactancia inductiva X_L en Ω/km para cables monopolares subterráneos (cobre o aluminio).

Condiciones de instalación	Aislamiento	Tensiones de operación	Calibre AWG - MCM										
			4	2	1/0	2/0	3/0	4/0	250	300	400	500	
En charolas		Vulcanel	5	0.228	0.217	0.209	0.202	0.198	0.192	0.188	0.182	0.180	0.177
		EP y XLP	15										
		Vulcanel	5	0.268	0.251	0.236	0.222	0.210	0.202	0.192	0.182	0.173	0.165
		EP y XLP	15										
		Vulcanel	25	-	-	-	0.239	0.230	0.223	0.218	0.214	0.210	0.207
		EP y XLP	35										
	Vulcanel	25	-	-	-	0.168	0.163	0.158	0.153	0.148	0.142	0.137	
	EP y XLP	35											
En ductos		Sintenax	15	0.200	0.186	0.182	0.181	0.180	0.180	-	-	-	-
			25	0.333	0.290	0.210	0.202	0.201	0.200	-	-	-	-
		Sintenax	15	0.102	0.098	0.094	0.092	0.090	0.089	-	-	-	-
			25	0.166	0.133	0.103	0.102	0.100	0.100	-	-	-	-
		Vulcanel	5-15	0.363	0.348	0.338	0.325	0.313	0.290	0.288	0.280	0.265	0.255
		EP y XLP	25-35										

TABLA 3.16. Configuraciones para el cálculo de resistencia y reactancia aparentes.

I Monifásica	II Equilátera	III Rectangular	IV Plana	V Doble circuito	VI Doble circuito
$P = \frac{R_P}{Y} \quad Z =$	X_m	$X_m + \frac{a}{2}$	$X_m + a$	$X_m + a + \frac{b}{2}$	$X_m + a - \frac{b}{2}$
$Q = \frac{R_P}{Z} \quad Y =$	X_m	$X_m - \frac{a}{6}$	$X_m - \frac{a}{3}$	$X_m + \frac{2}{3} - \frac{b}{6}$	$X_m + \frac{a}{3} - \frac{b}{6}$
$X_m = 2\pi f \left(2 \times 10^{-4} \ln \frac{S}{r_o} \right); a = 2\pi f (2 \times 10^{-4} \ln 2); b = 2\pi f (2 \times 10^{-4} \ln 5)$ en $\frac{\Omega}{\text{km}}$; $X_m = 0,0754 \ln \frac{S}{R_o}; a = 0,0523; b = 0,1214$					

En el caso de cables tripolares con pantalla o cubierta común (figura 3.7), el valor de la resistencia aparente del conductor está dada por:

$$R_A = R + R_E \frac{\Omega}{km} \quad (3.71)$$

donde

$$R_E = \frac{4,26S^2}{R_p r_o^2} \times 10^{-3} \frac{\Omega}{km} \quad (3.72)$$

con s = distancia del centro de los conductores al centro geométrico del cable en cm.

Para conductores redondos

$$S = \frac{1}{\sqrt{3}}(d + 2t) \quad (3.73)$$

siendo

d Diámetro del conductor en cm.

t Espesor del aislamiento en cm.

Para conductores sectoriales, puede calcularse un valor aproximado de **S** con la ecuación 3.73, pero tomando d de 0.82 a 0.86 veces el diámetro del conductor redondo equivalente, dependiendo de la forma del sector, o por la medición directa del centro del sector al centro del cable.

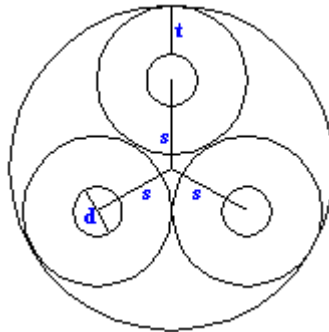


FIGURA 3.7. Cable tripolar con pantalla o cubierta común.

3.9 INDUCCIÓN DE CABLES EN PARALELO

En ocasiones, las conexiones de los sistemas deben de realizarse a través de más de un cable por fase, dando lugar a sistemas con 2 o más cables en paralelo.

TABLA 3.17. Fórmulas para el cálculo de resistencia de pantallas y cubiertas metálicas.

Pantalla de alambres	$R_p = \rho \frac{1,02}{0,7854 \times n \times d^2} \frac{\Omega}{\text{km}}$
Tubular de plomo	$R_p = \rho \frac{1,02}{\pi \times d_m \times t} \frac{\Omega}{\text{km}}$
Pantalla de cintas de cobre traslapadas	$R_p = \frac{5,53K}{d_m \times t} \frac{\Omega}{\text{km}}$
Material	Resistividad electrica a 20°C $\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{km}}$
Aluminio	28.264
Cobre suave	17.241
Plomo	221.038
dm = diámetro medio de la pantalla o forro metálico en mm.	
d = diámetro de los alambres de la pantalla en mm.	
t = espesor de la pantalla o forro metálico en mm (aprox 0.12 mm para cintas de cobre).	
n = número de alambres.	
k = factor para incrementar la resistencia debido al contacto en el traslape (k = 1 para cables nuevos; k = 2 para cables viejos)	

La inducción y consecuentemente, la reactancia inductiva de cables en paralelo de una misma fase debe ser igual para todos, puesto que de ella depende la distribución de la corriente en ellos; por ejemplo, en un sistema con 2 cables en paralelo es de esperarse que cada uno conduzca la mitad de la carga; si el sistema no tiene una reactancia inductiva uniforme esto ocasionará que uno de los cables conduzca una carga mayor que la proyectada, ocasionando envejecimiento prematuro de los aislamientos y como consecuencia, fallas.

Se obtiene una distribución completamente uniforme de la corriente sólo cuando se utilizan cables de 3 conductores, puesto que de esa manera se elimina la influencia inductiva de los cables próximos.

En el caso de cables monopolares en paralelo que están dispuestos en configuración plana, si los cables de una misma fase están agrupados y tendidos uno junto al otro (figura 3.8 a) se obtiene un coeficiente de inducción muy irregular. Es mejor agrupar los cables de distintas fases en sistemas y hacer que las separaciones entre los cables **d** pertenecientes a un sistema sea menor que las distancias **D** entre los propios sistemas.

El orden de las fases dentro de un sistema es igualmente de gran importancia. En concordancia con el número de sistemas trifásicos se recomienda la sucesión de fases de la figura 3.8 b. Con esta disposición, los coeficientes de inducción de los cables paralelos en una fase son prácticamente iguales, mientras que en las fases A, B y C difieren entre si. Sin embargo, esto es menos perjudicial que la diferencia en inducción de cables de la misma fase.

En la figura 3.8 c se tiene un ejemplo de distribución que cumple con las condiciones de agrupar cables de distintas fases en sistemas y también conservar la separación entre sistemas **D** >> **d** mayor que la que existe entre cables; pero es desfavorable pues, en este caso, difieren no sólo los coeficientes de inducción entre las fases A B C, sino también, los de los cables paralelos en una misma fase.

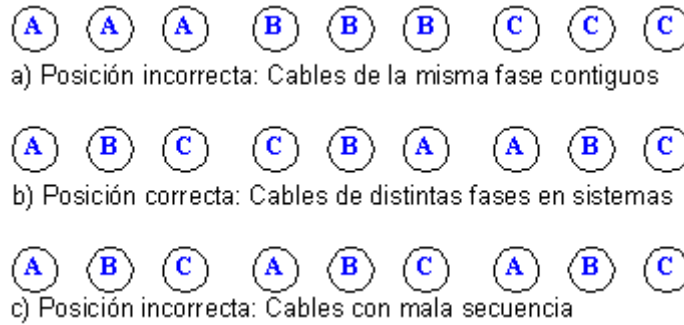


FIGURA 3.8. Agrupación de cables monopolares en paralelo.

En el caso de cables en charolas, puede suceder que, además de tener cables en configuración plana, se tengan más charolas en posición vertical. En esta situación se recomienda agrupar a los cables como se muestra en la figura 3.9

El coeficiente de inducción de los cables conectados en paralelo es prácticamente uniforme si se adopta esta disposición. Los coeficientes de inducción de las distintas fases son diferentes, lo cual no tiene importancia, ya que en la mayoría de los casos los circuitos son de poca longitud.

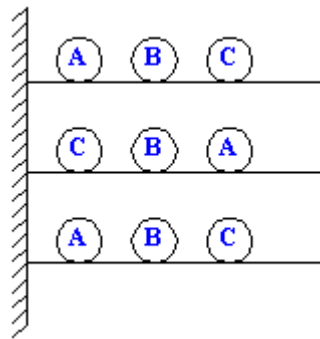


FIGURA 3.9. Cables dispuestos en charolas.

3.10 CAPACITANCIA Y REACTANCIA CAPACITIVA

La capacitancia entre dos conductores se define como:

$$C = \frac{q}{V} \quad (3.74)$$

donde

q = Carga entre los conductores en $\frac{\text{Coul}}{\text{km}}$

V = Diferencia de potencial en voltios.

En el caso de cables aislados, el cálculo de la capacitancia depende de su construcción; si es monopolar o tripolar, desprovisto o no de pantallas, así como del material y espesor del aislamiento.

3.10.1 Cable monopolar con cubierta o pantalla metálica

En este caso, el cable se representa por un capacitor en el que el conductor que se encuentra al potencial de línea, constituye una de las placas y la pantalla o cubierta metálica que está a tierra, constituye la otra placa. Por último el dieléctrico lo constituye el propio aislamiento.

En términos de la definición de la capacitancia dada en la ecuación 3.74 se puede demostrar que para este tipo de cables la capacitancia queda dada por:

$$C = \frac{0,0241 \text{ SIC}}{\log \frac{d_a}{d_c}} \times 10^{-6} \frac{F}{\text{km}} \quad (3.75)$$

donde

SIC Constante inductiva específica del aislamiento. (ver tabla 3.18).

d_a Diámetro sobre el aislamiento. (ver figura 3.10).

d_b Diámetro bajo el aislamiento. (ver figura 3.10).

TABLA 3.18. Valores de la constante SIC.

Aislamiento	$Tan\delta$	SIC
Vulcanel EP	1.5%	2.6
Vulcanel XP	0.1 %	2.1
Sintenax	9%	7.0
Papel impregnado en aceite	1.1%	3.9

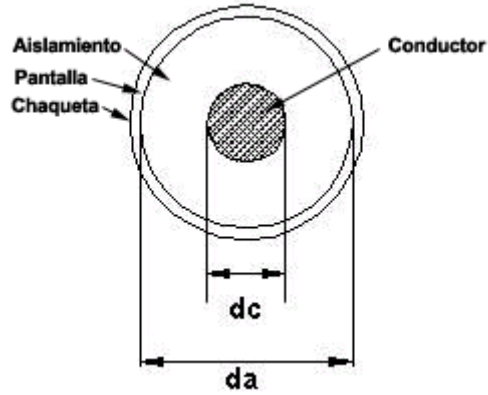


FIGURA 3.10. Cable monopolar subterráneo.

3.10.2 Cable tripolar con cubierta común

La capacitancia para éste tipo de cables (figura 3.11) se da en función del llamado factor geométrico G de la siguiente manera :

$$C = \frac{0,166SIC}{G} \times 10^{-6} \frac{F}{km} \quad (3.76)$$

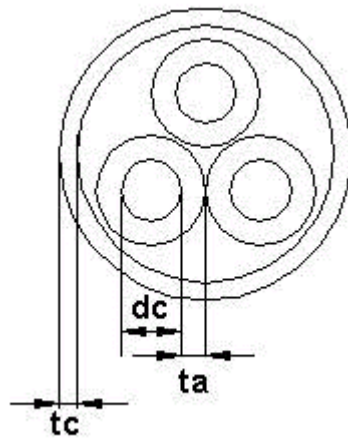


FIGURA 3.11. Cable tripolar subterráneo.

El factor geométrico G lo determina la construcción del cable, es adimensional y depende únicamente de la relación entre conductores y aislamiento.

Los valores adecuados para G pueden tomarse en la tabla 3.19

En el caso de conductores sectoriales, el factor geométrico es menor que para un conductor redondo de la misma sección y espesor de aislamiento; el valor correspondiente se obtiene al considerar al conductor sectorial en términos de su equivalente redondo y multiplicando por el factor de reducción también indicado en la tabla 3.19

TABLA 3.19. Coeficiente geométrico G empleado en el cálculo de la capacitancia.

$\frac{ta + tc}{dc}$	Factor geométrico G para conductores de sección circular			Coeficiente de corrección de G para cables de sección sectorial
	$\frac{tc}{ta} = 0,0$	$\frac{tc}{ta} = 0,4$	$\frac{tc}{ta} = 0,6$	
	cables sin pantalla			
0.4	1.85	2.10	2.40	0.7
0.6	2.40	2.60	3.0	0.84
0.8	2.95	3.15	3.50	0.88
1.0	3.314	3.55	3.82	0.92
1.2	3.60	3.85	4.32	0.95
1.4	4.00	4.30	4.65	0.96
1.6	4.30	4.60	4.92	0.97
1.8	4.55	4.75	5.22	0.97
2.0	4.75	5.10	5.50	0.97
2.2	5.00	5.33	5.66	0.97

procedimiento para encontrar G

- Calcular las relaciones $\frac{ta + tc}{dc}$ y $\frac{tc}{ta}$.
- Encontrar el valor G.
- Si el cable es sectorial, multiplicar el factor geométrico G por el valor correspondiente del factor de corrección, utilizando como entrada la relación $\frac{ta + tc}{dc}$.

En el caso de conductores instalados al aire (líneas aéreas) la capacitancia al neutro está dada por:

$$C_n = \frac{0,0241}{\log \frac{D}{r}} \frac{\mu F}{\text{milla}} \quad (3.77)$$

3.10.3 Reactancia capacitiva

La reactancia capacitiva queda definida con la siguiente ecuación:

$$X_C = \frac{1}{2\pi f C} \frac{M\Omega}{km} \quad (3.78)$$

donde

C = Capacitancia en $\frac{F}{km}$.

f = Frecuencia del sistema en Hz.

Para cables subterráneos la reactancia capacitiva está dada por:

$$X_C = \frac{G}{62,58SIC} \frac{M\Omega}{km} \quad (3.79)$$

Para cables aéreos la reactancia capacitiva se calcula mediante:

$$X_C = 0,1102 \log \frac{D}{r} \frac{M\Omega}{km} \text{ Respecto al neutro} \quad (3.80)$$

donde

D = distancia entre el centro del conductor y el neutro.

r = radio del conductor.

La reactancia capacitiva es importante para el cálculo de las líneas de alta tensión.

3.11 CLASIFICACIÓN DE LAS LINEAS SEGÚN SU LONGITUD

Con fines prácticos se introducen simplificaciones en el cálculo de los parámetros, simplificaciones que dependen de la longitud de la línea; para estos propósitos las líneas se clasifican en:

3.11.1 Líneas cortas

Son las que transmiten energía eléctrica a voltajes menores a 44 kV con longitudes hasta de 50 km y cuya capacitancia puede despreciarse.

El circuito equivalente de una línea corta se muestra en la figura 3.12 y se resuelve como un circuito sencillo de corriente alterna.

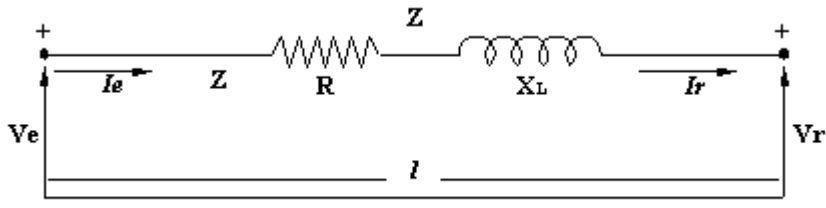


FIGURA 3.12. Circuito equivalente de una línea corta.

Las ecuaciones deducidas del circuito equivalente son:

$$V_e = V_r + ZI_r \quad (3.81)$$

$$I_e = I_r \quad (3.82)$$

$$Z = R + jX_L = zl = (r + jx_L)l \quad (3.83)$$

donde

I_e = Corriente en el extremo emisor.

I_r = Corriente en el extremo receptor.

V_e = Voltaje en el extremo emisor.

V_r = Voltaje en el extremo receptor.

Para líneas cortas a voltajes superiores a 44 kV, con longitudes entre 50 y 80 km, cuyo cálculo deberá ser más exacto deben usarse los circuitos equivalentes T o π .

3.11.2 Líneas medianas

Son las que transmiten energía eléctrica a voltajes de transmisión y subtransmisión con longitudes hasta de 240 km, cuya capacitancia no es despreciable pero que no requiere de cálculos muy rigurosos. En este caso debe usarse el circuito equivalente T_e o π que incluyen la admitancia en derivación (shunt) generalmente capacitancia pura.

3.11.2.1 Circuito equivalente T_e nominal

Si toda la admitancia en derivación es concentrada en la mitad de la línea, el circuito equivalente será como el mostrado en la figura 3.13

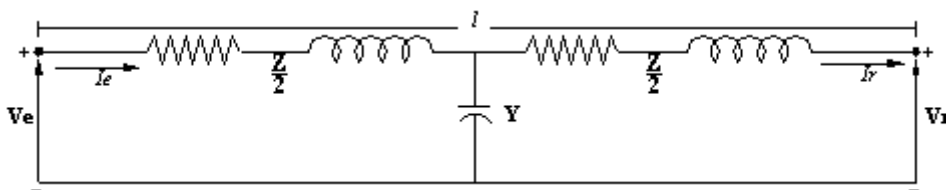


FIGURA 3.13. Circuito equivalente en T para líneas medianas.

Las ecuaciones para el circuito T nominal son

$$V_e = \left(Y\frac{Z}{2} + 1 \right) V_r + Z\left(\frac{ZY}{4} + 1 \right) I_r \quad (3.84)$$

$$I_e = YV_r + \left(\frac{YZ}{2} + 1\right)I_r \quad (3.85)$$

donde

$Y = yl =$ admitancia en paralelo

3.11.2.2 Circuito equivalente π nominal

Este circuito se muestra en la figura 3.14. Es el más usado para representar líneas de longitud media. En el circuito π nominal la admitancia en derivación se divide en dos partes iguales que se colocan en los extremos emisor y receptor de la línea.

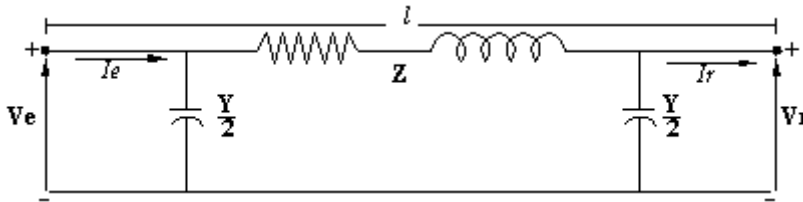


FIGURA 3.14. Circuito equivalente en π

Las ecuaciones para el circuito π nominal son:

$$V_e = \left(\frac{ZY}{2} + 1\right)V_r + ZI_r \quad (3.86)$$

$$I_e = Y\left(1 + \frac{ZY}{4}\right)V_r + \left(\frac{ZY}{2} + 1\right)I_r \quad (3.87)$$

3.11.3 Líneas largas

Son las que transmiten energía eléctrica a voltajes de transmisión con longitudes mayores a 240 km y en las cuales el efecto de la capacitancia es de tal magnitud que requiere cálculos más rigurosos.

Para líneas largas se debe utilizar el circuito equivalente que tenga en cuenta la distribución uniforme de los parámetros a lo largo de la línea, o el circuito equivalente Pi afectado por un factor de corrección.

3.12 CLASIFICACIÓN DE LAS LÍNEAS SEGÚN SUS CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS Y MAGNÉTICAS

Tanto la resistencia óhmica como la resistencia inductiva y las capacidades electrostáticas existentes en las líneas o cables, están uniformemente repartidas en toda su longitud. Sin embargo, y para simplificar los cálculos, se supone siempre que sea posible que las características están situadas en uno o varios puntos. Cuando la tensión y la longitud de las líneas no permiten esta simplificación, el cálculo de ésta debe realizarse teniendo en cuenta el reparto uniforme de las características reseñadas, en toda la longitud de la línea.

En resumen, para el cálculo de las líneas estas se dividen de la siguiente manera :

3.12.1 Línea no inductiva con carga no inductiva

Donde los efectos del campo magnético pueden despreciarse. Generalmente en estas líneas puede despreciarse el efecto de la capacidad. Constituye ésta línea la representación típica de las redes de corriente continua y los ramales entubados de corriente alterna que alimentan cargas resistivas. El diagrama fasorial se muestra en la figura 3.15



FIGURA 3.15. Diagrama fasorial línea no inductiva con carga no inductiva.

La caída de tensión es la misma caída ohmica $\Delta V = IR = V_e - V_r$ ya que la corriente está en fase con los voltajes.

Prescindiendo de los fenómenos de inducción y capacidad en la línea, la diferencia de fase entre la corriente y la tensión depende únicamente de la naturaleza de la carga. Con carga no inductiva el ángulo de fase entre el vector corriente y el vector tensión es igual a cero y el factor de potencia da pues igual a 1.

3.12.2 Línea no inductiva con carga inductiva

Con carga inductiva, el vector de la corriente está retrasado respecto al vector de la tensión en un ángulo de desfase ϕ y el factor de potencia será menor que 1. El diagrama fasorial correspondiente se muestra en la figura 3.16

Como se observa, el efecto inductivo y el efecto capacitivo de la línea han sido omitidos y solo ha sido tenido en cuenta el efecto resistivo. Se pueden clasificar dentro de este grupo los alimentadores canalizados por tubería y que alimentan cargas inductivas. Entre más pequeño sea el calibre de estos alimentadores secundarios más se acercan a este comportamiento.

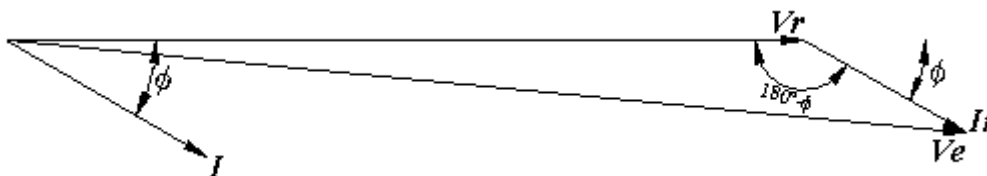


FIGURA 3.16. Diagrama fasorial de una línea no inductiva con carga inductiva.

Como se observa en el diagrama : $V_e = IR + V_r$ y aplicando la ley de cósenos:

$$V_e^2 = V_r^2 + (IR)^2 - 2V_r IR \cos(180 - \phi) \quad (3.88)$$

3.12.3 Línea inductiva con carga no inductiva

Es el caso más típico de una línea de corriente alterna alimentando cargas resistivas (Calefacción y alumbrado únicamente) con factor de potencia 1, pero donde por ningún motivo se desprecian los efectos inductivos de la línea. Se desprecian los efectos capacitivos puesto que se trata de líneas cortas. El diagrama fasorial se muestra en la figura 3.17.

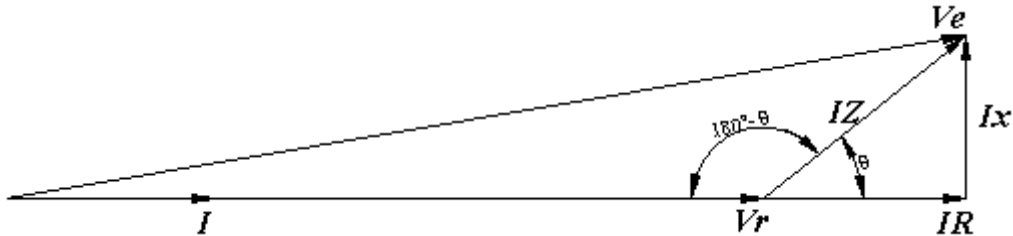


FIGURA 3.17. Diagrama fasorial de una línea inductiva con carga no inductiva.

Aplicando la ley de cosenos

$$V_e^2 = V_r^2 + (IZ)^2 - 2V_r IZ \cos(180 - \Theta) \quad (3.89)$$

donde

$$\Theta = \arctan \frac{X}{R} \quad (3.90)$$

3.12.4 Línea inductiva con carga inductiva

Corresponde al caso más general de las líneas de corriente alterna donde las cargas inductivas se presentan mucho más a menudo que las cargas capacitivas.

Dentro de este tipo de líneas se pueden analizar 2 enfoques distintos:

3.12.4.1 Condiciones de recepción conocidas

Donde se conocen las condiciones del punto de entrega de la energía (El voltaje y el factor de potencia), los cuales son tomados como referencia en el diagrama fasorial que se muestra en la figura 3.18.

Se pueden asumir como referencia las cantidades de recepción en el caso donde las líneas de distribución o subtransmisión alimenta sólo una carga concentrada en el extremo final y no existen otras cargas en puntos intermedios, alimentadores primarios exclusivos para fabricas y edificios, alimentadores secundarios en edificios de apartamentos entre otros.

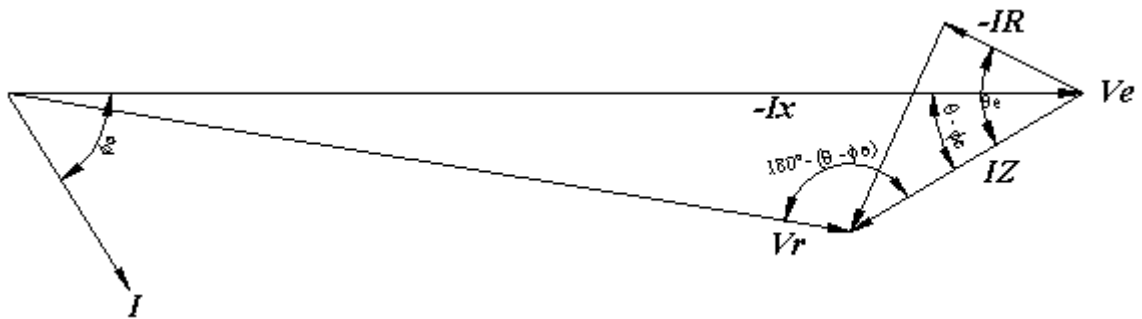


FIGURA 3.18. Línea inductiva con carga inductiva conocidas las condiciones de recepción.

V_r es tomado como voltaje de referencia. Según la ley de cósenos:

$$V_e^2 = V_r^2 + (IZ)^2 - 2V_r IZ \cos [180 - (\Theta - \phi_R)] \quad (3.91)$$

donde

$$\Theta = \arccot \frac{X}{R} \text{ y } \phi_r = \arccos(\text{Factor de potencia})$$

3.12.4.2 Condiciones de envío conocidas.

En este caso sólo se conocen las condiciones del extremo emisor por lo tanto se toma el voltaje en el emisor V_e como referencia como se muestra en la figura 3.19 (el correspondiente diagrama fasorial). Este es el caso típico que representa las líneas de subtransmisión y distribución que alimentan varias cargas durante su recorrido, siendo el voltaje en cada una de las cargas diferente pues depende de su ubicación en el sistema o línea.

Esta situación se presenta con mucha frecuencia en la mayoría de las redes de distribución, por lo que se inicia el análisis correspondiente tomando como base esta condición.

Por ley de cósenos :

$$V_r^2 = V_e^2 + (IZ)^2 - 2V_e IZ \cos(\phi - \phi_e) \quad (3.92)$$

Los cálculos que se realizarán en capítulos posteriores se basarán en este modelo.

Impedancia, caída de voltaje y regulación

-
- 4.1 Impedancia.
 - 4.2 Impedancia de secuencia cero.
 - 4.3 Deducción de la ecuación de momento eléctrico en función de la regulación, conocidas las condiciones de recepción.
 - 4.4 Deducción de la ecuación de momento eléctrico en función de la regulación, conocidas las condiciones de envío.
 - 4.5 Momento eléctrico en función de la regulación para los diferentes sistemas de distribución.
 - 4.6 Expresión general para el momento eléctrico en función de la regulación.
 - 4.7 Regulación de una línea con cargas uniformemente distribuídas.
 - 4.8 Factor de distribución de carga para redes radiales con carga regular e irregularmente distribuída.
 - 4.9 Límites de regulación de tensión para líneas cortas.
 - 4.10 Deducción de expresiones para el cálculo de redes de distribución.

4.1 IMPEDANCIA

Al energizar con una tensión V un elemento puramente resistivo R , se provoca un flujo de corriente I cuya magnitud de acuerdo con la ley de Ohm es: ($I = V/R$).

De igual manera, si el elemento resistivo se sustituye por un elemento reactivo X , inductivo o capacitivo, el flujo de corriente estará dado por $I = V/X$ con un ángulo de desfase de 90° con respecto al voltaje aplicado, atrasado o adelantado según que la reactancia sea inductiva o capacitiva respectivamente.

El caso más general da la corriente como la relación:

$$I = V/Z \quad (4.1)$$

donde:

$$Z = R + j(X_L - X_C) \quad (4.2)$$

que es la impedancia total de la línea en Ohm.

El operador j imprime un giro de 90° a la parte imaginaria o reactancia X siendo positivo o negativo según que X_C sea mayor o menor que X_L . La magnitud o módulo de Z se obtiene:

$$Z = \sqrt{R^2 + (X_L - X_C)^2} \quad (4.3)$$

y el ángulo de fase o argumento entre R y X será

$$\theta = \arctan \frac{X}{R} \quad (4.4)$$

Como en líneas cortas se desprecia el efecto capacitivo, entonces la ecuación 4.2 queda :

$$Z = R + jX_L \quad (4.5)$$

donde el módulo y el argumento estará determinado por:

$$Z \angle \theta = \sqrt{R^2 + X^2} \angle \arctan \frac{X_L}{R} \quad (4.6)$$

Es muy común que se trabaje con la impedancia unitaria y no con la impedancia total, ambas están relacionadas así:

$$Z = z l \quad (4.7)$$

donde z es la impedancia unitaria en Ω / km .

En la tabla 4.1 se muestran las impedancias de las redes monofásicas y trifásicas aéreas con conductores de cobre duro. En la tabla 4.2 con conductores de Aluminio ACS y en la tabla 4.3 para las redes con conductores ACSR y serán usados en el cálculo de la regulación de tensión.

TABLA 4.1. Módulos y argumentos de las impedancias unitarias para redes monofásicas y trifásicas aéreas. Conductores aislados de cobre duro. Temperatura de conductor 50 °C Ω /km.

Calibre AWG o MCM	Número de hilos	Disposición monofásica		Disposición trifásica	
		o d o		o d o d o	
		d = 100 mm	d = 150 mm	d = 100 mm	d = 150 mm
4	7	1.007∠16.745°	1.016∠18.392°	1.012∠17.688°	1.022∠19.223°
2	7	0.665∠24.202°	0.678∠26.561°	0.672∠25.563°	0.686∠27.861°
1	19	0.546∠28.338°	0.562∠31.086°	0.555∠29.930°	0.571∠32.582°
1/0	19	0.457∠33.342°	0.474∠36.432°	0.466∠35.128°	0.485∠38.088°
2/0	19	0.388∠38.641°	0.407∠42.005°	0.399∠40.595°	0.419∠43.722°
3/0	19	0.335∠44.153°	0.357∠47.680°	0.347∠46.213°	0.370∠49.494°
4/0	19	0.295∠49.635°	0.319∠53.198°	0.308∠51.729°	0.333∠54.992°
250	37	0.271∠53.304°	0.296∠56.836°	0.285∠55.395°	0.311∠58.603°
300	37	0.250∠57.309°	0.276∠60.742°	0.265∠59.345°	0.291∠62.415°
350	37	0.235∠60.436°	0.262∠63.728°	0.250∠62.401°	0.278∠65.326°
400	37	0.224∠62.989°	0.251∠66.146°	0.240∠64.879°	0.267∠67.654
500	37	0.208∠66.789°	0.236∠69.713°	0.224∠68.543°	0.253∠71.081°

TABLA 4.2. Módulos y argumentos de las impedancias unitarias para redes monofásicas y trifásicas aéreas. Conductores aislados de aluminio ACS. Temperatura de conductor 50 °C Ω /km.

Calibre AWG o MCM	Número de hilos	Disposición monofásica		Disposición trifásica	
		d = 100 mm	d = 150 mm	d = 100 mm	d = 150 mm
4	7	1.556∠10.746°	1.562∠11.845°	1.559∠11.374°	1.566∠12.472°
2	7	0.999∠15.832°	1.008∠17.506°	1.004∠16.793°	1.013∠18.444°
1	7	0.807∠19.093°	0.817∠21.121°	0.813∠20.259°	0.824∠22.250°
1/0	7	0.656∠22.893°	0.669∠25.308°	0.663∠27.277°	0.676∠26.641°
2/0	7	0.539∠27.187°	0.554∠29.995°	0.547∠28.808°	0.563∠31.529°
3/0	7	0.449∠31.977°	0.466∠35.170°	0.458∠33.822°	0.476∠36.882°
4/0	7	0.379∠37.136°	0.398∠40.650°	0.390∠39.177°	0.410∠42.486°
266.8	7	0.326∠42.535°	0.347∠46.261°	0.338∠47.712°	0.360∠48.177°
300	19	0.300∠44.760°	0.322∠48.622°	0.313∠47.147°	0.336∠50.586°
336.4	19	0.281∠47.465°	0.304∠51.361°	0.294∠49.768°	0.318∠53.317°
397.5	19	0.257∠51.239°	0.281∠55.130°	0.271∠53.545°	0.296∠57.067°
477	19	0.220∠52.298°	0.262∠59.074°	0.251∠57.525°	0.277∠60.921°
500	19	0.231∠56.228°	0.257∠60.018°	0.246∠60.018°	0.273∠61.846°

4.2 IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO

Cuando existe circulación de corrientes de secuencia cero, estas, dependiendo del arreglo particular, tendrán trayectorias bien definidas de circulación. De hecho se presentan 3 posibles arreglos:

1. Que el regreso de corrientes de secuencia cero se haga únicamente por tierra, como es el caso donde los forros metálicos están aislados de tierra o bien, no tengan forro.
2. Que el retorno se efectúe por ambos caminos, forro metálico y tierra.
3. Que el regreso se efectúe únicamente por el forro metálico.

En cada uno de los casos anteriores, la corriente encontrará determinadas impedancias, como son la resistencia a la corriente alterna del conductor, resistencia que presenta la tierra y cubierta, además el efecto de las corrientes en el conductor, forro y tierra, agregan inductancias mutuas.

Cada uno de estos efectos no siempre se pueden identificar en forma individual en las ecuaciones de cálculo de reactancias; debido a que la teoría de circuitos de regreso por tierra, y el uso de un radio medio geométrico que represente el grupo de conductores en paralelo, presenta en combinación efectos fundamentales que contribuyen al total de la reactancia de secuencia cero. También, la interrelación entre resistencia y reactancia es tan fuerte que se tratan en forma simultánea.

Se analizaran los casos más comunes:

1. Un cable trifásico con forro metálico.
2. Cables unipolares con forro metálico.

4.2.1 Cable trifásico con forro metálico.

La representación de este cable y su circuito equivalente se muestra en la figura 4.1.

Como se observa, se tiene una conexión sólida a tierra del forro metálico. La impedancia del grupo de los 3 conductores en paralelo considerando la presencia del regreso por tierra e ignorando la cubierta queda:

$$Z_C = R_C + R_e + j(0,5209) \log \frac{100D_e}{RMG_{3C}} \frac{\Omega}{km} \text{ por fase} \quad (4.8)$$

$$Z_c = R_C + R_e + j(X_a + X_e - 2X_d) \frac{\Omega}{\text{fase}} \text{ por km} \quad (4.9)$$

donde:

- R_C es la resistencia a la c.a. de un conductor en Ω/km .
- R_e es la resistencia equivalente de la tierra en Ω/km (ver tabla 4.4).
- D_e es la profundidad equivalente de la trayectoria de regreso por la tierra en metros (ver tabla 4.4).
- RMG_{3C} es el radio medio geométrico de los tres conductores tomados como grupo en centímetros.
- RMG_{1C} es el radio medio geométrico de un conductor individual en centímetros.
- X_a es la reactancia de un conductor de fase individual a 30.48 cm (1 pie) de separación Ω/km .
- X_e es la reactancia del regreso por tierra en Ω/km (ver tabla 4.4).
- f es la frecuencia en Hz.

TABLA 4.3. Módulos y argumentos de las impedancias por unidad de longitud en redes aéreas de distribución, conductor ACSR, temperatura del conductor = 50°C. Ω/km

Calibre AWG o MCM	Nro de hilos	Disposición monofásica						Disposición trifásica									
		d = 200 mm		d = 800 mm		d = 1400 mm		a = 700 b = 700 mm		a = 700 b = 800 mm		a = 950 b = 950 mm		a = 1400 b = 1400 mm			
Acero	Al	Modulo	Angulo	Modulo	Angulo	Modulo	Angulo	Modulo	Angulo	Modulo	Angulo	Modulo	Angulo	Modulo	Angulo	Modulo	Angulo
6	1	6	2.4782	8.95	2.4966	11.32	2.5052	12.27	2.4980	11.49	2.4991	11.60	2.5027	12.00	2.5090	12.66	
4	1	6	1.5100	13.57	1.6377	17.13	1.5506	18.53	1.6398	17.38	1.6414	17.55	1.6469	18.14	1.6562	19.10	
2	1	6	1.0814	20.64	1.1225	25.64	1.1414	27.55	1.1257	25.98	1.1290	26.21	1.1360	27.02	1.1496	28.32	
1	1	6	0.8961	25.18	0.9453	30.92	0.9677	33.06	0.9491	31.30	0.9518	31.56	0.9613	32.47	0.9773	33.92	
1/0	1	6	0.7545	29.92	0.8117	36.32	0.8374	38.65	0.8161	36.74	0.8192	37.02	0.8301	38.01	0.8484	39.57	
2/0	1	6	0.6442	34.64	0.7089	41.61	0.7375	44.06	0.7138	42.02	0.7172	42.35	0.7294	43.39	0.7498	45.02	
3/0	1	6	0.5562	39.52	0.6279	46.90	0.6593	49.41	0.6333	47.36	0.6370	47.67	0.6504	48.73	0.6726	50.37	
4/0	1	6	0.4883	42.67	0.5644	50.50	0.5975	53.07	0.5701	50.97	0.5740	51.29	0.5881	52.38	0.6115	54.05	
266.8	7	26	0.3534	48.32	0.4370	57.47	0.4731	60.22	0.4432	57.99	0.4476	58.33	0.4629	59.49	0.4883	61.23	
300	7	30	0.3304	48.94	0.4149	58.47	0.4514	61.27	0.4212	58.99	0.4256	59.34	0.4411	60.53	0.4668	62.30	
336.4	7	30	0.3069	52.93	0.3953	62.10	0.4331	64.71	0.4018	62.59	0.4064	62.92	0.4224	64.03	0.4489	65.66	
397.5	7	30	0.2854	56.63	0.3771	65.40	0.4158	67.92	0.3838	65.85	0.3884	66.16	0.4049	67.19	0.4320	69.69	
477	7	30	0.2656	60.69	0.3604	68.86	0.4000	71.04	0.3673	69.27	0.3720	69.55	0.3889	70.47	0.4165	71.81	
500	7	30	0.2603	62.05	0.3560	69.96	0.3959	72.05	0.3629	70.35	0.3677	70.62	0.3846	71.51	0.4125	72.80	

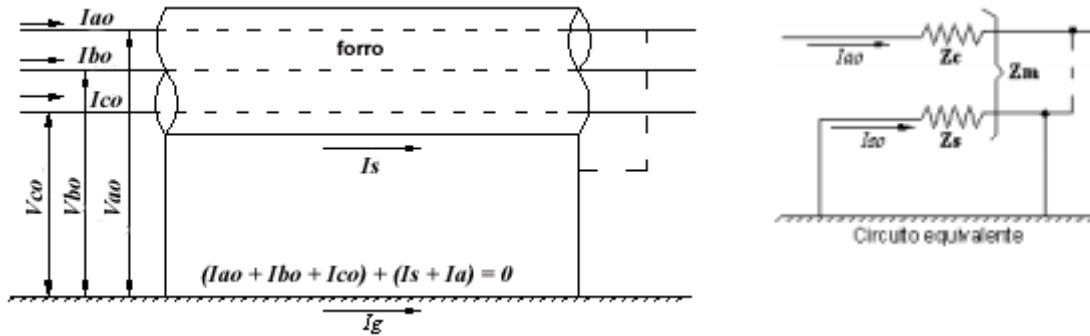


FIGURA 4.1. Cable trifásico con forro metálico.

TABLA 4.4. Profundidad de regreso por tierra De e impedancia Re y Xe a 60 Hz.

Resistividad de la tierra $\Omega - m$	Profundidad equivalente De m	Resistencia equivalente de la tierra $R_e \Omega/km$	Reactancia equivalente de la tierra Ω/km
1	8.53×10^1	0.178	1.27
5	1.89×10^2	0.178	1.45
10	2.69×10^2	0.178	1.54
50	6.10×10^2	0.178	1.72
100	8.53×10^2	0.178	1.80
500	1.89×10^3	0.178	1.98
1000	2.69×10^3	0.178	2.06
5000	6.10×10^3	0.178	2.24
10000	8.53×10^3	0.178	2.32

$$X_e = 0,5209 \log \frac{De}{0,3048} \frac{\Omega}{km} \quad (4.10)$$

$$X_d = 0,1736 \log \frac{DMG_{3C}}{30,48} \frac{\Omega}{km} \quad (4.11)$$

DMG_{3C} = Distancia media geométrica de los conductores en centímetros = $s = d + 2t$

La impedancia del forro, considerando retorno por tierra e ignorando por el momento la presencia del grupo de conductores es :

$$Z_p = 3R_p + R_e + j(0,5209) \log \frac{200D_e}{r_o + r_i} \frac{\Omega}{km} \text{ por fase} \quad (4.12)$$

ó

$$Z_p = 3R_p + R_e + j(3X_p + X_e) \frac{\Omega}{km} \text{ por fase} \quad (4.13)$$

donde R_p es la resistencia del forro en Ω/km que vale:

$$R_p = \frac{0,8019}{(r_o + r_i)(r_o - r_i)} \text{ para forro de plomo} \quad (4.14)$$

con:

r_i = radio interno del forro en centímetros.

r_o = radio externo del forro en centímetros.

X_p = reactancia del forro en Ω/km

$$X_p = 0,1736 \log \frac{60,96}{r_o + r_i} \frac{\Omega}{km} \text{ por fase} \quad (4.15)$$

La impedancia mutua entre los conductores y la cubierta, considerando la presencia del retorno por tierra, que es común para ambos, cubierta y conductor es:

$$Z_m = R_e + j(0,5209) \log \frac{200D_e}{r_o + r_i} \frac{\Omega}{km} \text{ por fase} \quad (4.16)$$

ó

$$Z_m = R_e + j(3X_p + X_e) \frac{\Omega}{km} \text{ por fase} \quad (4.17)$$

su circuito equivalente se muestra en la figura 4.2.

Del circuito equivalente se tienen los siguientes casos:

1. Cuando la corriente regresa por el forro y tierra, la impedancia total de secuencia cero es:

$$Z_o = (Z_C - Z_m) + \frac{(Z_p - Z_m)Z_m}{Z_p} \quad (4.18)$$

o bien

$$Z_o = Z_C - \frac{Z_m^2}{Z_p} \frac{\Omega}{km} \text{ por fase} \quad (4.19)$$

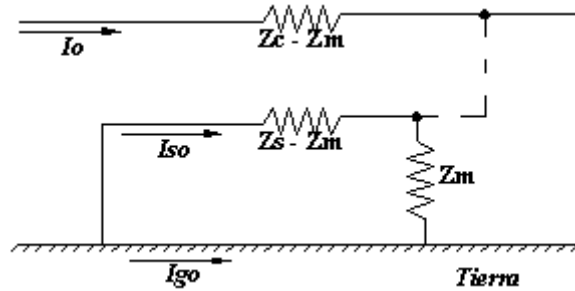


FIGURA 4.2. Circuito equivalente para conductores y cubierta con retorno por tierra.

2. Si la corriente regresa únicamente por el forro:

$$Z_o = (Z_c - Z_m) + (Z_p - Z_m) = Z_c + Z_p - 2Z_m \quad (4.20)$$

Sustituyendo valores queda:

$$Z_o = R_c + 3R_p + j(0,5209) \log \frac{r_o + r_i}{2RMG_{3C}} \frac{\Omega}{km} \text{ por fase} \quad (4.21)$$

o bien

$$Z_o = R_c + 3R_p + j(X_Z - 2X_d - 3X_p) \quad (4.22)$$

3. Si la corriente regresa únicamente por tierra:

$$Z_o = (Z_c - Z_m) + Z_m = Z_c \frac{\Omega}{km} \text{ por fase} \quad (4.23)$$

EJEMPLO 4.1

Considérese un cable trifásico de cobre con forro de plomo, calibre 2 AWG, conductor de 7 hilos, diámetro del conductor 0.742 cm, espesor de aislamiento 0.396 cm, el aislamiento que rodea el conductor es de 0.198 cm, el espesor del forro de plomo es de 0.277 cm y el diámetro total del cable es de 4 cm. $D_e = 853m$ y la resistencia del conductor es de $0.613 \Omega/km$ a 60 Hz

Solución:

$$DMG_{3C} = S = d + 2t = 0.742 + 2 \cdot 0.396 = 1.534 \text{ cm}$$

$$RMG_{1C} = 0.726 + 0.742 / 2 = 0.269 \text{ cm}$$

$$RMG_{3C} = [0,269(1,534)^2]^{1/3} = 0,859 \text{ cm}$$

$$R_c = 0.613 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$R_e = 0.178 \text{ } \Omega/\text{km} \text{ (Ver tabla 4.4)}$$

$$Z_c = R_c + R_e + j0.5209 \log \frac{100De}{RMG_{3C}} = 0,613 + 0,178 + j0,5209 \log \frac{100 \times 853}{0.859}$$

$$Z_p = 0.79 + j2.6 \frac{\Omega}{\text{km}} = 2.72 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

Esta impedancia de secuencia cero representa la impedancia total si el regreso fuera únicamente por tierra, caso 3.

$$\text{Para cubierta se tiene: } R_p = \frac{0.8019}{(r_0 + r_i) + (r_0 - r_i)} \text{ donde } r_0 = 4.399 / 2 \text{ y } r_i = 4.399 / 2 - 0.277$$

$$R_p = \frac{0.8019}{2,1995 + 1,9225)(2,1995 - 1,9225)} = \frac{0,8019}{4,122 \times 0,277} = 0,702 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$Z_p = 3R_p + R_e + j0.5209 \log \frac{200De}{r_0 + r_i} = 3 \times 0.702 + 0.178 + j0.5209 \log \frac{200 \times 853}{4.122}$$

$$Z_p = 2.284 + j2.405 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$\text{Componente mutua } Z_m = R_e + j0.5209 \log \frac{200De}{r_0 + r_i} = 0.178 + j2.405 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

Si toda la corriente regresa por el forro, caso 2

$$Z_o = Z_c + Z_p - 2Z_m = 0.79 + j2.36 + 2.28 + j2.41 - 2(0.178 + j2.41) = 2.71 + j0.19 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

Si la corriente regresa por tierra y forro en paralelo, caso 1

$$Z_o = Z_c - \frac{Z_m^2}{Z_p} = 0.79 + j2.6 - \frac{(0.178 + j2.41)^2}{2.28 + j2.41} = 1.8 + j1.16 \frac{\Omega}{\text{km}} = 2.14 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

La impedancia de secuencia cero se obtiene calculando como si todos regresos fueran únicamente por el forro, porque por lo general, la magnitud de los resultados queda cercana a la calculada cuando se considera el regreso en paralelo. El circuito real de regreso por tierra casi siempre no está definido, debido a que puede mezclarse con tuberías de agua y otros materiales conductivos y además una conexión de baja resistencia en el forro y tierra dificulta su determinación.

4.2.2 Cables unipolares con forro metálico.

La figura 4.3 muestra un circuito real equivalente para cables unipolares, dentro de un circuito trifásico perfectamente transpuesto donde sus forros están sólidamente unidos a tierra.

Algunas de sus ecuaciones difieren en algo respecto a los cables trifásicos.

$$Z_c = R_c + R_e + j(0,5209) \log \frac{100D_e}{RMG_{3C}} \frac{\Omega}{\text{km}} \text{ por fase} \quad (4.24)$$

donde:

$$Z_c = R_c + R_e + j(X_a + X_e - 2X_d) \quad (4.25)$$

R_c = Resistencia a la c.a. de un conductor Ω/km .

R_e = Resistencia equivalente de la tierra Ω/km (tabla 4.4).

D_e = Profundidad equivalente de la trayectoria de regreso por tierra.

RMG_{3C} = Radio medio geométrico de los tres cables tomados como grupo.

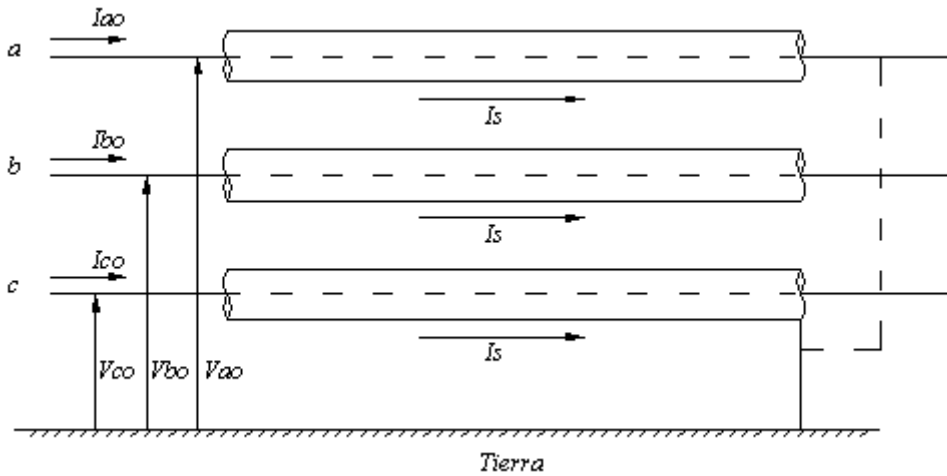


FIGURA 4.3. Circuito real equivalente para cables unipolares, dentro de un circuito trifásico perfectamente transpuesto.

$$RMG_{3C} = [(RMG_{1C})(DMG_{3C})^2]^{\frac{1}{3}} \text{ cm} \quad (4.26)$$

X_a = Reactancia de un conductor de fase individual a 12 pulgadas de separación Ω/km .

X_e = Reactancia del regreso a tierra.

$$X_e = 0,5209 \log \frac{D_e}{0,3048} \frac{\Omega}{\text{km}} \quad (4.27)$$

$$X_d = 0,1736 \log \frac{DMG_{3C}}{30,48} \frac{\Omega}{\text{km}} \quad (4.28)$$

$$DMG_{3C} = (S_{ab} \times S_{bc} \times S_{ac})^{1/3} = \text{distancia media geométrica en centímetros} \quad (4.29)$$

$$Z_p = R_p + R_e + j(0,5209) \log \frac{100D_e}{RMG_{3S}} \frac{\Omega}{\text{km}} \text{ por fase} \quad (4.30)$$

$$Z_p = R_p + R_e + j(X_p + X_e - 2X_d) \frac{\Omega}{\text{km}} \text{ por fase} \quad (4.31)$$

donde:

$$RMG_{3P} = \sqrt[3]{\frac{r_o + r_i}{2} (DMG_{3P})^2} \quad (4.32)$$

es el radio medio geométrico de los 3 forros en paralelo.

R_p Resistencia de un forro Ω/km .

$$R_p = \frac{0,8019}{(r_o + r_i)(r_o - r_i)} \text{ para forro de plomo} \quad (4.33)$$

r_i Radio interno del forro en centímetros.

r_o Radio externo del forro en centímetros.

X_p Reactancia del forro en Ω/km .

$$X_p = 0,1736 \log \frac{60,96}{r_o + r_i} \quad (4.34)$$

$$Z_m = R_e + j(0,5209) \log \frac{100D_e}{DMG_{3C-3P}} \frac{\Omega}{\text{km}} \text{ por fase} \quad (4.35)$$

$$Z_m = R_e + j(X_e + X_p - 2X_d) \frac{\Omega}{\text{km}} \text{ por fase} \quad (4.36)$$

DMG_{3C-3P} Distancia media geométrica entre forros y conductores.

$$DMG_{3C-3P} = \sqrt[3]{\frac{r_o + r_i}{2} (DMG_{3C})^6} \times \sqrt[3]{\frac{r_o + r_i}{2} (DMG_{3C})^2} \quad (4.37)$$

Los 3 casos son los mismos que para el cable trifásico

Caso 1 : Cuando la corriente regresa por el forro y la tierra en paralelo

$$Z_o = Z_c - \frac{Z_m^2}{Z_p} \frac{\Omega}{\text{km}} \text{ por fase} \quad (4.38)$$

Caso 2 : Cuando la corriente regresa únicamente por cubierta metálica

$$Z_o = Z_c + Z_p - 2Z_m \frac{\Omega}{\text{km}} \text{ por fase} \quad (4.39)$$

$$Z_o = R_c + R_p + j(0,5209) \log \frac{RMG_{3S}}{RMG_{3C}} \frac{\Omega}{\text{km}} \text{ por fase} \quad (4.40)$$

$$Z_o = R_c + R_p + j(X_a - X_p) \frac{\Omega}{\text{km}} \text{ por fase} \quad (4.41)$$

Caso 3 : Regreso de corrientes únicamente por tierra

$$Z_o = (Z_c - Z_m) + Z_m = Z_c \frac{\Omega}{\text{km}} \text{ por fase} \quad (4.42)$$

EJEMPLO 4.2

Calcular la caída de tensión al neutro en el extremo de un circuito de 5 km de longitud que lleva 400 A y utiliza el cable Vulcanel EP 500 MCM de Cobre.

El factor de potencia de carga es 0.8 en atraso y la tensión entre fases en el extremo receptor es de 22.9 kV.

Datos:

$$R_{ca} = 0.088 \Omega/\text{km} .$$

$$X_L = 0.103 \Omega/\text{km} .$$

$$Z = 0.315 \angle 49.5^\circ \Omega/\text{km} .$$

$$I = 400 \angle \cos 0.8^\circ = 400 \angle -36.9^\circ \text{ A} .$$

Solución:

Caída de tensión al neutro

$$I_z l = 400 \angle -36.9^\circ \times 0.135 \angle 49.5^\circ \times 5 = 270 \angle -12.6^\circ \text{ V}$$

Tensión al neutro en el extremo emisor

$$E_g = E_r + I_z l = \frac{22900}{\sqrt{3}} \angle 0^\circ + 270 \angle 12.6^\circ$$

$$E_g = 13.491 \angle 0.15^\circ \text{ kV}$$

$$\% Reg = \frac{13491 - 13221}{13221} \times 100 = 2.04 \%$$

Cuando las líneas alimentan una carga balanceada, el neutro no lleva corriente y las fórmulas expuestas con anterioridad se pueden aplicar exista o no el hilo neutro (circuitos de 3 o 4 hilos).

Para el cálculo de la regulación de tensión en líneas cortas de cables aislados se consideran las mismas fórmulas anteriores. En el caso de líneas largas (más de 16 km.) se debe considerar la tensión al neutro en el extremo receptor, pero SIN CARGA. Esta consideración hace que, en líneas largas, la regulación de voltaje resulte entre 1 y 2 % mayor que la caída de tensión.

4.3 DEDUCCIÓN DE LA ECUACIÓN PARA EL MOMENTO ELÉCTRICO EN FUNCIÓN DE LA REGULACIÓN CONOCIDAS LAS CONDICIONES DE RECEPCIÓN

Cuando las condiciones de recepción son perfectamente conocidas como es el caso de una línea con carga única concentrada en el extremo receptor (sin cargas intermedias conectadas a dicha línea) es conveniente aplicar los criterios de cálculo que ahora se exponen.

En la figura 4.4a se muestra la línea, en la figura 4.4b el diagrama unifilar de la línea con retorno ideal y en la figura 3.18 se muestra el diagrama vectorial correspondiente.

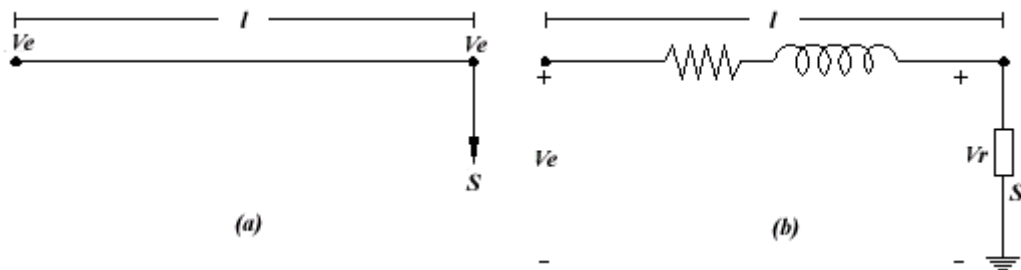


FIGURA 4.4. Representación de una línea con carga concentrada en el extremo receptor.

Escribiendo nuevamente la ecuación 3.91

$$V_e^2 = V_r^2 + (IZ)^2 - V_r IZ \cos[180 - (\theta - \phi_r)]$$

que se transforma en

$$V_e^2 = V_r^2 + (IZ)^2 + 2V_r IZ \cos(\theta - \phi_r)$$

haciendo $Z = z/l$ e $I = \frac{S}{V_r}$ se tiene:

$$V_e^2 = V_r^2 + \frac{S^2}{V_r^2}(z/l)^2 + 2V_r \frac{S}{V_r} z/l \cos(\theta - \phi_r) \quad (4.43)$$

$$V_e^2 = V_r^2 + \frac{z^2}{V_r^2}(SI)^2 + 2z \cos(\theta - \phi_r)(SI) \quad (4.44)$$

donde SI = momento eléctrico de la línea.

En este caso, la regulación quedará como:

$$Reg = \frac{V_e - V_r}{V_r} \quad (4.45)$$

despejando V_e de $V_e = V_r(1+Reg)$ y reemplazando en la ecuación 4.44:

$$V_r^2(1 + Reg)^2 = V_r^2 + \frac{z^2}{V_r^2}(SI)^2 + 2z \cos(\theta - \phi_r)(SI)$$

Igualando a cero se obtiene una ecuación de segundo grado en SI

$$\frac{z^2}{V_r^2}(SI)^2 + 2z \cos(\theta - \phi_r)(SI) - V_r^2 Reg(2 + Reg) = 0 \quad (4.46)$$

Aplicando la fórmula cuadrática para despejar el momento eléctrico SI

$$SI = \frac{-2z \cos(\theta - \phi_r) \pm \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_r) \times 4z^2 + 4 \frac{z^2}{V_r^2} \times V_r^2 Reg(2 + Reg)}}{2 \frac{z^2}{V_r^2}}$$

quedando en definitiva la siguiente expresión:

$$SI = \frac{-\cos(\theta - \phi_r) \pm \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_r) + Reg(2 + Reg)}}{z} \times V_r^2 \quad (4.47)$$

Resultando dos soluciones diferentes para el momento eléctrico; de hecho, hay que eliminar una de ellas. El signo (-) que antecede al radical se debe descartar ya que no se concibe un momento eléctrico negativo, es decir, no tiene significado físico, quedando finalmente:

$$SI = \frac{-\cos(\theta - \phi_r) + \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_r) + Reg(2 + Reg)}}{z} \times V_r^2 \quad (4.48)$$

donde:

- SI Momento eléctrico en KVA_m.
- V_r Voltaje en el extremo receptor entre línea y tierra en voltios.
- $z = r + jx_L$ Impedancia por unidad de longitud en Ω/km .
- r Resistencia por unidad de longitud en Ω/km .
- x_L Reactancia inductiva por unidad de longitud en Ω/km .
- θ $\text{atan} x_L / r$ ángulo de línea.
- ϕ_r $\text{acos} fp$ ángulo del factor de potencia.

La ecuación 4.48 representa el momento eléctrico en función de la regulación para un conductor con retorno ideal conociendo las condiciones del extremo receptor (Carga única en el extremo).

4.4 DEDUCCIÓN DE LA ECUACIÓN PARA EL MOMENTO ELÉCTRICO EN FUNCIÓN DE LA REGULACIÓN CONOCIDAS LAS CONDICIONES DE ENVÍO

Los sistemas de distribución normales comprenden líneas que alimentan varias cargas a lo largo de su recorrido, por lo tanto, lo único que se sabe con certeza es el voltaje de envío V_e , la potencia suministrada por la fuente S y el factor de potencia en el punto de envío $\cos \phi_e$.

El voltaje de recepción tiene variaciones y depende de la ubicación de la carga en la línea, obteniéndose valores diferentes de V_r para las tomas de carga a lo largo de la línea.

En la figura 4.5a se muestra la línea con varias cargas y la carga equivalente en el centro virtual de carga; en la figura 4.5b se muestra el circuito equivalente de un conductor con retorno ideal y en la figura 4.5c el diagrama fasorial correspondiente.

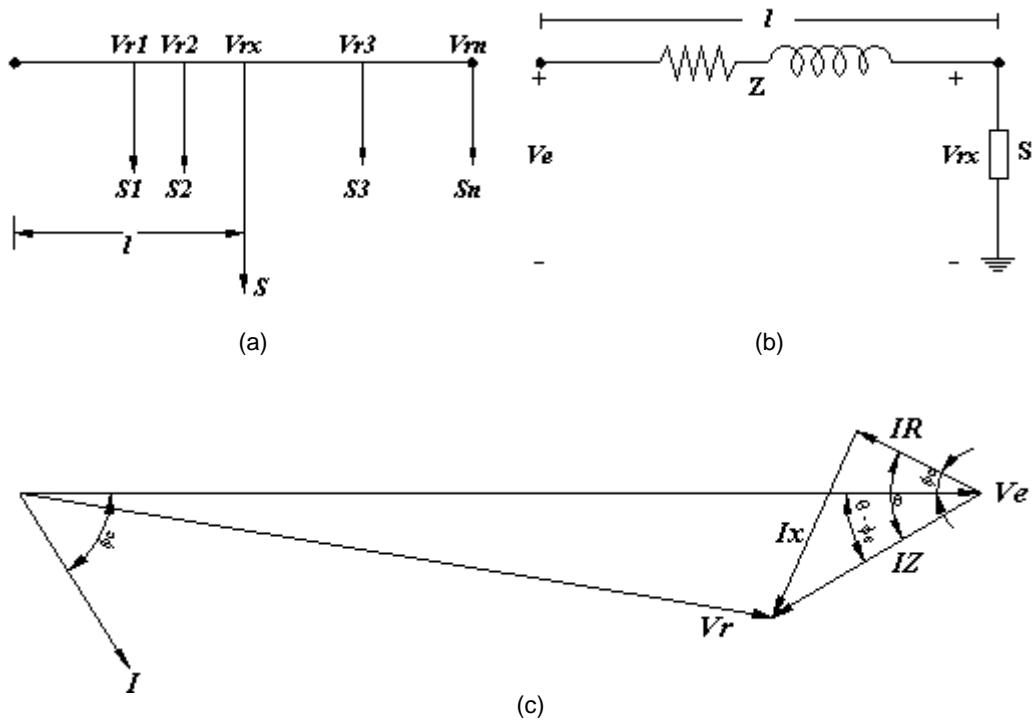


FIGURA 4.5. Diagrama de una línea típica de distribución, circuito equivalente y diagrama fasorial correspondiente.

Aplicando la ley de cósenos se obtiene el triángulo formado por V_r , IZ e IX_L

$$V_{rx}^2 = V_e^2 + (IZ)^2 - 2V_e IZ \cos(\theta - \phi_e) \quad (4.49)$$

haciendo $Z = zl$ e $I = S / V_e$ se obtiene

$$V_{rx}^2 = V_e^2 + \frac{S^2}{V_e^2} (zl)^2 - 2V_e \frac{S}{V_e} (zl) \cos(\theta - \phi_e)$$

Reorganizando términos para que aparezca el momento eléctrico:

$$V_{rx}^2 = V_e^2 + \frac{z^2}{V_e^2} (Sl)^2 - 2z \cos(\theta - \phi_e) (Sl) \quad (4.50)$$

La regulación para este caso quedará:

$$Reg = \frac{V_e - V_{rx}}{V_e} \quad (4.51)$$

y al despejar V_{rx} queda : $V_{rx} = V_e (1-Reg)$ que al reemplazarlo en la ecuación 4.14 resultara la siguiente expresión:

$$V_e^2(1 - Reg)^2 = V_e^2 + \frac{z^2}{V_e^2}(SI)^2 - 2z \cos(\theta - \phi_e)(SI)$$

igualando a cero:

$$\frac{z^2}{V_e^2}(SI)^2 - 2z \cos(\theta - \phi_e)(SI) + V_e^2 Reg(2 - Reg) = 0$$

Aplicando ahora la fórmula cuadrática para obtener el momento eléctrico:

$$SI = \frac{\cos(\theta - \phi_e) \pm \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{z} \times V_e^2 \quad (4.52)$$

Aquí se observa de nuevo que hay 2 soluciones de las cuales hay que eliminar una, en este caso el signo (+) que antecede al radical daría como resultado un momento eléctrico exagerado que de ninguna manera constituye solución al problema, por lo tanto hay que desecharlo, lo que da como resultado:

$$SI = \frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{z} \times V_e^2 \quad (4.53)$$

donde:

V_e voltaje de envío de línea en voltios línea - tierra.

ϕ_e $\arccos \text{fp}$ = ángulo del factor de potencia.

La expresión 4.53 permite obtener el momento eléctrico en función de la regulación para un conductor con retorno ideal conocidas las condiciones de envío.

4.5 MOMENTO ELÉCTRICO EN FUNCIÓN DE LA REGULACIÓN PARA LOS DIFERENTES SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Un conductor con retorno ideal no constituye un sistema práctico de distribución pero sirve de base para determinar los sistemas típicos.

Se establece ahora en forma precisa el momento eléctrico en función de la regulación para los siguientes sistemas:

4.5.1 Sistema monofásico trifilar.

Que se constituye como uno de los sistemas más usados para distribución y es casi exclusivo para zonas residenciales. Este sistema puede ser conformado por 2 conductores con retorno ideal formando un neutro físico y llevándolo al punto de alimentación o fuente, tal como se muestra en la figura 4.6.

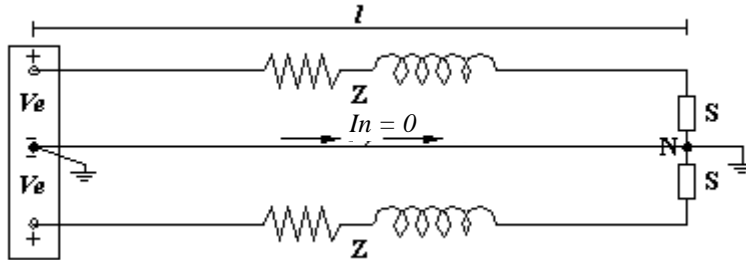


FIGURA 4.6. Sistema monofásico trifilar.

Para este sistema tendremos:

$$SI = 2 \frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{z} \times V_e^2 \quad (4.54)$$

Este sistema es ampliamente usado en redes residenciales y comerciales con densidad de carga moderada y baja.

4.5.2 Sistema trifásico tetrafilar.

Este sistema es ampliamente utilizado donde existen cargas trifásicas o donde existen cargas monofásicas demasiado numerosas (zonas de gran densidad de carga). Está conformado por 3 conductores con retorno ideal creándose un neutro físico que se lleva hasta la fuente como se muestra en la figura 4.7.

Para este caso el momento eléctrico queda:

$$SI = 3 \frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{z} \times V_e^2 \quad (4.55)$$

Usado en redes de distribución residenciales y comerciales con gran densidad de carga y en sistemas industriales.

4.5.3 Sistema bifásico bifilar (2f - 2H).

Este es muy utilizado en electrificación rural y en subrámales bifilares a 13.2 kV para alimentar transformadores monofásicos. Dicho sistema se muestra en la figura 4.8.

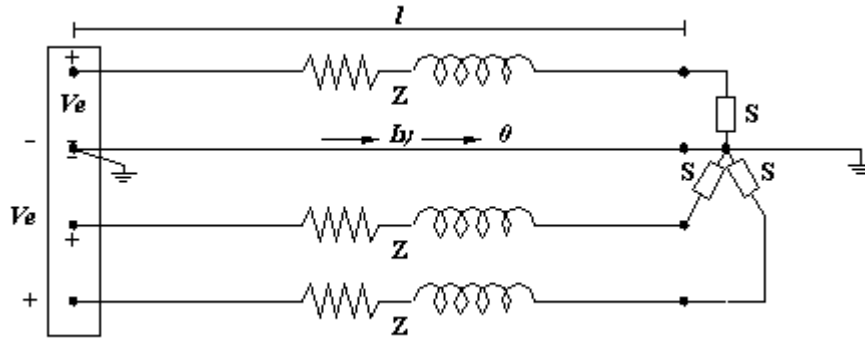


FIGURA 4.7. Sistema trifásico tetrafilar.

Nótese que en este sistema existe retorno por conductor físico donde al observar el equivalente monofásico la impedancia total del circuito será $2z$ por lo que:

$$Sl = \frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - \text{Reg}(2 - \text{Reg})}}{2z} \times (V_e)_L^2 \quad (4.56)$$

donde $(V_e)_L$ es el voltaje línea.

En el caso de subramales monofásicos fase-neutro (1f-2H) se tomará simplemente V_e (f, η)

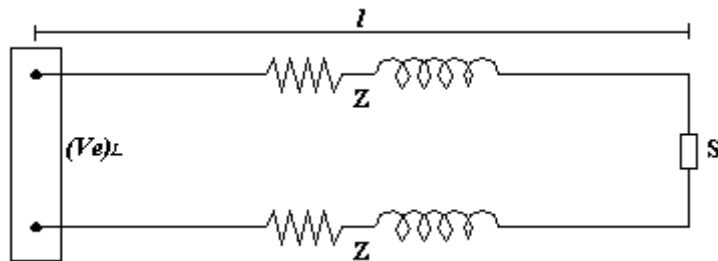


FIGURA 4.8. Sistema bifásico bifilar.

4.6 EXPRESIÓN GENERAL PARA EL MOMENTO ELÉCTRICO EN FUNCIÓN DE LA REGULACIÓN

Todo lo anterior permite encontrar una expresión general para el momento eléctrico así:

$$Sl = n \frac{-\cos(\theta - \phi_r) + \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_r) + Reg(2-Reg)}}{z} \times V_r^2 \tag{4.57}$$

expresión válida para cuando se conocen las condiciones de recepción

$$Sl = n \frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2-Reg)}}{z} \times V_e^2 \tag{4.58}$$

expresión utilizada cuando se conocen las condiciones de envío.

donde:

- n = 1 para un conductor con retorno ideal.
- n = 2 para un sistema monofásico trifilar.
- n = 3 para un sistema trifásico trifilar.
- n = 1 / 2 para sistema monofásico bifilar con Ve (voltaje línea - neutro).
- n = 1 / 2 para sistema bifásico bifilar pero con (Ve)_L Voltajes fase - fase.

Las ecuaciones 4.57 y 4.58 pueden ser graficadas para cualquier conductor en un sistema de coordenadas cartesianas : Reg (ordenadas) vs Sl (abscisas), encontrando que se trata de una recta que pasa por el origen como se observa en la figura 4.9.

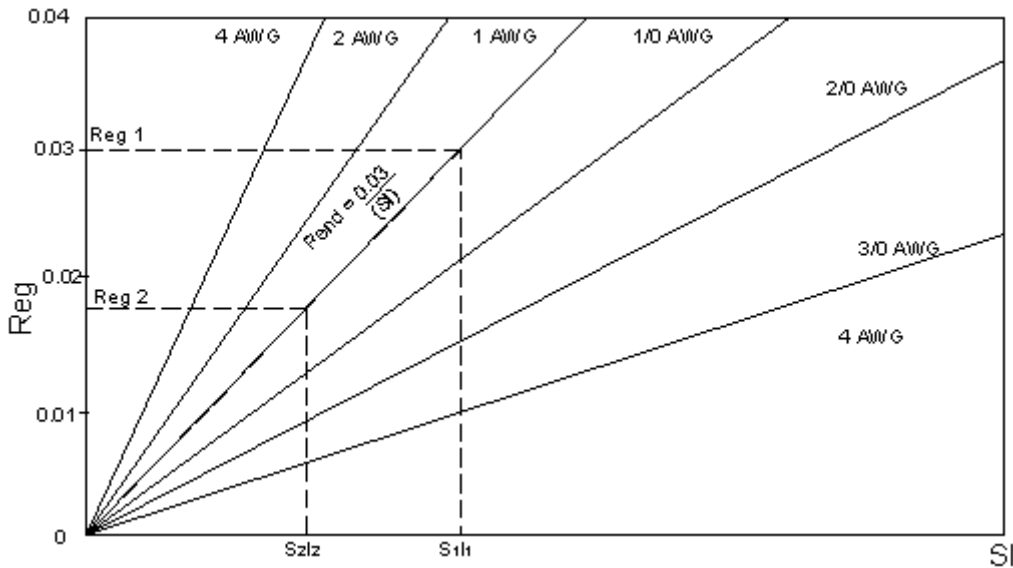


FIGURA 4.9. Abanico de conductores.

Como estas rectas pasan por el origen, mediante interpolaciones muy sencillas se puede hallar la regulación para cualquier momento eléctrico; bastará sólo con hallar la pendiente de la recta, lo que abrevia el procedimiento de cálculo. Dicha pendiente valdrá:

$$pend = \frac{0,03}{(SI)_1} \text{ con Reg}_1 = 0,03 \quad (4.59)$$

La regulación para el momento eléctrico $(SI)_2$ se hallará como

$$\%Reg_2 = 100 \times pend \times (SI)_2 \quad (4.60)$$

$$\%Reg = K_1(SI)_2 \quad (4.61)$$

Con $K_1 = 100 \times pend$, denominada CONSTANTE DE REGULACIÓN DEL CONDUCTOR y es diferente para cada calibre, depende de la tensión, de la configuración de conductores y del factor de potencia.

Se puede concluir entonces que la regulación en una línea de distribución varía linealmente con la magnitud del momento eléctrico en el envío cuando la magnitud del voltaje en el envío es constante.

4.7 REGULACIÓN EN UNA LÍNEA CON CARGAS UNIFORMEMENTE DISTRIBUIDAS

Este caso se ilustra en la figura 4.10 donde gráficamente se muestra la variación de la corriente. Dicha corriente varía linealmente con la distancia.

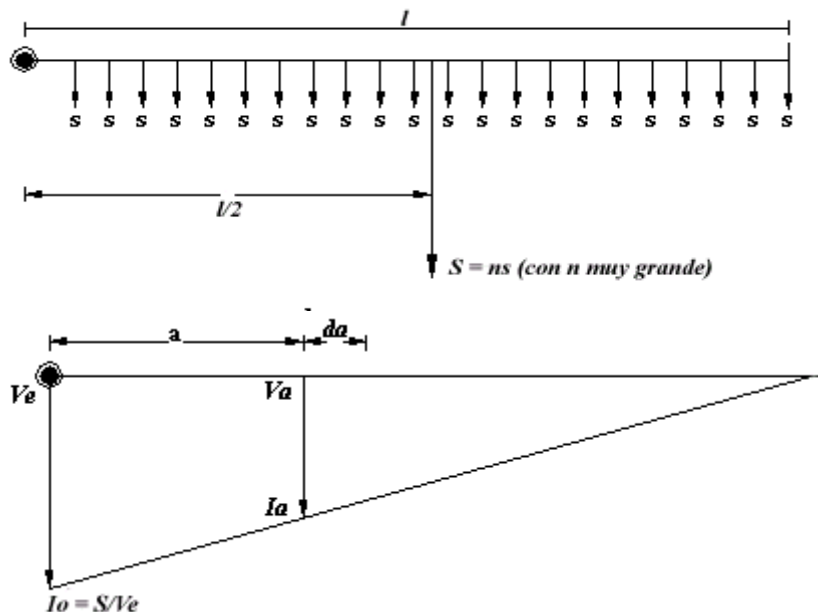


FIGURA 4.10. Línea con carga uniformemente distribuída.

La corriente a una distancia a desde el envío y para una potencia S por fase vale:

$$I_a = \frac{S}{V_e} \times \frac{l-a}{l} \quad (4.62)$$

la caída de voltaje a través de un tramo de línea "da" vale:

$$dV_a = I_a z_a da = \frac{S}{V_e} z_a \frac{l-a}{l} da \quad (4.63)$$

Integrando desde cero hasta una distancia arbitraria l se tiene:

$$V_a = \int_0^l \frac{S}{V_e} z_a \frac{l-a}{l} da = \frac{S}{V_e} \times \frac{z_a}{l} \int_0^l (l-a) da = \frac{S}{V_e} \times \frac{z_a}{l} \left[al - \frac{a^2}{2} \right]_0^l \quad (4.64)$$

Para el final de la línea $a = l$ y entonces

$$V_l = \frac{z}{V_e} \times \frac{S}{l} \left[l^2 - \frac{l^2}{2} \right] = \frac{S}{V_e} \times \frac{z}{l} \times \frac{l^2}{2} = \frac{z}{V_e} S \times \frac{l}{2} \quad (4.65)$$

pero

$$Vl = V_e - V_r$$

$$Vl = V_e - V_r = \frac{z}{V_e} S \frac{l}{2} \quad (4.66)$$

Este voltaje es igual al que se origina con una carga concentrada S en la mitad de la línea.

4.8 FACTOR DE DISTRIBUCIÓN DE CARGA PARA RED RADIAL CON CARGA REGULAR E IRREGULAR

Debido a que la caída de voltaje depende de la carga, su distribución y su longitud, llega a ser necesario establecer una relación entre dichos parámetros tanto para carga uniformemente distribuída como para carga no distribuída. Se estudia el caso de carga mixta.

Con base en el modelo de los Ingenieros Ponavaikko y Prakassa se desarrolló un modelo que considera cargas regulares y también irregulares permitiendo pensar en un problema más general, como se muestra en la figura 4.11.

El momento eléctrico total de la línea esta dado por:

$$S_T \times l_x = \sum_{J=1}^n ME_J \quad (4.67)$$

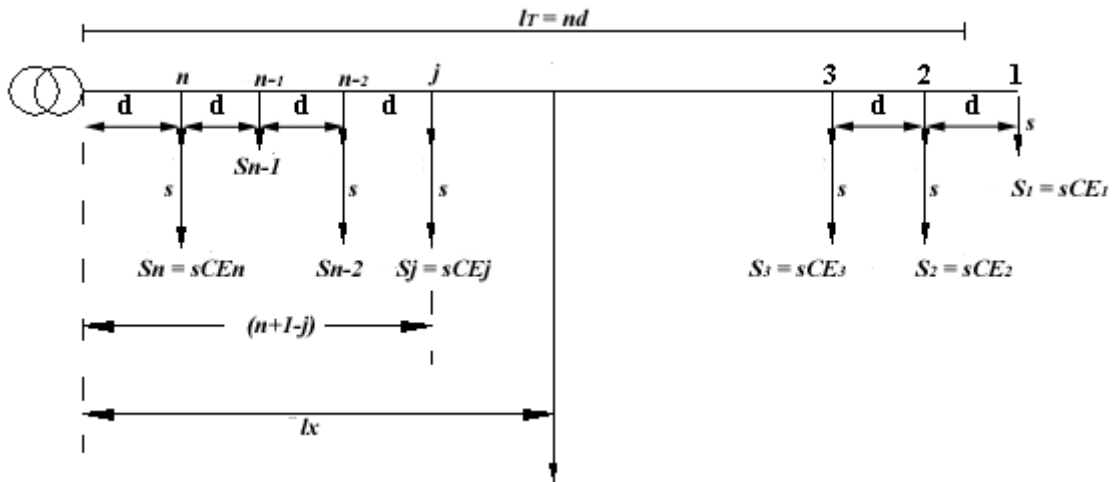
pero

$$l_x = \frac{l_T}{f_{dc}} \quad (4.68)$$

donde

f_{dc} es el factor de distribución de cargas.

ME_J es el momento eléctrico de la carga J .



n = número de nodos.

s = potencia por carga uniformemente distribuída.

S_J = potencia por carga no uniformemente distribuída.

S_T = carga total del sistema.

l_T = longitud total de la línea.

l_x = longitud a la cual se puede ubicar la carga equivalente total.

CE_J = número de veces que s esta contenida en S_J .

FIGURA 4.11. Red radial con carga irregular y regular.

$$S_T \times \frac{l_T}{f_{dc}} = \sum_{j=1}^n ME_J \quad (4.69)$$

Y por lo tanto el factor de distribución de carga se define como la relación de la carga total en kVA por la longitud total de la red contra la sumatoria de momentos de cada carga. También resulta despejando de la ecuación 4.69 así:

$$f_{dc} = \frac{St \times I_t}{n} = \frac{\left(ns + \sum_{j=1}^n sCE_j \right) nd}{\sum M_j \quad ds + 2ds + 3ds + \dots + nds + \sum sCE_j(n+1-J)d} \quad (4.70)$$

$$f_{dc} = \frac{\left(ns + s \sum_{j=1}^n CE_j \right) nd}{s \frac{n(n+1)}{2} + s \sum CE_j(n+1-J)} \quad (4.71)$$

$$f_{dc} = \frac{2ns \left(n + \sum_{j=1}^n CE_j \right)}{ns(n+1) + s2 \sum CE_j(n+1-J)} = \frac{2n \left(n + \sum_{j=0}^n CE_j \right)}{n(n+1) + 2 \sum CE_j(n+1-J)} \quad (4.72)$$

Para el caso de carga uniformemente distribuida (carga especial igual a cero) se tiene :

$$f_{dc} = \frac{2n}{n(n+1)} = \frac{2n}{n+1} \quad (4.73)$$

Del factor de distribución de carga se obtiene la distancia a la cual se puede concentrar la carga total equivalente o sea.

$$Lx = \frac{l_T}{f_{dc}}$$

Se puede concluir que el factor de distribución de carga tiende a 2 cuando n tiende a infinito; es decir, la carga equivalente total sólo se concentra en la mitad de la línea cuando el número de cargas uniformemente distribuidas es muy grande. **"ES UN ERROR CONCENTRAR EN LA MITAD DEL TRAMO LA CARGA EQUIVALENTE CUANDO EL NÚMERO DE CARGAS UNIFORMEMENTE DISTRIBUIDAS ES PEQUEÑO, CASO ESTE MÁS COMÚN DE LO QUE SE CREE"**.

4.9 LÍMITES DE REGULACIÓN DE TENSIÓN PARA LÍNEAS CORTAS

La regulación de tensión se constituye en uno de los parámetros de diseño más decisivos en el cálculo de redes de distribución; la escogencia del calibre adecuado para una red está directamente relacionado con la regulación de tensión.

Las normas nacionales establecen unos límites máximos para la regulación de tensión que se muestran en la tabla 4.5 y en la figura 4.12.

La caída de voltaje de en sistemas de distribución debe considerarse integralmente entre sus componentes, desde el punto de origen de los circuitos primarios hasta el sitio de acometida del último consumidor en el circuito secundario.

TABLA 4.5. Valores máximos de regulación en los componentes del sistema de distribución.

Componente	Alimentación de usuarios desde	
	Secundarios	Primarios
Entre subestación de distribución y el transformador de distribución (último).	5 %	9 %
En el transformador de distribución	2.5 %	2.5 %
Entre el transformador de distribución y la acometida del último usuario a voltaje secundario	5 %	
En la acometida	1.5 %	1.5 %
Entre el transformador de distribución o de alumbrado y la ultima luminaria	6 %	

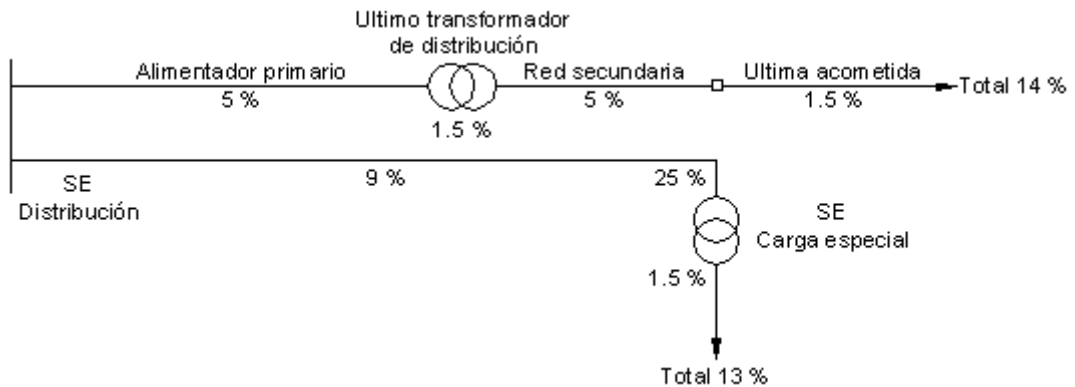


FIGURA 4.12. Límites de regulación.

4.10 DEDUCCIÓN DE EXPRESIONES PARA EL CÁLCULO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE CORRIENTE CONTINUA

Para el cálculo de este tipo de redes se parte de la expresión general dada por la ecuación 4.58:

$$SI = n \frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{z} \times V_e^2$$

Esta ecuación es válida para redes de corriente alterna cuando se conocen las condiciones del extremo emisor (líneas que alimentan muchas cargas a lo largo de su recorrido). En el caso de redes de corriente continua se cumple que:

a) $x_L = 0$, por lo que $z = r \frac{\Omega}{\text{km}}$ y $\theta = 0^0$

b) $Q = 0$, por lo que $S = P$ (W)

c) $\cos \phi_e = 1$, por lo que $\phi_e = 0^0$

y la ecuación 4.58 se convierte en

$$Pl = n \frac{\cos 0 - \sqrt{\cos^2 0 - Reg(2 - Reg)}}{r} \times V_e^2$$

$$Pl = n \frac{1 - \sqrt{1 - 2Reg + Reg^2}}{r} \times V_e^2$$

$$Pl = n \frac{1 - \sqrt{(1 - Reg)^2}}{r} \times V_e^2$$

$$Pl = n \frac{1 - (1 - Reg)}{r} \times V_e^2$$

$$Pl = n \frac{Reg}{r} \times V_e^2 \text{ kWm} \tag{4.74}$$

con

$$Reg = \frac{\Delta V}{V_e} = \frac{V_e - V_{rx}}{V_e} \tag{4.75}$$

y

$$\%Reg = \frac{\Delta V}{V_e} \times 100 = \frac{V_e - V_{rx}}{V_e} \times 100 \tag{4.76}$$

El diagrama fasorial de la línea de corriente continua se muestra en la figura 3.15.

Reemplazando la ecuación 4.75 en la ecuación 4.74 se obtiene

$$Pl = n \frac{\Delta V}{V_e r} \times V_e^2 = n \frac{\Delta V}{r} \times V_e$$

y la caída de voltaje estará dada por:

$$\Delta V = \frac{r}{nV_e}(Pl) \text{ Voltios} \quad (4.77)$$

De la ecuación 4.76 sale que:

$$\Delta V = \frac{V_e \times \%Reg}{100} = \frac{r}{nV_e}(Pl) \quad (4.78)$$

Y el % de regulación estará expresado por

$$\%Reg = \frac{100r}{nV_e^2}(Pl) \quad (4.79)$$

Y como $r = \frac{\rho}{s}$ la sección del conductor estará dado en función de la regulación reemplazando r en la ecuación 4.74.

$$Pl = n \frac{Reg \cdot s}{\rho} \times V_e^2$$

$$s = \frac{\rho}{nRegV_e^2}(Pl) \text{ mm}^2 \quad (4.80)$$

o reemplazando r en la ecuación 4.77 y en función de la caída de voltaje

$$\Delta V = \frac{\rho}{snV_e}(Pl)$$

$$s = \frac{\rho}{\Delta V n V_e}(Pl) \text{ mm}^2 \quad (4.81)$$

o reemplazando r en la ecuación 4.79 y en función del %Reg

$$\%Reg = \frac{100\rho}{snV_e^2}(Pl_x)$$

$$s = \frac{100\rho}{\%Reg n V_e^2}(Pl_x) \quad (4.82)$$

En todas las ecuaciones para corriente continua

$$n = \frac{1}{2} \text{ para sistema bifilar.}$$

$$n = 2 \text{ para sistema trifilar.}$$

Las redes de distribución de corriente continua para áreas residenciales y comerciales ya no existen pero siguen vigentes en casos tales como:

- Servicios auxiliares de centrales y subestaciones.
- Vehículos, bancos y aviones.
- Sistemas de comunicaciones por satélite.
- Sistemas telefónicos.
- Sistemas de extraalta tensión prefieren transmisión por corriente continua.
- Sistemas de transporte masivo, etc.

Pérdidas de energía y calibre económico

-
- 5.1 **Introducción.**
 - 5.2 **Pérdidas en una línea de distribución con carga concentrada.**
 - 5.3 **Pérdidas de potencia en redes de distribución de corriente continua.**
 - 5.4 **Pérdidas de potencia en función de los datos de la curva de carga.**
 - 5.5 **Pérdidas eléctricas de una línea de distribución con carga uniformemente distribuída.**
 - 5.6 **Factor de distribución de pérdidas.**
 - 5.7 **Niveles de pérdidas normalizados para el sistema.**
 - 5.8 **Bases económicas para optimización de pérdidas.**
 - 5.9 **Cálculo de las pérdidas en sistemas de distribución.**
 - 5.10 **Optimización de pérdidas de distribución.**
 - 5.11 **Modelos analíticos computarizados.**
 - 5.12 **Modelamiento de contadores.**
 - 5.13 **Modelamiento de acometidas.**
 - 5.14 **Soluciones económicas y criterios de selección de conductor económico.**
 - 5.15 **Características de pérdidas y cargabilidad económica de transformadores de distribución.**
 - 5.16 **Metodo SGRD (Sistema de gerencia de redes) de optimización.**
 - 5.17 **Conclusiones.**

5.1 INTRODUCCIÓN

Las pérdidas de energía en el sistema eléctrico colombiano se incrementó en la década de los 80s hasta alcanzar niveles muy considerables, del orden del 30 % de la energía total disponible en las plantas generadoras, una vez descontado el consumo propio de servicios auxiliares. Del total de pérdidas, aproximadamente las 2/3 partes corresponden a pérdidas físicas en los conductores y transformadores de los sistemas de transmisión y distribución y 1/3 parte a las que se han denominado pérdidas negras, que corresponden a energía no facturada por fraude, descalibración de contadores, errores en los procesos de facturación, etc.

De las pérdidas físicas, una gran parte, aproximadamente el 70 % (o sea, del orden del 12 % de la energía disponible a nivel de generación) corresponde a pérdidas en las redes de distribución. Este nivel de pérdidas es aproximadamente el doble de lo que económicamente sería justificable, lo cual pone de relieve la importancia de los programas de reducción de pérdidas. Este programa está orientado principalmente a la remodelación de sistemas de distribución, así como a la financiación de medidas tendientes a la recuperación de pérdidas negras.

Las pérdidas físicas en las redes de distribución se producen en los conductores de los circuitos primarios y secundarios y en los devanados y núcleos de los transformadores de distribución. En el curso de los últimos años y en particular a partir de la crisis energética mundial de hace unos 30 años, el costo de los materiales y equipos ha evolucionado en forma diferente a los costos de la energía, habiendo estos últimos tenido un incremento proporcionalmente mayor. En esta forma y más adelante la perspectiva de acometer un programa nacional de gran escala, se hace necesario que las empresas distribuidoras de energía y las firmas de ingeniería que las asesoren, revisen y actualicen los criterios de planeamiento y diseño de las redes de distribución, y en particular, de selección económica de conductores y de niveles de pérdidas y cargabilidad económica de transformadores de distribución.

Las pérdidas en un sistema eléctrico son tanto de energía como de potencia, y ambos tipos de pérdidas tienen un costo económico para las empresas; el de las pérdidas de energía es el costo marginal de producir y transportar esa energía adicional desde las plantas generadoras (o puntos de compra de energía en bloque), hasta el punto donde se disipa, a través de los sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución; el de las pérdidas de potencia es el costo marginal de inversión de capital, requerido para generar y transmitir esa potencia adicional a través del sistema.

Como la capacidad de las instalaciones de generación, transformación y transmisión se dimensiona para las condiciones de demanda pico del sistema, el valor económico de las pérdidas de potencia depende de la coincidencia entre el pico de la carga considerada y el pico de la demanda total del sistema. O sea que, por lo general, la carga que se debe utilizar para calcular el costo de las pérdidas de potencia no es la carga pico del circuito o transformador considerado, sino la carga que fluya a través de ellos a la hora pico del sistema.

Usualmente, la demanda se proyecta para las condiciones pico por lo cual es conveniente efectuar los cálculos de pérdidas a partir de la corriente máxima.

En el caso de conductores y devanados de transformadores, las pérdidas son proporcionales al cuadrado de la corriente, por lo que, para calcular las pérdidas de energía en un período de tiempo dado, es necesario multiplicar las pérdidas de potencia calculadas para la corriente pico del circuito o transformador por el número de horas del período y por el factor de pérdidas, que es la relación entre el valor medio y el valor pico de la curva cuadrática de la corriente. Si se conoce la curva de carga del circuito que se está analizando, se puede calcular

la curva cuadrática y a partir de ella, calcular el factor de pérdidas. Por lo general, no se conoce la curva de carga de los distintos circuitos primarios y secundarios que es necesario analizar en el diseño de redes de distribución, aunque usualmente no se tiene un estimativo razonable del factor de carga de la demanda correspondiente. En este caso, es posible estimar el factor de pérdidas a partir del factor de carga, mediante fórmulas empíricas cuyos parámetros deben ser, en lo posible, derivados para el sistema en estudio a partir de las curvas de carga obtenidas por muestreo. Por ejemplo, para circuitos secundarios residenciales de varias ciudades del litoral atlántico, y a partir de curvas de carga semanales obtenidas con registradores de precisión.

Un estudio de pérdidas de la costa Atlántica, derivó la siguiente relación : $FP = 0.16Fc + 0.84 Fc^2$

Otras relaciones similares, aunque con coeficientes ligeramente diferentes, se pueden encontrar en varias de las publicaciones técnicas especializadas que existen sobre el tema. Se debe tener mucho cuidado, sin embargo, en el uso indiscriminado de una u otra fórmula, pues la forma de la curva de carga puede cambiar considerablemente de un sistema a otro y también dentro de un mismo sistema, dependiendo del nivel de consumo y uso que den a la energía eléctrica los usuarios de un determinado sector residencial, comercial o industrial.

5.2 PÉRDIDAS EN UNA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN CON CARGA CONCENTRADA

La caída de tensión en una línea de distribución de longitud l como la mostrada en la figura 4.5b está dada por:

$$\Delta V = I z l \quad (5.1)$$

La potencia total empleada por la línea vale:

$$S_p = \Delta V I^* = I z I I^* = I^2 z l \quad (5.2)$$

pero $I = S / V_e$ por lo que

$$S_p = \frac{S^2 z l}{V_e^2} \quad \text{para una sola fase en VA} \quad (5.3)$$

$$S_p = \frac{S^2}{V_e^2} l (r + jX_L) = P_p + jQ_p \quad \text{por fase en VA} \quad (5.4)$$

Las pérdidas de potencia activa serán:

$$P_p = \frac{S^2}{V_e^2} r l \quad \text{en W} \quad (5.5)$$

El porcentaje de pérdidas se define ahora como:

$$\% \text{ Pérdidas} = \frac{P_P}{P} \times 100 = 100 \frac{\frac{S^2}{V_e^2} r l}{S \cos \phi_e} \quad (5.6)$$

lo que da:

$$\% \text{ Pérdidas} = 100 \frac{S r l}{V_e \cos \phi_e} \text{ por fase} \quad (5.7)$$

$$\% \text{ Pérdidas} = 100 \frac{I r l}{V_e \cos \phi_e} \text{ por fase} \quad (5.8)$$

Para líneas trifásicas $V_e = V_{eL}/(\sqrt{3})$; al reemplazar V_e en la ecuación 5.8 se tiene:

$$\% \text{ Pérdidas para redes } 3\phi = \frac{\sqrt{3} \times 100 \times I r l}{V_{eL} \cos \phi_e} \text{ por fase}$$

En algunas ocasiones es deseable hallar la cantidad de potencia que puede ser transmitida sin exceder un porcentaje de pérdidas dado :

$$KW = \frac{V_{eL}^2 \cos^2 \phi_e (\% \text{ Pérdidas})}{1000000 r l}$$

Esta ecuación muestra que la cantidad de potencia que puede ser transmitida para un porcentaje de pérdidas dado varía inversamente con la longitud de la línea y directamente con las pérdidas.

$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_{eL}}$ siendo V_{eL} el voltaje línea-línea y S la potencia aparente en kVA.

Reemplazando este valor de I en la ecuación 5.8 se encuentra la siguiente expresión para el porcentaje de pérdidas totales en redes trifásicas en función del momento eléctrico Sl

$$\% \text{ Pérdidas } 3\phi = \frac{100 r (Sl)}{V_{eL}^2 \cos \phi_e} \quad (5.9)$$

$$\% \text{ Pérdidas } 3\phi = K_{23\phi} \times Sl$$

o sea que:

$$K_{23\phi} = \frac{100 r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e} \quad (5.10)$$

donde $K_{23\phi}$ es llamada constante de pérdidas de sistemas trifásicos

Para líneas monofásicas trifilares $V_e = V_{eL}/2$; al reemplazar V_e en la ecuación 5.8 se llega a:

$$\% \text{ Pérdidas } 1\phi = \frac{200rI}{V_{eL} \cos \phi_e}$$

pero $I = S/V_{eL}$ y reemplazando esta corriente en la ecuación anterior, se llega a:

$$\% \text{ Pérdidas } 1\phi = \frac{200r(SI)}{V_{eL}^2 \cos \phi_e} \quad (5.11)$$

$$\% \text{ Pérdidas } 1\phi = K_{21\phi} \times SI$$

o sea que:

$$K_{21\phi} = \frac{200r}{V_{eL}^2 \cos \phi_e} \quad (5.12)$$

donde $K_{21\phi}$ es llamada constante de pérdidas para sistemas monofásicos.

5.3 PÉRDIDAS DE POTENCIA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE CORRIENTE CONTINUA

Cuando la línea alimenta una sola derivación (o carga equivalente concentrada) y se fija la pérdida de potencia en porcentaje en lugar de la caída relativa de tensión, la fórmula que se deduce a continuación se presta especialmente para calcular la sección de la línea.

Si %Pérd representa el porcentaje de pérdida de potencia en la línea, y P es la potencia absorbida por el receptor en W, entonces:

$$\% \text{Perd} = \frac{P_p}{P} \times 100 \quad (5.13)$$

y la pérdida absoluta de potencia vale:

$$P_p = \frac{\% \text{Perd} \times P}{100} \text{ W} \quad (5.14)$$

La pérdida de potencia que se produce en la línea es:

$$P_p = I^2 R = I^2 \frac{\rho 2l}{s} \text{ W} \quad (5.15)$$

Como con corriente continua

$$I = \frac{P}{V_e} \text{ A e } I^2 = \frac{P^2}{V_e^2}$$

Luego

$$P_p = \frac{2\rho P^2 l}{sV_e^2} = \frac{\%Perd \times P}{100} \text{ W} \quad (5.16)$$

Resultando que la sección de la línea es:

$$S = 100 \frac{2\rho}{\%Perd \times V_e^2} (Pl) \text{ mm}^2 \quad (5.17)$$

Esta fórmula no es aplicable más que a líneas cargadas en un solo punto. El empleo de una fórmula análoga para líneas cargadas en varios puntos conduciría a cálculos demasiado incómodos.

En la mayoría de los casos y por razones técnicas, el cálculo de la sección de los conductores se funda en la caída de tensión o lo que es análogo en la pérdida de potencia. Estos dos valores se suelen medir en porcentaje de la tensión o potencia en los bornes de los receptores de corriente y se representan así:

- Caída porcentual de tensión: %Reg
- Pérdida porcentual de potencia: %Pérd

Representando la caída absoluta de tensión por ΔV , su valor, conociendo la caída relativa de tensión en porcentaje %Reg, es

$$\Delta V = \frac{\%Reg \times V_e}{100} \text{ V} \quad (5.18)$$

Y la pérdida de potencia, calculada a partir del %Perd es:

$$P_p = \frac{\%Pérd \times P}{100} \text{ W} \quad (5.19)$$

Como en corriente continua $P = V_e I$ (W) y $P_p = V_I I - V_{II} I = (V_I - V_{II}) I = \Delta V I$ (W) será en corriente continua

$$\%Pérd = \frac{P_p}{P} \times 100 = \frac{\Delta V I}{V_e I} \times 100 = \frac{\Delta V}{V_e} \times 100$$

o sea que

$$\%Pérd = \%Reg \quad (5.20)$$

Esto quiere decir que, en corriente continua, el %Reg es igual al %Pérd (esto no es aplicable en corriente alterna).

Por consiguiente, los valores indicados en %Reg son también aplicables para el %Pérd de potencia.

Los conductores han de calcularse de tal modo que la mayor pérdida de tensión o de potencia no exceda los límites fijados.

5.4 PÉRDIDAS DE POTENCIA EN FUNCION DE LOS DATOS DE LA CURVA DE CARGA

Se busca ahora una expresión que tenga en cuenta los datos de la CURVA DE CARGA cuando haya forma de obtenerla (figura 5.1). En esta gráfica aparece la curva de carga diaria y el cuadrado de dicha curva con sus correspondientes promedios S_{prom} y s^2_{prom} .

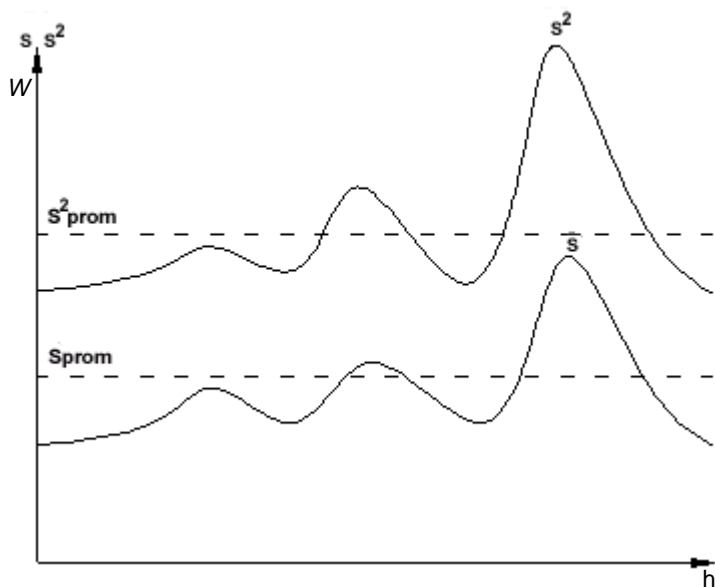


FIGURA 5.1. Curva de carga diaria S y s^2 en función del tiempo

En términos de S_{prom} y s^2_{prom} la ecuación 5.7 toma la forma

$$\% \text{ Pérdidas} = 100 \frac{r I S_{prom}^2}{V_e^2 S_{prom} \cos \varphi_e} \quad (5.21)$$

cuyos datos se pueden tomar de la gráfica que muestra la curva de carga (figura 5.1).

Escribiendo de nuevo la ecuación 4.53

$$Sl = \frac{\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)}}{z} \times V_e^2$$

que da el momento eléctrico en función de la regulación de una sola fase.

Esta ecuación se puede presentar abreviadamente como:

$$Sl = \frac{K}{z} V_e^2 \quad (5.22)$$

donde:

$$K = \cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - Reg(2 - Reg)} \quad (5.23)$$

$$V_e^2 = \frac{Slz}{K} \quad (5.24)$$

que al reemplazarlo en la ecuación 5.3 da:

$$Sp = \frac{S^2 z l}{S z l / K} \quad \text{o sea} \quad Sp = KS \quad (5.25)$$

despejando K de la ecuación 5.22 se obtiene

$$K = \frac{Slz}{V_e^2} = aS \quad \text{con} \quad a = \frac{zl}{V_e^2} \quad (5.26)$$

entonces la potencia de pérdida total puede escribirse alternativamente como:

$$Sp = aS^2 \quad (5.27)$$

Para el pico de la magnitud de la potencia compleja total se obtendría una potencia de pérdidas máxima de:

$$S_{pmax} = aS_{max}^2 \quad (5.28)$$

donde:

$$a = \frac{S_{pmax}}{S_{max}^2} \quad (5.29)$$

y reemplazando este valor en la ecuación 5.27:

$$S_P = \frac{S_{Pmax}}{S_{max}^2} S^2 \quad (5.30)$$

En términos de energía esta potencia variable en el tiempo se traduce para un número de horas determinado h en

$$E_P = \frac{S_{Pmax}}{S_{max}^2} \int_0^h S^2 dh = \frac{S_{Pmax}}{S_{max}^2} S_{Prom}^2 \times h \quad (5.31)$$

puesto que:

$$\int_0^h S^2 dh = S_{Prom}^2 h$$

representa el área bajo la curva S^2 en el intervalo $0 - h$.

Si se usa la expresión 5.25 queda.

$$E_P = \frac{KS_{max}}{S_{max}^2} \times S_{Prom}^2 \times h = \frac{KS_{Prom}^2}{S_{max}} \times h \quad (5.32)$$

Dicha área puede identificarse en la figura 5.1 en la cual se ha adicionado la potencia compleja total promedio S_{Prom} definido como:

$$S_{Prom} h = \int_0^h S dh = E \quad (5.33)$$

El porcentaje de pérdidas queda dado por:

$$\% \text{ Pérdidas} = 100 \frac{E_P}{E} = 100 \frac{\frac{KS_{Prom}^2}{S_{max}} \times h}{S_{Prom} \times h} \quad (5.34)$$

$$\% \text{ Pérdidas} = 100 \frac{KS_{Prom}^2}{S_{max} S_{Prom}} \quad (5.35)$$

y reemplazando el valor de K :

$$\% \text{ Pérdidas} = 100 [\cos(\theta - \phi_e) - \sqrt{\cos^2(\theta - \phi_e) - \text{Reg}(2 - \text{Reg})}] \cdot \frac{S_{Prom}^2}{S_{max} S_{Prom}} \quad (5.36)$$