

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
CURSOS ABIERTOS
II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS
MODULO I: SISTEMAS DE DISTRIBUCION
DEL 25 DE SEPTIEMBRE AL 6 DE OCTUBRE DE 1995
DIRECTORIO DE PROFESORES

ING. JAVIER CASTRO LOPEZ
SUBJEFE DE SECCION FORANEA
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
SAN NICOLAS 5
PARQUE IND. SAN NICOLAS
TLANEPANTLA, EDO. DE MEXICO
TEL. 310 78 38

ING. RUBEN LOPEZ AGUILERA
ING. CL. 20-A
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
MELCHOR OCAMPO 171
ESQ. MARINA NACIONAL PISO 4
OFICINA 411-2
TEL. 140 02 62

ING. FELIPE MENDEZ LUNAR
INGENIERO CL-20A
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
MELCHOR OCAMPO 171 PISO 4
TEL. 140 02 62

ING. ERNESTO NIÑO SOLIS
INGENIERO CL-20A
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
MELCHOR OCAMPO 171 PISO 4
OFICINA 411-A
TEL. 140 02 62

ING. VICTOR GUARDIOLA TORRES
INGENIERO CL 20A
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
LAGO PATZCUARO 147
COL. TLAXPANA
03810 MEXICO, D.F.
TEL. 140 04 30

ING. GUILLERMO LOPEZ MONROY
INGENIERO CL-19B
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
LAGO PATZCUARO 147
COL. TLAXPANA
03810 MEXICO, D.F.
TEL. 140 04 30

ING. HECTOR GERARDO SARMIENTO
COORD. DE ESPECIALIDAD
INST. DE INVESTIGACION ELEC.
AV. REFORMA 113
62490 TEMIXCO, MORELOS
TEL. (73) 182586

ING. JOSE L. GUTIERREZ KATHAIN
SUBGERENTE COMERCIAL INSP.Y MED.
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
MELCHOR OCAMPO 171
ESQ. MARINA NACIONAL

ING. FERNANDO GOMEZ VARGAS
INGENIERO CL 20A
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
LAGO PATZCUARO 147
COL. TLAXPANA
03810 MEXICO, D.F.
TEL. 140 04 30

ING. DAVID BAUTISTA ORTIZ
SUPERINDTE. DE PROYECTOS
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
MELCHOR OCAMPO 171-411
COL. TLAXPANA
03810 MEXICO, D.F.
TEL. 140 01 66

ING. KENNETH SMITH JACOBO
SUBDIRECTOR DE DISTRIBUCION Y
COMERCIALIZACION
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
MELCHOR OCAMPO 171
COL. TLAXPANA
03810 MEXICO, D.F.
TEL. 140 00 41

DR. RAUL VELAZQUEZ
TEL. 91 (73) 18 25 86

1945
1946
1947
1948
1949
1950
1951
1952
1953
1954
1955
1956
1957
1958
1959
1960
1961
1962
1963
1964
1965
1966
1967
1968
1969
1970
1971
1972
1973
1974
1975
1976
1977
1978
1979
1980
1981
1982
1983
1984
1985
1986
1987
1988
1989
1990
1991
1992
1993
1994
1995
1996
1997
1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
2021
2022
2023
2024
2025

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
CURSOS ABIERTOS
II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
MODULO I: SISTEMAS DE DISTRIBUCION
DEL 25 DE SEPTIEMBRE AL 6 DE OCTUBRE DE 1995
DIRECTORIO DE ASISTENTES

HUMBERTO ALCALA FERREYRA
SUPERINTENDENTE SECC. STA. CLARA
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
AV. REVOLUCION S/N
SAN CRISTOBAL ECATEPEC
ESTADO DE MEXICO
TEL. 228 76 16

JOSE G.MO. ARCOS PEREZ
SUPERINDTE. CABLES SUBTERRANEOS
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
BOLIVAR 159
COL. OBRERA
06500 MEXICO, D.F.
TEL. 761 75 44

CUAUHTEMOC BASILIO TREJO
SUPERINDTE. DE LINEAS AEREAS SUR
MELCHOR OCAMPO 171
COL. ANAHUAC
MEXICO, D.F.
TEL. 593 15 28

RODOLFO GALVAN FLORES
SUPERINDTE. DEPTO. TOLUCA
INST. LITERARIO OTE. 400
COL. CENTRO
50000 TOLUCA, EDO. DE MEXICO
TEL. 15 73 94, 15 90 98

SALVADOR H. GUERRERO RODARTE
INGENIERO CL-20B
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
CIRCUITO INTERIOR
COL. TLAXPANA
TEL. 140 00 81

ANGEL CARRILLO BORJA
AUXILIAR SUPERINTENDENTE
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
DR. VERTIZ 312
COL. DOCTORES
TEL. 578 00 57

RODOLFO ERNESTO GARCIA GARZA
SUPERINDTE. LIENAS AEREAS
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
SALONICA 275
COL. JARDIN AZPEITIA
DEL. AZCAPOTZALCO, MEXICO, D.F.
TEL. 355 26 16

CARLOS GUERRERO GOMEZ
SUPERINDTE. AUXILIAR
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
MELCHOR OCAMPO 171
COL. TLAXPANA
DEL. M. HIDALGO, MEXICO, D.F.
TEL. 140 04 02

PEDRO LUCE NAJAR
SUPERINDTE. DEPTO. CUERNAVACA
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
NACIONAL 26
COL. BUENAVISTA
62130 CUERNAVACA, MORELOS
TEL. 91 73 17 43 05

LUIS LUNA VELASCO
SUPERINDTE. DE DEPARTAMENTO
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
SAN FELIPE TEXCOCO
MEXICO, D.F.
TEL. 680 33 21

VICTOR M. MANZANO MURILLO
INGENIERO CL. 20B
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
LAGO PATZCUARO 147
COL. TLAXPANA
11370 MEXICO, D.F.
TEL. 140 04 30

SALVADOR POLO YAÑEZ
SUPERINDTE. DE DISTRIBUCION
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
MELCHOR OCAMPO 171
COL. SAN RAFAEL ANAHUAC
MEXICO, D.F.
TEL. 612 24 43

LUIS RIVERA SALGADO
 INGENIERO CL. 20B
 LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
 LAGO PATZCUARO 147
 COL. TLAXPANA
 11370 MEXICO, D.F.
 TEL. 140 04 30

GERARDO SORDO LINARES
 SUPERVISOR TECNICO
 LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
 MELCHOR OCAMPO 171
 COL. ANAHUAC
 TEL. 140 03 07

JOSE ANTONIO CRUZ PEREZ
 COORD. DE AREA TECNICA
 INNOV. ELECTRO. VICA, SA.CV.
 ATLIXCO 24
 COL. CONDESA
 06140 MEXICO, D.F.
 TEL. 286 42 05

ANTONIO ESCOBEDO RAMIREZ
 GERENTE DE SERVICIOS
 INOV. ELECTRONICAS VICA, SA.CV.
 ATLIXCO S/N
 COL. CONDESA
 06140 MEXICO, D.F.
 TEL. 553 39 22

MARTINA C. MARTINEZ LANDA
 DOCENTE
 FES ARAGON
 AV. RANCHO SECO S/N
 BOSQUES DE ARAGON
 MPIO. DE ECATEPEC, EDO. DE MEX.
 TEL. 791 17 06

ENRIQUE GPE. PEREDA CHAGOYA
 JEFE TELECOMUNICACIONES
 IND. EMBOTELLADORA DE MEX., SA.CV.
 CEDRO 387
 COL. ATLAMPA
 DEL. CUAUHTEMOC, MEXICO, D.F.
 TEL. 726 90 31

JACINTO A. PRETELIN ESCALERA
 SUPERINTENDENTE
 LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
 MELCHOR OCAMPO 71
 COL. TLAXPANA
 11370 MEXICO, D.F.
 TEL. 872 13 42

ARMANDO ALTAMIRA AREYAN
 DELFIN MADRIGAL 115
 COL. SANTO DOMINGO
 04369 MEXICO, D.F.
 TEL. 658 74 16

CRISTOBAL CHAVEZ CALDERON
 TECNICO ESP. EN PRUEBAS
 COM. FED. DE ELECTRICIDAD
 AV. APASEO S/N
 CD. INDUSTRIAL
 IRAPUATO, GUANAJUATO
 TEL. 727 27 EXT. 303

EMILIO FONSECA VILLANUEVA
 JEFE DE INSTALACIONES
 GRUPO DYNACORP DE MEXICO
 INSURGENTES SUR 1970
 COL. FLORIDA
 01030 MEXICO, D.F.
 TEL. 663 04 26

AGUSTIN B. OROZCO DEL AGUILA
 SUPERVISOR DE SERVICIOS
 NABISCO, SA. DE CV.
 H. CONGRESO DE LA UNION 5840
 COL. TRES ESTRELLAS
 07820 MEXICO, D.F.
 TEL. 729 28 69

LUIS ALBERTO PIQUARO GONZALEZ
 JEFE DE INSTALACIONES
 ALUMBRADO, SA. DE CV.
 CALZ. DE LOS MISTERIOS 758
 COL. TEPEYAC INSURGENTES
 07020 MEXICO, D.F.
 TEL. 577 1956-577 3888

JESUS A. QUEZADA GARCIA
CATEDRATICO
ENEP ARAGON
AV. RANCHO SECO S/N
COL. IMPULSORA
NEZAHUALCOYOTL, EDO. DE MEXICO
TEL. 838 04 32

JESUS REYES GARCIA
FACULTAD DE INGENIERIA
CIUDAD UNIVERSITARIA
04510 MEXICO, D.F.

JAVIER ALBERTO REYES MIRANDA
INGENIERO EN COMUNICACIONES
BANCO DE MEXICO
AV. 5 DE MAYO 2
COL. CENTRO
06500 MEXICO, D.F.
TEL. 237 22 93

RAFAEL REYGADAS ALVAREZ
ESP. EN ESTUDIOS DE ALUMBRADO P.
COM. NAL. PARA EL AHORRO ENERGIA
FRANCISCO MARQUEZ 160 PISO 3
COL. CONDESA
06140 MEXICO, D.F.
TEL. 553 90 00

EDWIND RODRIGUEZ
JEFE DE INGENIERIA
DYNCORP
INSURGENTES SUR 1770
COL. FLORIDA
01030 MEXICO, D.F.
TEL. 661 28 55

LUIS SANTIAGO VELOZ CANTO
COORDINADOR
INST. ELECTRICAS INDUSTRIALES
ALHELI 71-2
COL. NUEVA SANTA MARIA
02800 MEXICO, D.F.
TEL. 341 57 83 - 547 23 24

ANA LOURDES VILLANUEVA JAVIER
COCOTEROS 123-B
COL. NUEVA SANTA MARIA
02800 MEXICO, D.F.
TEL. 556 60 17

ALEJANDRO ZAMORA ORTIZ
GERENTE GENERAL
BUFETE DE ING. ELECT. Y CONST.
TLACOTALPAN 79-104
COL. ROMA SUR
06760 MEXICO, D.F.
TEL. 264 78 63

1
 2
 3
 4
 5
 6
 7
 8
 9
 10
 11
 12
 13
 14
 15
 16
 17
 18
 19
 20
 21
 22
 23
 24
 25
 26
 27
 28
 29
 30
 31
 32
 33
 34
 35
 36
 37
 38
 39
 40
 41
 42
 43
 44
 45
 46
 47
 48
 49
 50
 51
 52
 53
 54
 55
 56
 57
 58
 59
 60
 61
 62
 63
 64
 65
 66
 67
 68
 69
 70
 71
 72
 73
 74
 75
 76
 77
 78
 79
 80
 81
 82
 83
 84
 85
 86
 87
 88
 89
 90
 91
 92
 93
 94
 95
 96
 97
 98
 99
 100

II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS

MODULO I SISTEMAS DE DISTRIBUCION

	DE LAS 17:00 A LAS 19:00	DE LAS 19:00 A LAS 21:00
DIA	TEMA EXPOSITOR	TEMA EXPOSITOR
LUNES 25 DE SEPTIEMBRE DE 1995	INTRODUCCION Y GENERALIDADES (PRESENTACION) M.I. ROBERTO ESPINOSA Y LARA	INTRODUCCION A LA PLANEACION ING. JAVIER CASTRO LOPEZ
MARTES 26 DE SEPTIEMBRE DE 1995	CARACTERISTICAS DE LA CARGA M.I. ROBERTO ESPINOSA Y LARA	CALCULOS FUNDAMENTALES ING. RUBEN LOPEZ AGUILERA
MIERCOLES 27 DE SEPTIEMBRE DE 1995	SISTEMAS DE DISTRIBUCION SUBTERRANEOS ING. DAVID BAUTISTA ORTIZ	INSTALACIONES ELECTRICAS PARA EDIFICIOS ALTOS ING. FELIPE MENDEZ & ING. ERNESTO NIÑO SOLIS
JUEVES 28 DE SEPTIEMBRE DE 1995	CAPACITORES ING. HECTOR ENRIQUE VAZQUEZ	INDICADORES DE FALLA ING. VICTOR GUARDIOLA TORRES
VIERNES 29 DE SEPTIEMBRE DE 1995	FUSIBLES ING. FERNANDO GOMEZ VARGAS	COORDINACION DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTES ING. RAFAEL LOPEZ GALLEGOS
LUNES 2 DE OCTUBRE DE 1995	EQUIPOS DE PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTES ING. ALFONSO PADILLA ACERO	EQUIPOS DE PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES DR. FRANCISCO DE LA ROSA
MARTES 3 DE OCTUBRE DE 1995	SISTEMAS DE TIERRA ING. GUILLERMO LOPEZ MONROY	SISTEMAS DE TIERRA ING. GUILLERMO LOPEZ MONROY
MIERCOLES 4 DE OCTUBRE DE 1995	GESTION COMERCIAL ING. J. L. G. KATHAIN	AHORRO DE ENERGIA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION ING. FELIPE MENDEZ & ING. ERNESTO NIÑO SOLIS
JUEVES 5 DE OCTUBRE DE 1995	CONFIABILIDAD M.I. ROBERTO ESPINOSA Y LARA	CALIDAD DE LA ENERGIA DR. HECTOR SARMIENTO U. & DR. RAUL VELAZQUEZ
VIERNES 6 DE OCTUBRE DE 1995	SESION MAGISTERIAL ING. KENNETH SMITH JACOBO	CLAUSURA ING. KENNETH SMITH JACOBO

1. The first part of the document is a list of names and addresses, which appears to be a directory or a list of subscribers. The names are listed in a column, followed by their addresses.

2. The second part of the document is a list of names and addresses, which appears to be a directory or a list of subscribers. The names are listed in a column, followed by their addresses.



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA, UNAM
CURSOS ABIERTOS**



CURSO: MODULO I: SISTEMAS DE DISTRIBUCION
FECHA: del 25 de septiembre al 6 de octubre de 1995

EVALUACIÓN DEL PERSONAL DOCENTE

(ESCALA DE EVALUACIÓN: 1 A 10)

CONFERENCISTA	DOMINIO DEL TEMA	USO DE AYUDAS AUDIOVISUALES	COMUNICACIÓN CON EL ASISTENTE	PUNTUALIDAD
M.I. Roberto Espinosa y Lara				
Ing. Javier Castro López				
Ing. Rúbén López Aquilera				
Ing. David Bautista Ortíz				
Ing. Felipe Méndez				
Ing. Ernesto Niño Solís				
Ing. Héctor Enrique Vázquez				
Ing. Víctor Guardiola Torres				
Ing. Fernando Gómez Vargas				
Ing. Rafael López Gallegos				
Ing. Alfonso Padilla Acero				
Dr. Francisco de la Rosa				
Ing. Guillermo López Monroy				
Ing. J.L. G. Kathain				
Dr. Héctor Sarmiento U.				
Dr. Raúl Velázquez				

Promedio _____

EVALUACIÓN DE LA ENSEÑANZA

CONCEPTO	CALIF.
ORGANIZACIÓN Y DESARROLLO DEL CURSO	
GRADO DE PROFUNDIDAD DEL CURSO	
ACTUALIZACIÓN DEL CURSO	
APLICACIÓN PRACTICA DEL CURSO	

Promedio _____

EVALUACIÓN DEL CURSO

CONCEPTO	CALIF.
CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DEL CURSO	
CONTINUIDAD EN LOS TEMAS	
CALIDAD DEL MATERIAL DIDÁCTICO UTILIZADO	

Promedio _____

Evaluación total del curso _____

Continúa...2

1. ¿Le agradó su estancia en la División de Educación Continua?

SI

NO

Si indica que "NO" diga porqué:

2. Medio a través del cual se enteró del curso.

Periódico <i>Excelsior</i>	
Periódico <i>La Jornada</i>	
Folleto anual	
Folleto del curso	
Gaceta UNAM	
Revistas técnicas	
Otro medio (Indique cuál)	

3. ¿Qué cambios sugeriría al curso para mejorarlo?

4. ¿Recomendaría el curso a otra(s) persona(s) ?

SI

NO

5. ¿Qué cursos sugiere que imparta la División de Educación Continua?

6. Otras sugerencias:



**DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
 FACULTAD DE INGENIERIA, UNAM
 CURSOS ABIERTOS**



CURSO: MODULO I: SISTEMAS DE DISTRIBUCION
FECHA: del 25 de septiembre al 6 de octubre de 1995.

EVALUACIÓN DEL PERSONAL DOCENTE

(ESCALA DE EVALUACIÓN: 1 A 10)

CONFERENCISTA	DOMINIO DEL TEMA	USO DE AYUDAS AUDIOVISUALES	COMUNICACIÓN CON EL ASISTENTE	PUNTUALIDAD
Ing. Kenneth Smith Jacobo				

Promedio _____

EVALUACIÓN DE LA ENSEÑANZA

CONCEPTO	CALIF
ORGANIZACIÓN Y DESARROLLO DEL CURSO	
GRADO DE PROFUNDIDAD DEL CURSO	
ACTUALIZACIÓN DEL CURSO	
APLICACIÓN PRACTICA DEL CURSO	

Promedio _____

EVALUACIÓN DEL CURSO

CONCEPTO	CALIF.
CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DEL CURSO	
CONTINUIDAD EN LOS TEMAS	
CALIDAD DEL MATERIAL DIDÁCTICO UTILIZADO	

Promedio _____

Evaluación total del curso _____

1. ¿Le agradó su estancia en la División de Educación Continua?

SI

NO

Si indica que "NO" diga porqué:

2. Medio a través del cual se enteró del curso:

Periódico <i>Excelsior</i>	
Periódico <i>La Jornada</i>	
Folleto anual	
Folleto del curso	
Gaceta UNAM	
Revistas técnicas	
Otro medio (Indique cuál)	

3. ¿Qué cambios sugeriría al curso para mejorarlo?

4. ¿Recomendaría el curso a otra(s) persona(s) ?

SI

NO

5. ¿Qué cursos sugiere que imparta la División de Educación Continua?

6. Otras sugerencias:



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

M O D U L O I

S I S T E M A S D E D I S T R I B U C I O N

**"ASPECTOS FUNDAMENTALES EN
LA PLANEACION DE UN SISTEMA DE
DISTRIBUCION PRIMARIA"**

M. I. ROBERTO ESPINOSA Y LARA

ASPECTOS FUNDAMENTALES EN LA PLANEACION DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIA.

La planeación de un sistema de distribución primaria es sumamente compleja debido a la cantidad de variables que se presentan.

En la planeación de alimentadores de distribución se deberán cubrir, las siguientes limitaciones :

- 1).- Limitación Mecánica.
- 2).- Limitación Térmica.
- 3).- Limitación por la caída de Voltaje o Regulación.
- 4).- Limitación Económica.

El orden en que son enumeradas indica su importancia relativa en el caso general, de manera que el cumplimiento de la primera es absolutamente indispensable en tanto que el de la última puede ser menos importante, cuando se presentan motivos poderosos para ello.

LIMITACIÓN MECÁNICA.

Se enuncia diciendo que todo conductor debe tener la suficiente resistencia mecánica para soportar sin romperse y sin deformarse permanentemente, los esfuerzos aplicados al mismo, en el servicio normal que debe desempeñar y aún los que sean anormales pero previsibles técnicamente.

En el caso de líneas aéreas , los esfuerzos normales son : el peso del hielo que pudiera depositarse en zonas frías; en el efecto del viento a una velocidad límite sobre el conductor, con o sin hielo; los efectos de la contracción a bajas temperaturas; los esfuerzos de corte en los amarres o mordazas de los aisladores; los resultados de aplicar un instrumento cortante al conductor para desnudarlo; etc. Los anormales comprenden: la presión de las escaleras apoyadas contra las líneas; la suspensión del personal en las mismas; el esfuerzo de los huracanes; la presión de árboles o ramaje; la tensión debido a la movilidad de los apoyos, con motivo de la ruptura de uno o más cables, o la caída de un poste; la falla de una retenida, etc.

Ante esfuerzos tan variados, no es posible fijar de un modo absoluto las dimensiones y características de un conductor, tanto más cuanto que el peso del mismo es uno de los motivos de esfuerzo y al crecer la resistencia mecánica, crece también el peso. Para líneas aéreas sostenidas entre apoyos distantes, se ha tomado como base el valor del "claro" para definir cuales son las secciones de metal que cubren la limitación mecánica. Con dichos valores se ha formado la tabla que sigue:

CALIBRES MINIMOS EN MILIMETROS CUADRADOS SEGUN LA DISTANCIA ENTRE APOYOS.

MATERIAL	30 MTS	45 MTS	60 MTS	90 MTS
Cobre estirado en frío	8	13	21	33
Cobre recocido	13	21	42	NO
Aluminio duro	---	42	53	---
Aluminio reforzado	---	13 (+)	21 (+)	---

(+) Area neta de aluminio, sin contar el refuerzo.

La palabra **NO** significa que no se permite usar conductores recocidos en claros mayores de 60 M. Las rayas (---) significan que no es normalizada la sección en dichos claros.

Los calibres usuales en líneas aéreas, de tensión mediana y alta, son "bastante más gruesos" que los marcados en la tabla 1. Por lo consiguiente queda cubierta la limitación mecánica en los sistemas de distribución primaria.

LIMITACIÓN TÉRMICA.

Se expresa diciendo que todo conductor debe alcanzar, en operación normal, una temperatura moderada, de acuerdo a las características de su instalación.

En un conductor desnudo el límite de temperatura lo establecen los siguientes motivos:

La resistencia óhmica del conductor aumenta con el incremento de la temperatura lo que hace mayores las pérdidas por efecto Joule y la regulación de la línea, es decir, la pérdida resistiva de voltaje.

La dilatación exagerada del conductor puede ser causa de acercamiento a tierra o a otros conductores de un nivel inferior, en forma peligrosa; por tal motivo los conductores situados en la misma vertical, deben estar separados especialmente.

La dilatación del herraje de un aislador que soporta un conductor muy caliente, puede ser causa de un deterioro más o menos grave, del aislador, a causa de esfuerzos internos anormales.

LIMITACIÓN POR CAÍDA DE VOLTAJE O REGULACION.

Se entiende por regulación el cambio de tensión en una carga alimentada por generador o transformador de potencial invariable, cuando dicha carga se reduce progresivamente hasta cero; y se expresa en valor absoluto por la diferencia entre la tensión máxima y la normal; o en por ciento, por el cociente de esta diferencia entre la tensión normal, multiplicada por cien.

Como la causa de la regulación es la caída de potencial en los conductores de alimentación, la regulación está íntimamente ligada a las características de la línea; recíprocamente las constantes de una línea determinaran la regulación de ella.

Como quiera que sea la corriente que usa cada receptor debe ser llevada hasta él en condiciones apropiadas para que el servicio que ese receptor desempeña sea satisfactorio.

Es necesario no solamente proveer a los generadores del sistema, de reguladores de campo y aplicar a los alimentadores suficientes reguladores de potencial, que mantengan constante la tensión en los cables distribuidores secundarios, sino también limitar las caídas de potencial en las líneas de transmisión y distribución, y en las instalaciones interiores, para que la regulación sea pequeña y para que la tensión en los receptores quede dentro de límites aceptables.

LIMITACION ECONOMICA.

Si para transportar una potencia determinada, a cierta distancia y con una tensión dada, se emplean conductores delgados, el costo de la línea y los gastos posteriores

derivados del capital invertido serán pequeños pero la energía disipada por el efecto Joule será muy grande y su valor podrá exceder y anular cualquier economía que pudiera provenir del poco capital invertido. Si por lo contrario, se emplean conductores de calibre excesivo, la pérdida de energía podrá resultar despreciable; pero los gastos derivados del capital invertido serán tan grandes que la línea no será costeable. En ambos casos la pérdida en efectivo será demasiado grande y la explotación resultará antieconómica.

En el término medio se encuentra la solución apropiada: ni demasiado gasto de capital, ni demasiada disipación de energía. Este es el problema que enfocó por primera vez Lord Kelvin y al cual dió la ley siguiente : "Cuando la energía disipada por efecto Joule tiene un valor fijo por unidad, independientemente del costo que puedan tener los conductores, la sección más económica es aquella que hace iguales los gastos por concepto de capital invertido y por concepto de energía disipada".

METODO DE MONTECARLO APLICADO A LA PREDICCIÓN DE CARGAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRANEAS.

Existen varios métodos para predicción de las tasas de crecimiento en sistemas de distribución, dadas las características de construcción, tiempo y costo de las redes subterráneas es necesario utilizar métodos que permitan no sólo el cálculo de las tasas, sino el tipo, localización geográfica, año de aparición, etc. En este estudio se presenta la aplicación del METODO DE MONTECARLO para simular la aparición de cargas en una red de distribución subterránea como una herramienta para predecir su crecimiento.

SIMULACION

El método de simulación es un cálculo con el cual se puede predecir el comportamiento de un sistema en el tiempo, haciendo uso de modelos probabilísticos. Entendiéndose por modelo una representación operacional que describe el comportamiento de las partes del conjunto de un sistema físico real, siendo una abstracción para hacer predicciones.

Con el uso de la simulación se busca el desarrollo de la investigación adquiriendo conocimientos relativos a la predicción del comportamiento de un sistema, bajo diferentes condiciones, pudiendo ser implementado hasta obtener resultados prácticamente reales. La simulación es un instrumento útil en sistemas cuyo análisis matemático resulta demasiado complejo y sería muy costoso trabajar con el sistema físico real.

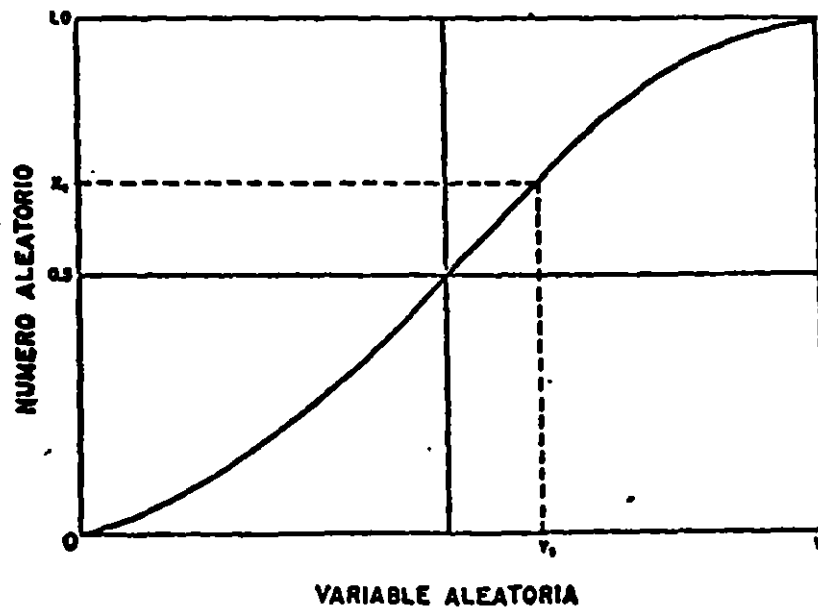
En los sistemas de distribución subterránea se ve la conveniencia de hacer uso de la simulación para la predicción en la aparición de carga, ya que éstos no siguen una ley determinística si no una combinación de eventos probabilísticos complejos, debido a procesos aleatorios.

- METODO MONTE CARLO

El método de Monte Carlo, es un método de simulación con el cual se hacen observaciones aleatorias a partir de una distribución probabilística.

El procedimiento del método sigue los siguientes puntos:

- 1.- Graficar la función de probabilidades relativas acumuladas.
- 2.- Obtener un número X_1 al azar entre 0 y 1, con tantos decimales como se desee.
- 3.- El número X_1 del punto 2, se localizará en el eje de las ordenadas y se proyectará horizontalmente hasta cortar en un punto a la función, proyectándolo a su vez sobre el eje de las abscisas, en donde se podrá leer el valor Y_1 , como se muestra en la siguiente figura:



- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Para el establecimiento preciso del problema es necesario crear el modelo del sistema de distribución subterráneo, que nos permitirá predecir en que año y en que lugar aparecerán cargas eléctricas puntuales, ocasionadas por las construcciones en lotes disponibles. Las nuevas cargas puntuales serán conectadas a los alimentadores en Mediana Tensión de la zona, llevándose un balance de éstos y así obtener un crecimiento uniforme de la carga, debido al crecimiento vertical (o puntual) y horizontal (o natural) de la carga.

Como se ve el crear este modelo no es sencillo, ya que intervienen una gran cantidad de condiciones que no pueden ser expresadas en forma matemática por ser de carácter fortuito o aleatorio, es por esto que en este caso se propone el procedimiento de simulación que establece el Método de Montecarlo y que es aplicable a una red subterránea. En el diagrama de flujo siguiente se muestran los pasos a seguir con detalle.

- ANTECEDENTES DE UNA RED SUBTERRANEA.

De estudios previos a una red de distribución subterránea se conoce:

- 1.- Límites de la zona
- 2.- Zonas vecinas en cables subterráneos
- 3.- Voltaje de operación
- 4.- Número de alimentadores en alta tensión
- 5.- Capacidad de corriente de alimentadores en alta y baja tensión
- 6.- Cantidad y capacidad de transformadores
- 7.- Estructura de alta y baja tensión

Así como:

- 1.- Densidad de carga
- 2.- Tasa histórica de crecimiento de la carga

El modelo de la red de distribución subterránea tiene las siguientes funciones PROBABILISTICAS:

- 1.- Número de subestaciones que aparecen por año
- 2.- Lotes disponibles para construcción
- 3.- Capacidad en kVA de las subestaciones

Los tres submodelos anteriores son creados al hacer la aproximación de curvas sobre el histograma de frecuencias relativas acumuladas que nos representan a cada uno de ellos.

El método de Monte-Carlo como técnica de simulación aplicada a redes subterráneas es de suma utilidad, convirtiéndose de hecho en una herramienta de toma de decisiones ya que puede predecir:

- Número de subestaciones que aparecerán por año.
- Lugar preciso en donde aparecerán cada una de estas nuevas subestaciones.
- Cantidad y capacidad de los transformadores de cada una de las subestaciones.
- Año de saturación de la red en estudio, en los alimentadores de Mediana Tensión y Banco de las Subestaciones de Potencia.

Todo lo anterior se logra basándose en los conocimientos que se tienen del sistema a simular, auxiliándose de la probabilidad y estadística matemática. Con los datos anteriores se desarrolla una función de probabilidades relativa acumulada, sobre la cual se hacen muestreos aleatorios, ya que como se sabe, un sistema de distribución no tendrá nunca un comportamiento determinístico.

DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA PREDICCIÓN DE CARGAS POR EL METODO MONTE CARLO

(H 1 de 2)

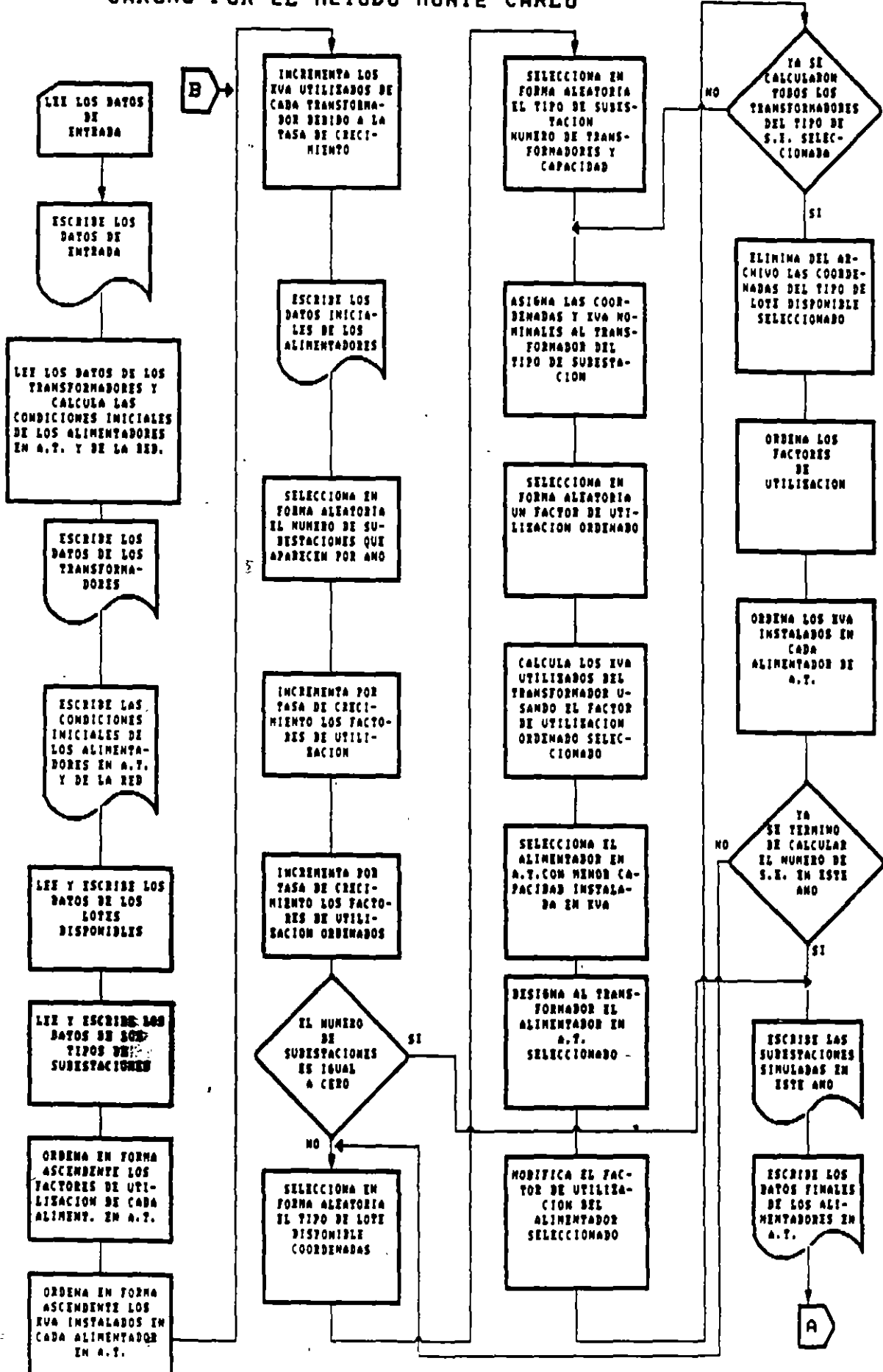
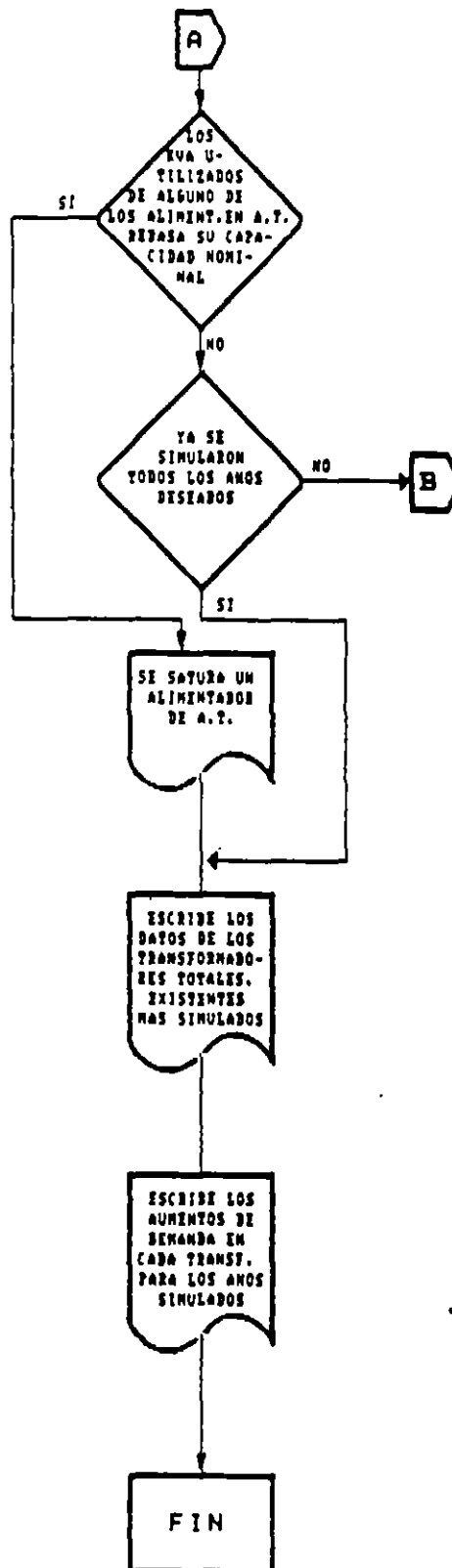


DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA PREDICCIÓN DE CARGAS POR EL METODO MONTE CARLO



2.7- EJEMPLO DE APLICACION. RED VERONICA.

Como se mencionó en páginas anteriores de este estudio, la decisión de invertir en una red subterránea implica un estudio detallado de las cargas, zonas, forma geométrica, localización puntual de cargas futuras, etc. Una decisión equivocada involucra posibles pérdidas económicas y molestias a los usuarios.

El método de Monte-Carlo aplicado como herramienta de planeación en redes subterráneas permite considerar algunas de las variables heurísticas que otros métodos no consideran ya que se pueden obtener reportes de las condiciones actuales en que está operando la red y por medio de la simulación las posibles necesidades de inversión en equipo, expansión y material a corto y mediano plazos, ya que se tiene un control estadístico de crecimiento de carga en la zona en el tiempo, así como los lugares posibles o probables de aparición de las cargas.

Dada la importancia que tiene la Zona Rosa dentro de la Ciudad de México y su posible expansión futura, se seleccionó la RED VERONICA para la aplicación de este método.

DATOS GENERALES DE LA RED

Los límites geográficos de la Red Automática Verónica 23 kV. son:

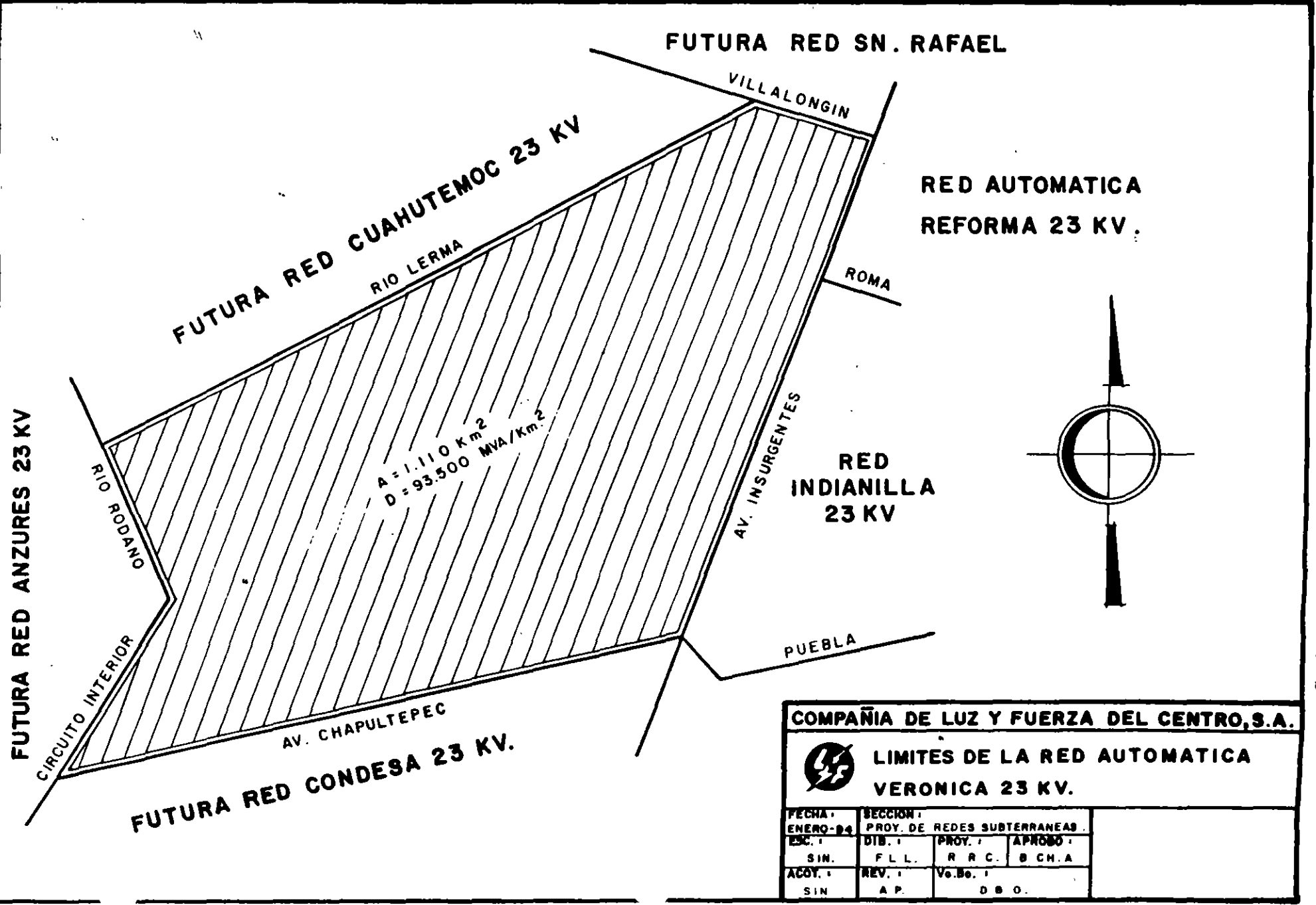
- Al Norte : Río Lerma y Villalongin
- Al Sur : Av. Chapultepec
- Al Oriente : Av. Insurgentes
- Al Poniente : Río Rodano y Circuito Interior

Con una superficie de: 1.11 km².

En la red se encuentran instaladas: 101 subestaciones, tipo bóveda y tipo interior, con un total de 166 transformadores.

La densidad de carga es de: 93:38 MVA/ km².

21



COMPANIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S.A.



LIMITES DE LA RED AUTOMATICA VERONICA 23 KV.

FECHA:	SECCION:		
ENERO-84	PROY. DE REDES SUBTERRANEAS		
ESC.:	DIB.:	PROY.:	APROB.:
SIN.	F.L.L.	R.R.C.	B.C.H.A.
ACQY.:	REV.:	Vo.Bo.:	
SIN	A.P.	D.B.O.	

Actualmente la Red Verónica se alimenta por seis (6) troncales de 10 MVA cada una, de dos bancos de 30 MVA. de la S.E. Huasteca.

En base a las demandas de los últimos 5 años se tiene una tasa de crecimiento de 2.55.

PROGRAMA DE SIMULACION

El programa de simulación requiere de los siguientes datos:

- Año en que se inicia la simulación.
- Número de años a simular.
- Número de alimentadores y capacidad.
- Número de transformadores instalados en la zona, ubicación geográfica, capacidades nominal y utilizada de cada uno.
- Tasa de crecimiento en los últimos 5 años.
- Número de lotes disponibles donde sea posible la aparición de S.E. nuevas, ubicación geográfica y clasificados de la siguiente forma:
 - Estacionamiento privado
 - Estacionamiento público
 - Taller mecánico
 - Edificio en ruinas
 - Lotes baldíos
 - Edificio en construcción

Tipo de subestaciones, tomando como base la siguiente clasificación:

- 3 transformadores de 750 kVA.
- 3 transformadores de 500 kVA.
- 2 transformadores de 750 kVA.
- 2 transformadores de 500 kVA.
- 1 transformador de 750 kVA.
- 1 transformador de 500 kVA.

También se proporcionan los modelos matemáticos de:

- Número de S.E. que aparecen por año.

$$f(x) = 4x$$

esta curva se obtiene de datos estadísticos de la aparición de subestaciones por año en los últimos años.

- Lotes disponibles.

$$f(x) = 6.3 x^{0.6006}$$

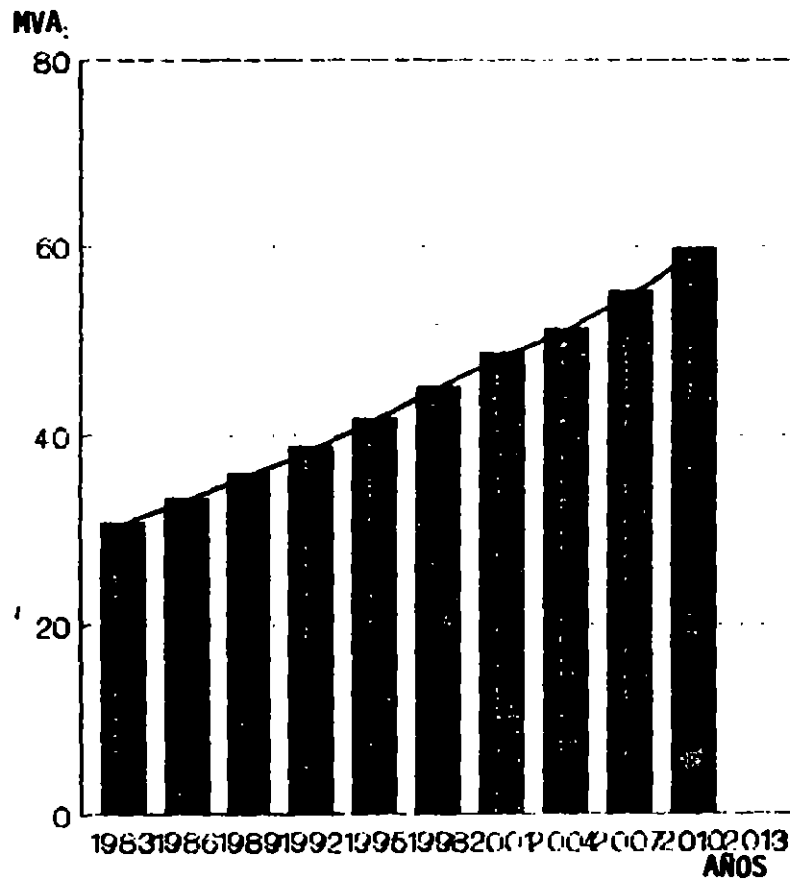
esta curva se obtiene dando valores probabilísticos de acuerdo a su factibilidad de necesidad de servicio eléctrico de acuerdo al tipo de lotes disponibles antes mencionados.

- Tipo de S.E.

$$f(x) = 6.0052 x^{0.3564}$$

esta curva se obtiene de datos estadísticos de la capacidad de las subestaciones tipo que han aparecido en los últimos años.

AÑO DE SATURACION RED VERONICA 23 kV.



Tasa de Crecimiento = 2.55

DATOS HISTORICOS DE SE's POR AÑO

AÑO	No. DE SE's	CAPACIDADES EN KVAS
86	1	2x750
87	2	2x500, 1x750
88	2	1x750, 2x750
89	2	1x500, 2x500
90	3	1x500, 1x500, 1x750
91	2	1x500, 2x500
92	0	
93	1	1x750

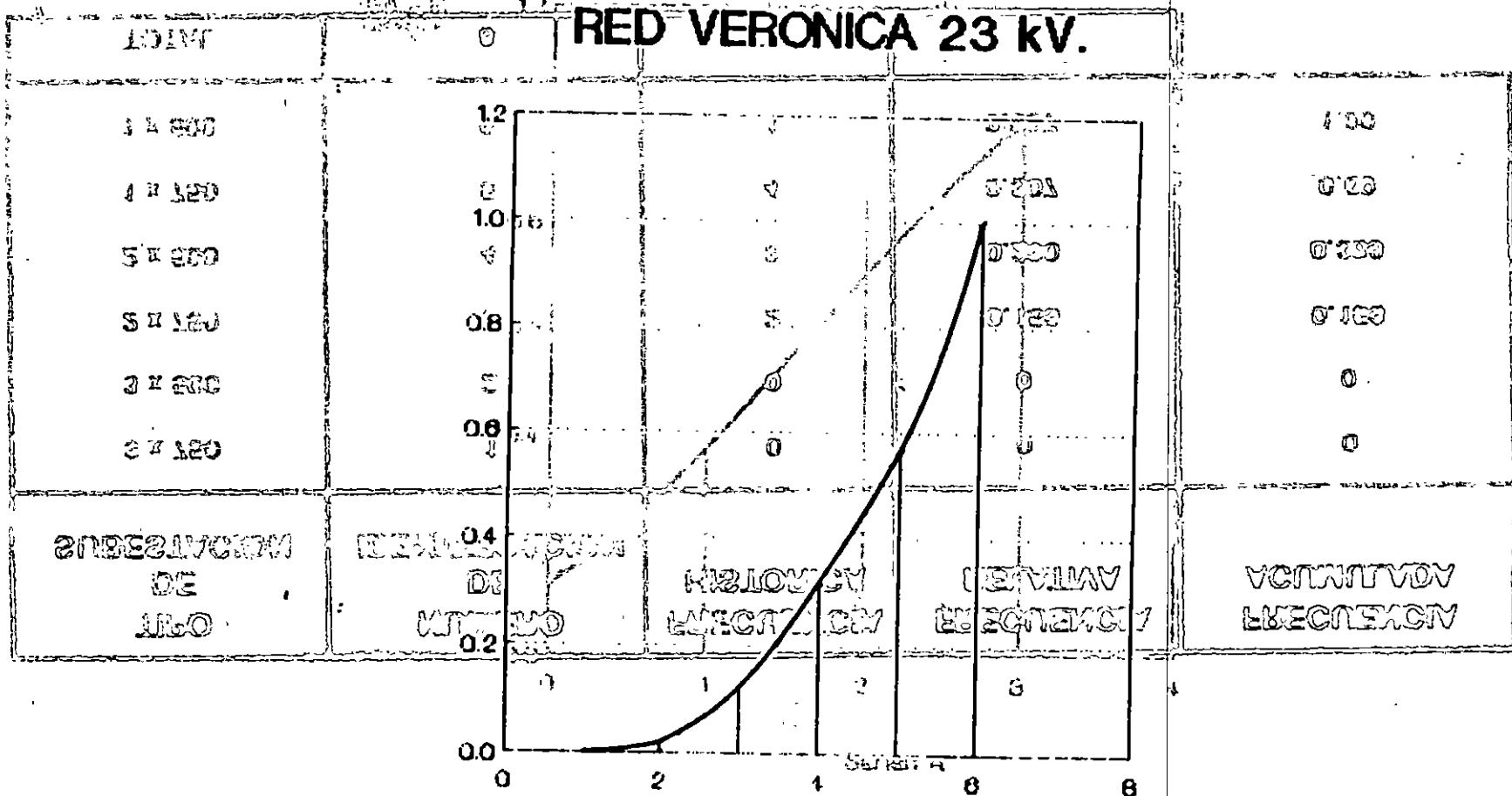
**MODELO HISTORICO
DE SUBESTACIONES POR AÑO**

NUMERO DE SUBESTACIONES POR AÑO	FRECUENCIAS DE SE/AÑO	FRECUENCIA RELATIVA	FRECUENCIA RELATIVA ACUMULADA
0	1	0.125	0.125
1	2	0.250	0.375
2	4	0.5	0.875
3	1	0.125	1
TOTAL	8	1	

SEED ABOGADO
NUMERO DE 2 E/AÑO

12

NÚMERO DE S.E./AÑO RED VERONICA 23 KV. TIPO DE S.E.



26

SERIE A

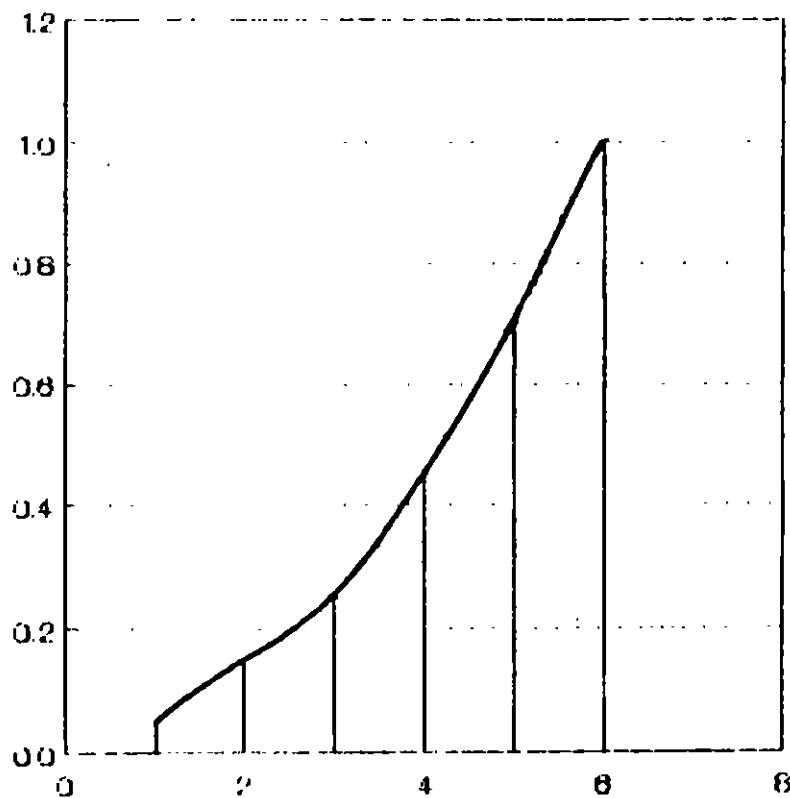
(X) 8.0062 (X) 0.03364 (X) 0.000000 DE ALVARADO

MODELO PROBABILISTICO DE UTILIZACION DE TIPO DE LOTE

TIPO DE LOTE	N. DE IDENTIFICACION	PESO PROBABILISTICO	FRECUENCIA RELATIVA	FRECUENCIA RELATIVA ACUMULADA
ESTACIONAMIENTO PRIVADO	1	1	0.05	0.05
ESTACIONAMIENTO PUBLICO	2	2	0.10	0.15
TALLER MECANICO	3	2	0.10	0.25
EDIFICIO EN RUINAS	4	4	0.20	0.45
LOTE BALDIO	5	5	0.25	0.70
EDIFICIO EN CONSTRUCCION	6	6	0.30	1.00
TOTAL		20	1	1

LOTES DISPONIBLES RED VERONICA 23 kV.

PROBABILIDAD DE UTILIZACION
DE LOTES



Series A

$$f(x) = 6.30 \cdot x \exp(-0.60)$$

No. IDENTIFICACION

REPORTES DEL PROGRAMA

Al ejecutarse el programa entrega un reporte de la información proporcionada siguiente:

- Los transformadores existentes instalados en la red. Indicando: ubicación geográfica, capacidad nominal, capacidad utilizada actual y alimentador al que está conectado.
- Lotes disponibles. Indicando: ubicación geográfica, índice probabilístico de acuerdo a su clasificación como lote disponible y un número secuencial dentro de esa clasificación.
- Un reporte del estado actual que guarda la red en su conjunto, esto es: se indica cada "ALIMENTADOR" (balance de alimentadores) los "kVA's INSTALADOS", "kVA's UTILIZADOS" (demanda) y "FACTOR DE UTILIZACION", estos mismos datos se dan para toda la red (balance de red).

PROCESO DE SIMULACION

DATOS INICIALES

Se proporciona los datos iniciales en el año que se simula, el balance de los alimentadores al inicio de ese año, indicando "ALIMENTADOR", "kVA's INSTALADOS", "kVA's UTILIZADOS", y "FACTOR DE UTILIZACION".

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION

Se reportan las subestaciones de probable aparición, en donde el "NO. DE R.T." es el número secuencial del transformador a partir del total de los existentes, las "COORDENADAS" de su ubicación topográfica de acuerdo con el Lote Disponible seleccionado, "kVA's NOMINALES" en base al tipo de subestación seleccionada, "kVA's UTILIZADOS" tomando en forma aleatoria los factores de utilización de los alimentadores de la red para estimar la utilización de cada transformador simulado y el "NO. DE ALIMENTADOR" al que estará conectado el nuevo transformador simulado, en base al balance de los kVA's instalados del alimentador con menor capacidad instalada.

DATOS FINALES

En este reporte se indica el estado final de los alimentadores para el año simulados, teniéndose: "ALIMENTADOR", "kVA's INSTALADOS", "kVA's UTILIZADOS", "FACTOR DE UTILIZACION", debe notarse que los kVA's instalados han sido modificados por incluir los transformadores nuevos simulados, al igual los kVA's utilizados debido a el efecto de la tasa de crecimiento natural de la red, así como los kVA's demandados por cada transformador simulado. Esto origina la correspondiente modificación del factor de utilización por alimentador.

REPORTE ADICIONAL

Es un reporte final se proporciona el estado en que se encuentran los transformadores iniciales y simulados al final del cálculo. En el se indica: "NO." secuencial del transformador, "COORDENADAS" de la ubicación geográfica, "ALIMENTADOR" al que esta o estara conectado el transformador, "kVA's NOMINALES" de cada transformador, "kVA's UTILIZADOS POR AÑO" incluyendo el año inicial hasta el año de la ultima simulación.

Conviene hacer notar que todos los transformadores existentes y los simulados a partir de su aparición son afectados por la tasa de crecimiento natural de la red.

RED AUTOMATICA VERONICA 23 KV.

AÑO EN QUE SE INICIA LA SIMULACION 85

NUMERO DE AÑOS A CALCULAR 5

NUMERO DE ALIMENTADORES EN LA RED 6

CAPACIDAD DE CADA ALIMENTADOR 10000 KVA.

NUMERO DE TRANSFORMADORES AL INICIO DE LA SIMULACION 165

TASA DE CRECIMIENTO 2.350

NUMERO DE LOTES DISPONIBLES 93

NUMERO DE INTERVALOS PARA LOS LOTES DISPONIBLES 6

MAXIMO NUMERO DE LOTES POR INTERVALO 36

NUMERO DE SUBESTACIONES TIPO 6

NUMERO DE INTERVALOS PARA SUBESTACIONES TIPO 6

DATOS PARA EL AÑO 94

NO.	COORDENADAS	KVA s. NOMINALES	KVA s. UTILIZADOS	NO. ALIM.
1	4782 7761	750	262	2
2	4782 5574	500	198	6
3	4782 6765	500	217	4
4	0 6548	750	206	4
5	4782 7651	500	110	1
6	0 0	500	205	5
	4883 4209	500	156	3
8	4883 4210	500	175	6
9	4783 4	300	8	2
10	4782 5254	500	232	4
11	4782 5542	500	137	2
12	4782 5541	500	129	3
13	4782 7643	500	150	6
14	4782 8178	500	270	2
15	4782 7666	500	255	6
16	4782 6546	750	329	5
17	4782 6437	750	251	6
18	4782 6436	750	262	4
19	4782 8682	500	354	5
20	4783 1	750	176	3
21	4782 9300	750	213	1
22	4782 8729	750	262	5
23	4782 8728	750	191	2
24	4782 5180	500	144	1
25	4782 5181	500	141	5
26	4883 2018	500	152	4
27	4782 7241	500	141	3
28	4782 7242	500	148	6
29	4781 3159	500	152	6
30	4781 3059	300	140	3
31	4782 6384	500	201	3
32	4782 6785	500	202	5
33	4782 5574	750	168	6
34	4782 5575	750	150	5
35	4782 5576	750	172	4
36	4782 5460	750	284	1
37	4782 5464	750	143	2
38	4782 5466	750	281	6
39	4782 7487	750	236	1
40	4782 7488	750	239	3
41	4782 7489	750	198	6
42	4882 1682	500	274	4
43	4782 7761	750	382	3
44	4782 6834	500	304	4
45	4782 6835	500	190	6
46	4782 6562	750	239	6
47	4782 6563	750	232	5
48	4782 4637	500	163	2
49	4782 4219	500	122	1
50	4782 4013	500	173	6
51	4883 610	500	171	3
52	4782 9589	750	191	4
53	4782 9590	750	178	1
54	4782 7696	500	251	4
55	4883 186	500	250	4
56	4883 3823	300	100	6
57	4883 3723	300	95	2
58	4883 3314	750	198	3
59	4883 3413	750	213	2
60	4883 3512	750	213	1

62	4883	1404	500	129	0
63	4882	1987	500	217	3
64	4882	1681	750	228	5
65	4882	1883	750	228	4
66	4882	3209	750	247	1
67	4882	1875	750	131	2
68	4882	1875	750	202	5
69	4782	9974	750	367	3
70	4782	9874	750	363	4
71	4882	1164	750	183	4
72	4882	562	500	144	5
73	4782	9262	300	274	6
74	4882	1056	500	302	5
75	4882	956	500	202	2
76	4782	8963	750	120	5
77	4782	8964	750	74	4
78	4782	1	750	116	3
79	4882	653	750	178	2
80	4882	634	750	209	3
81	4882	553	750	228	4
82	4882	554	750	247	5
83	4781	7726	750	59	3
84	4782	7648	750	37	6
85	4782	7647	750	26	4
86	4782	8729	750	228	4
87	4782	8730	750	224	2
88	4782	7332	750	322	1
89	4782	7331	750	322	3
90	4782	8320	750	131	1
91	4782	8319	750	135	5
92	4782	6923	500	144	1
93	4782	8013	750	419	4
94	4782	8013	750	607	2
95	4782	8015	750	0	6
96	4782	7018	750	359	2
97	4782	7019	750	404	5
98	4782	7020	750	445	6
99	4782	7021	750	378	1
100	4782	7708	500	122	2
101	4782	7607	750	117	3
102	4782	7606	750	138	5
103	4781	6970	500	312	1
104	4781	6888	500	274	2
105	4781	6989	500	289	3
106	4781	5792	750	206	6
107	4781	5793	750	187	3
108	4781	4074	300	94	4
109	4781	4464	750	296	1
110	4781	4265	750	284	7
111	4781	4565	750	303	4
112	4781	5257	750	243	4
113	4781	5258	750	206	5
114	4782	8446	500	198	3
115	4781	8730	750	74	1
116	4781	8729	750	0	5
117	4782	9743	750	479	1
118	4782	9742	750	389	3
119	4782	9644	750	442	9
120	4782	9645	750	427	5
121	4782	5322	500	123	1
122	4782	4725	500	118	6
123	4782	4427	500	160	4
124	4782	6815	500	186	3
125	4882	2386	500	259	2
126	4882	3185	500	236	1

128	0	0	750	307	2
129	0	0	750	311	1
130	4781	7583	750	322	6
131	4781	7582	750	299	3
132	4781	7581	750	303	2
133	4781	7675	500	163	4
134	4781	6265	500	167	6
135	4782	8923	750	202	5
136	4782	7494	500	156	5
137	4782	2797	750	371	4
138	4882	2796	750	352	3
139	4882	2695	750	156	1
140	4882	2895	750	360	1
141	4782	9510	500	95	2
142	4782	9410	500	95	6
143	4781	8890	500	122	5
144	4781	8285	500	202	1
145	4883	2707	750	284	4
146	4781	8485	750	89	1
147	4781	8285	750	104	5
148	4781	7495	500	186	6
149	4883	2703	500	190	5
150	4782	8307	500	152	1
151	4781	5753	300	96	1
152	4882	1164	500	160	1
153	4882	330	500	247	3
154	4782	9633	500	208	1
155	4782	9534	500	198	2
156	4782	5701	500	198	4
157	4782	5007	500	152	2
158	4782	6111	750	206	5
159	4782	6111	750	194	1
160	4781	3081	500	148	3
161	4781	4791	500	167	1
162	4782	7427	500	190	5
163	4782	6932	500	177	2
164	4781	6989	750	270	3
165	4782	4745	500	91	3
166	4782	4645	500	110	6

LOTES DISPONIBLES

NO.	COORDENADAS	PESO PROBABILISTICO	NO. SECUENCIAL
1	4882 3082	1	1
2	4781 8295	2	1
3	4882 1968	3	1
4	4782 9831	4	1
5	4752 8908	5	1
6	4882 3648	1	2
7	4882 2191	2	2
8	4782 5208	3	2
9	4882 2470	4	2
10	4782 9015	5	2
11	4882 2268	1	3
12	4782 7864	.	3
13	4882 1867	4	3
14	4782 9820	5	3
15	4782 8602	1	4
16	4782 8092	2	4
17	4882 2379	4	4
18	4782 8111	5	4
19	4782 9209	1	5
20	4882 493	2	5
21	4782 7778	4	5
22	4782 8716	5	5
23	4882 1357	1	6
24	4782 9596	2	6
25	4782 9989	4	6
26	4882 956	5	6
27	4882 1663	1	7
28	4782 9690	2	7
29	4882 191	4	7
30	4782 8049	5	7
31	4782 9889	2	8
32	4782 9793	4	8
33	4882 996	5	8
34	4882 1064	1	8
35	4781 5754	2	9
36	4782 9993	4	9
37	4882 996	5	9
38	4882 1879	1	10
39	4781 5458	2	10
40	4883 406	4	10
41	4882 997	5	10
42	4882 2589	1	11
43	4781 3675	2	11
44	4883 1203	4	11
45	4882 1097	5	11
46	4883 3010	1	12
47	4782 5001	2	12
48	4782 5201	4	12
49	4883 900	5	12
50	4782 7751	1	13
51	4781 4696	2	13
52	4782 3804	4	13
53	4883 1002	5	13
54	4883 102	1	14
55	4782 3805	2	14
56	4782 3705	4	14
57	4883 1104	5	14
58	4781 6357	1	15
59	4782 4412	2	15
60	4782 5070	4	15

63	4782	4539	2	16
64	4782	7476	4	16
65	4883	905	5	16
66	4781	3992	1	17
67	4782	6453	2	17
68	4883	806	5	17
69	4781	3283	1	18
70	4883	806	5	18
71	4782	4305	1	19
72	4883	706	5	19
73	4782	6102	1	20
74	4883	208	5	20
75	4782	5511	1	21
76	4883	107	5	21
77	4782	4951	1	22
78	4783	4905	2	22
79	4883	204	5	23
80	4883	501	5	24
81	4883	501	5	25
82	4882	598	5	26
83	4882	693	5	27
84	4882	798	5	28
85	4882	897	5	29
86	4781	6986	5	30
87	4782	4109	5	31
88	4782	4010	5	32
89	4782	3909	5	33
90	4782	4421	5	34
91	4782	4523	5	35
92	4782	5226	5	36

S.E. TIPO

NO. DE	TRANSF.	CAPACIDAD EN LVA.	INTERVALO PROB.
3		750	1
3		500	2
2		750	3
1		500	4
1		750	5
1		500	0

DATOS PARA EL REC 54

DATOS DE LOS ALIMENTADORES

ALIMENTADOR	KVA's. INSTALADOS	KVA s. UTILIZADOS	F.U.
1	17050	597	0.350
2	17800	647	0.364
3	17850	5914	0.331
4	17050	5999	0.352
5	18500	5819	0.315
6	15400	4969	0.323

DATOS DE LA RED

KVA. s INSTALADOS	103650
KVA. 's UTILIZADOS	35151
F.U.	0.339

*****SIMULACION PARA EL PAD 1 *****

DATOS INICIALES

ALIMENTADOR	KVA s. INSTALADOS	KVA s. UTILIZADOS	F.D.
1	17050	5971	0.350
2	17800	6479	0.364
3	17850	5914	0.331
4	17050	5999	0.352
5	18500	5819	0.315
6	15400	4969	0.323

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION

NO. RT	COORDENADAS	KVA s. NOMINALES	KVA s. UTILIZADOS	NO. ALIM.
167	4781 8296	500	165	0
168	4781 8297	500	130	1
169	4782 9832	750	255	3
170	4782 8909	750	271	0

DATOS FINALES

ALIMENTADOR	KVA s. INSTALADOS	KVA s. UTILIZADOS	F.D.
1	17550	6304	0.359
2	17800	6644	0.373
3	17850	6065	0.340
4	17050	6152	0.361
5	18500	5967	0.323
6	17400	5797	0.333

*****SIMULACION PARA EL AÑO - *****

DATOS INICIALES

ALIMENTADOR	KVA s. INSTALADOS	KVA s. UTILIZADOS	F.U.
1	17550	6304	0.359
2	17800	6644	0.373
3	17850	6065	0.340
4	17050	6152	0.361
5	18500	5967	0.323
6	17400	5787	0.333

SUBESTACIONES DE PROBABLE AFARICION

NO. RT	COORDENADAS	KVA s. NOMINALES	KVA's. UTILIZADOS	NO. ALIN.
171	4882 2471	750	276	4

DATOS FINALES

ALIMENTADOR	KVA's. INSTALADOS	KVA s. UTILIZADOS	F.U.
1	17550	6464	0.368
2	17800	6814	0.383
3	17850	6219	0.346
4	17900	6585	0.370
5	18500	6120	0.331
6	17400	5934	0.341

*****SIMULACION PARA EL AÑO 3 *****

DATOS INICIALES

ALIMENTADOR	KVA s. INSTALADOS	KVA s. UTILIZADOS	F.U.
1	17550	6484	0.369
2	17800	6814	0.383
3	17850	6219	0.348
4	17800	6585	0.370
5	18500	6120	0.331
6	17400	5934	0.341

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION

NO. RT	COORDENADAS	KVA s. NOMINALES	KVA s. UTILIZADOS	NO. ALIM.
172	4882 2192	750	283	6

DATOS FINALES

ALIMENTADOR	KVA s. INSTALADOS	KVA s. UTILIZADOS	F.U.
1	17550	6629	0.378
2	17800	6987	0.393
3	17850	6378	0.357
4	17800	6253	0.349
5	18500	6276	0.339
6	18150	6369	0.351

Es posible también observar los kVA's UTILIZADOS en la red, son 35.15 MVA. en la red y dado que cada alimentador es de 10 MVA se tiene:

NO. ALIMENTADORES = $\frac{35.15 \text{ MVA. en la red}}{3.515 \text{ alimentadores}} = 10$

Por tanto la carga de toda la red podría ser llevada con cuatro (4) alimentadores, sin disminución de continuidad, y los alimentadores restantes dedicarlos a usuarios de Media Tension con cargas puntuales elevadas.

Esto conlleva una disminución de inversiones en instalaciones, las cuales prácticamente no serán recuperadas en corto tiempo ya que como se mencionó la saturación de la red con la tasa de crecimiento actual de 2.55 será hasta el año 2011.

Es claro que este proceso de simulación es dinámico al igual que las necesidades de carga de los usuarios, por lo que se recomienda sea ejecutado una vez por año o cada vez que se prevean cambios importantes de las condiciones técnico-económicas

100 kVA = 0.25 = 25 kVA

Este significa que probablemente conviene que los transformadores existentes y futuros no sobrepasen la capacidad de 200 kVA ya que en condiciones normales el transformador debería trabajar al 50% de su capacidad (100 kVA) y para la primera condición se debe considerar una potencia disponible de 0.66 por tanto:



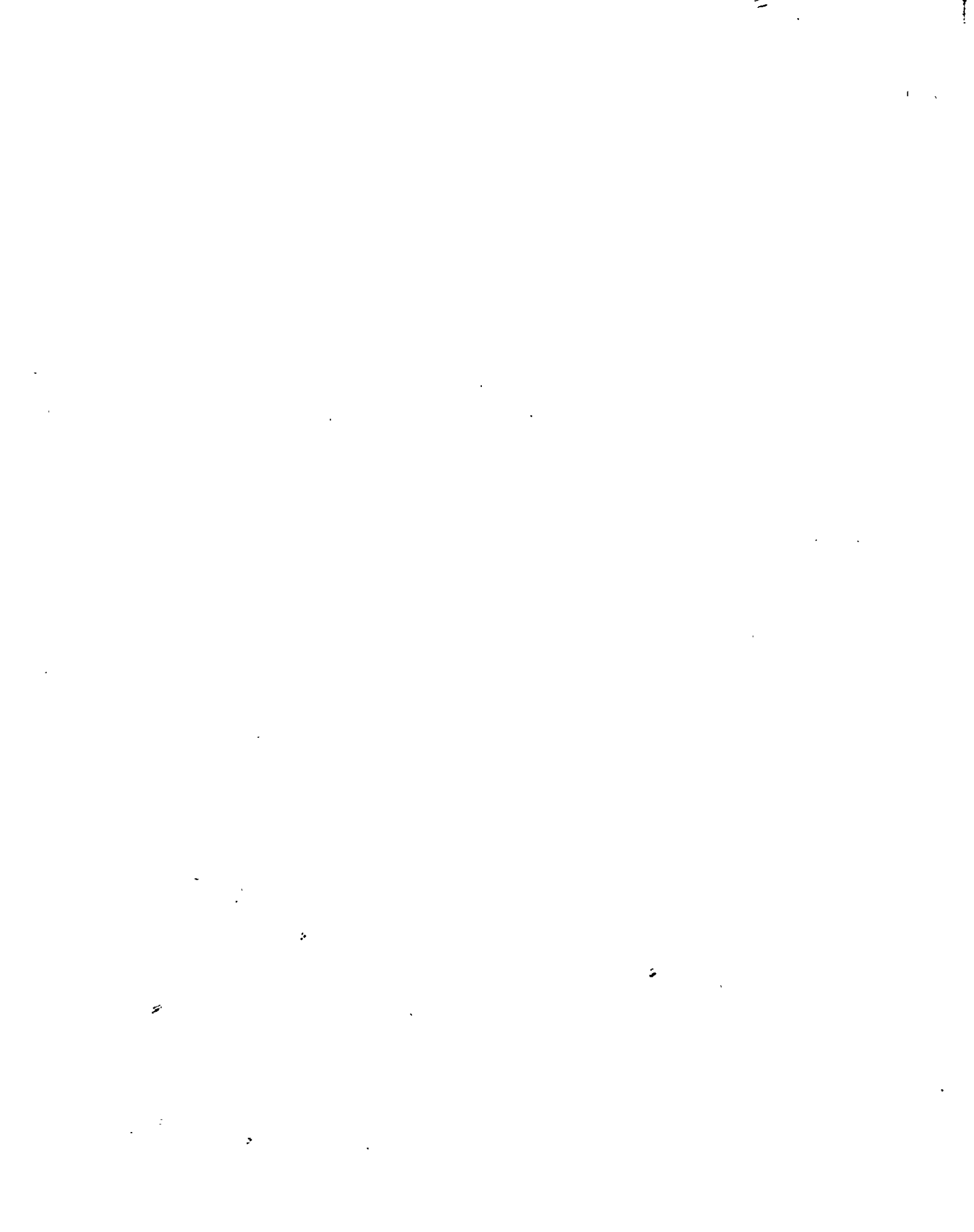
**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
Y PARA EDIFICIOS**

MOD. I SISTEMAS DE DISTRIBUCION

TEMA: SISTEMAS DE DISTRIBUCION VERTICALES

**PONENETES: ING. FELIPE MENDEZ LUNAR
ING. ERNESTO A NIÑO S.**



SISTEMAS DE DISTRIBUCION VERTICALES

Ing. Felipe Méndez Lunar
Ing. Ernesto A. Niño S.

Luz y Fuerza del Centro.
Luz y Fuerza del Centro.

1.- ANTECEDENTES

El crecimiento económico de la Ciudad de México, aunado al incremento en el costo de los terrenos ha generado la necesidad de aprovechar al máximo el área de los mismos, con el consiguiente aumento en las construcciones de edificios "altos". Esto trae consigo el requerimiento de grandes cantidades de energía eléctrica, además de otros servicios.

Generalmente, el suministro de energía eléctrica a estas edificaciones se ha realizado mediante la instalación de uno o más transformadores de distribución y de la concentración de medidores correspondiente en el interior de locales cedidos por el usuario a esta empresa para tal efecto (instalados normalmente en planta baja o sótano).

La aplicación de la solución anterior, a medida que aumentan el tamaño del edificio, su carga y el número de consumidores ha permitido la aparición de problemas tales como: sobrecargas, variaciones de tensión, mala regulación y poca flexibilidad de operación, que si bien no son problemas imputables a las compañías suministradoras de energía eléctrica si tienen consecuencias negativas en la calidad de la misma.

Una de las políticas seguidas por esta empresa, a fin de cumplir eficazmente con nuestra misión, es instalar las fuentes para el suministro de energía eléctrica lo más cercanas posibles al centro de carga o consumo. Esto no había significado problemas fuertes para Luz y Fuerza del Centro, hasta que se inician los desarrollos de centros comerciales y/o de oficinas en edificaciones verticales de gran tamaño. Para encontrar una solución que brinde calidad en el suministro de energía eléctrica a este tipo de usuarios, se requiere instalar transformadores de distribución (subestaciones de MT/BT) en diferentes niveles del edificio así como redes verticales de media y baja tensión, a fin de mantener el servicio acorde con las políticas de la empresa.

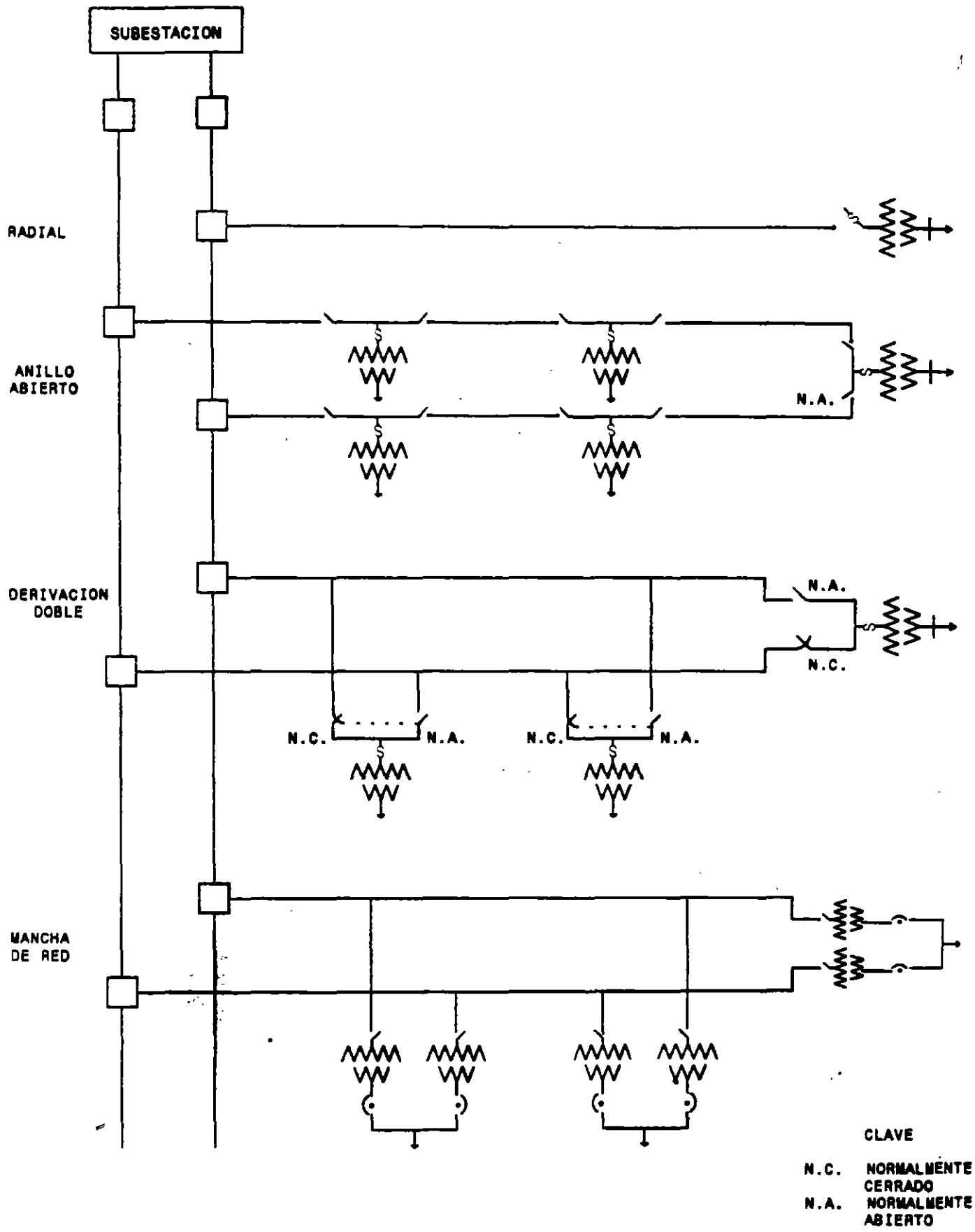


Figura 1.- Estructuras de alimentación.

2.- ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO

La seguridad en el suministro de energía eléctrica a los usuarios siempre será un factor importante que nos definirá la manera en que habrá de alimentarse una gran concentración de carga.

La estructura del sistema de distribución en el interior de un edificio, dependerá sobre todo de las características de la carga, la configuración del edificio, el grado de confiabilidad y la calidad de servicio que se requiera.

Las alternativas de alimentación de energía eléctrica para un edificio deberán ser analizadas tomando en cuenta, entre otros factores, los siguientes:

- * Zona geográfica (sistema aéreo o sistema subterráneo).
- * Tipo y magnitud de la carga.
- * Tensión de suministro.
- * Nivel de cortocircuito.
- * Confiabilidad.
- * Arquitectura del inmueble. (área construida, niveles, etc.)
- * Medición. (tarifas)
- * Costos.

Las estructuras normalizadas (ver figura 1) que se utilizan frecuentemente para este tipo de servicios son:

- a).- Radial.
- b).- Anillo abierto.
- c).- Derivación doble.
- d).- Mancha de red.

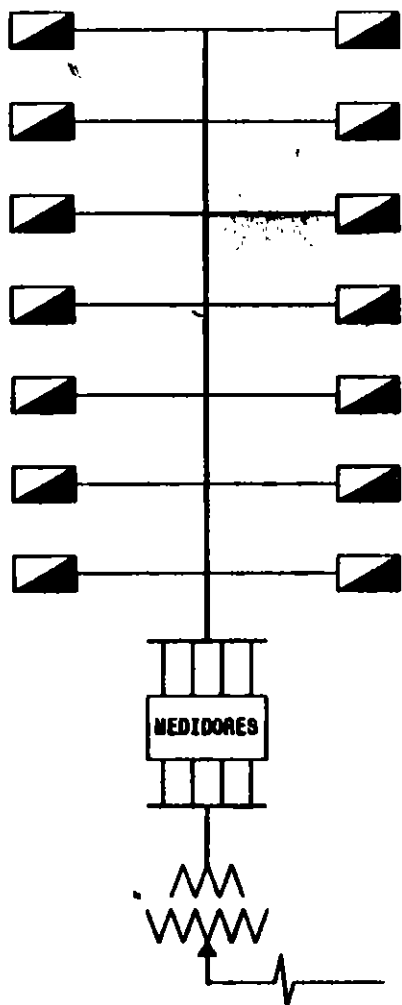
Cada uno de estos sistemas presentan características definidas, las cuales se describen enseguida.

2.a.- Sistema radial

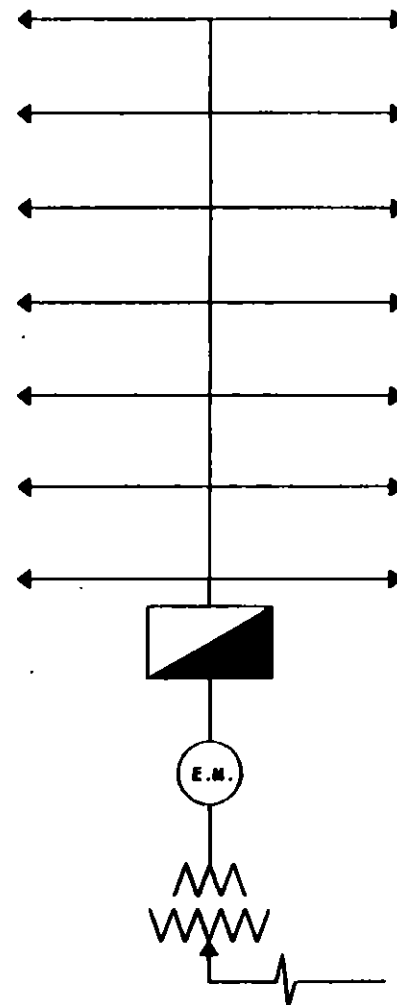
La estructura de alimentación radial, (figuras 2 y 2A) aérea o subterránea a un servicio de este tipo es obviamente la menos compleja pero también es la menos confiable ya que debido a una falla en cualquier componente del sistema de alimentación primaria, afectará a todos los consumidores ligados al mismo, los cuales quedarán sin servicio hasta que se localice y sea reparada la misma. Por tanto este sistema solamente se aplicará a servicios que no requieran gran continuidad.

2.b.- Sistema en anillo abierto

Este diseño (figura 3) ha sido empleado extensamente para alimentar cargas comerciales y pequeñas cargas industriales

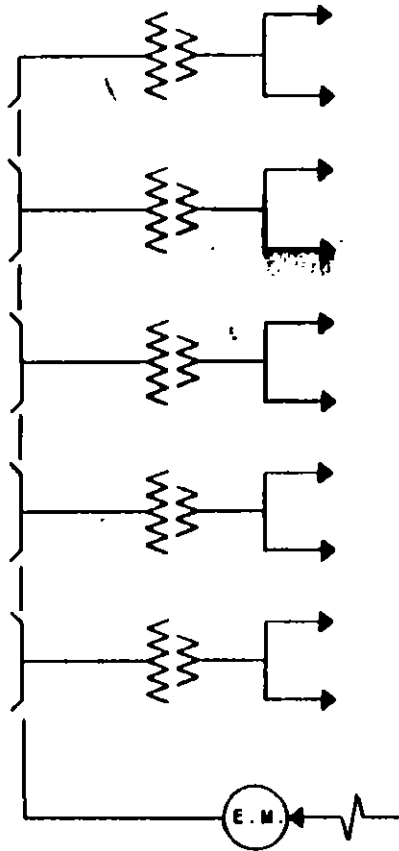


a) Varios usuarios en B.T.

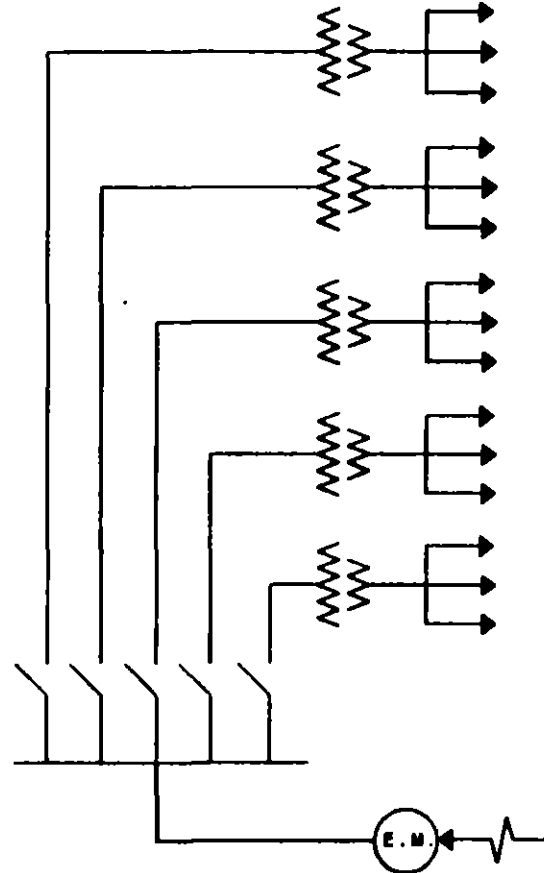


b) Un usuario en M.T. o B.T.

Figura 2.- Sistema Radial para suministro de energía a edificios altos.

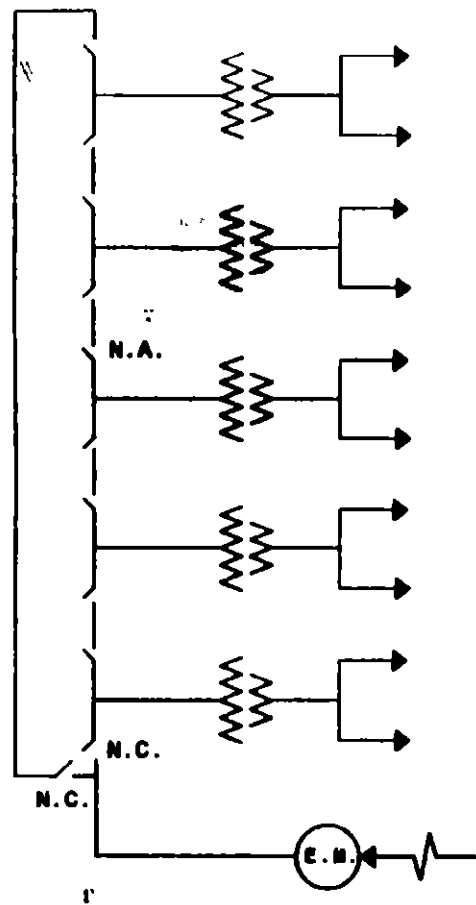


a) Un usuario en M.T. con transformadores, varios niveles, un solo alimentador.

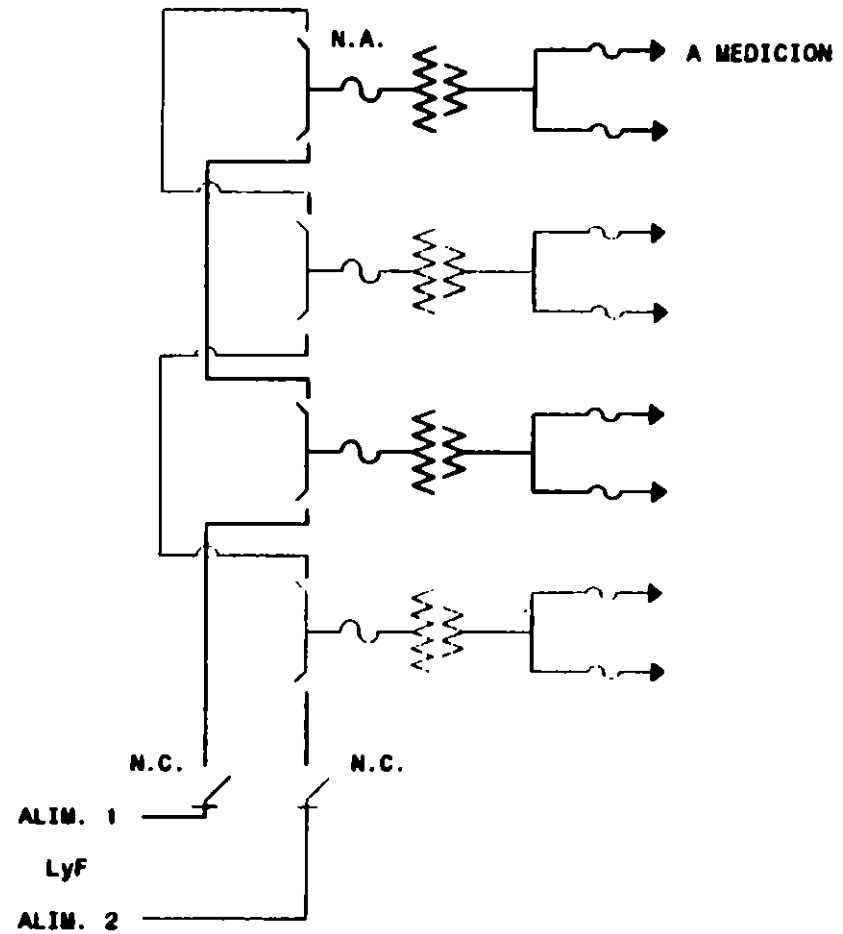


b) Un usuario en M.T. con transformadores en varios niveles, alimentador radial, varios alimentadores.

Figura 2A.- Sistema radial para suministro de energía a edificios altos.



a) Un usuario en M.T. con transformadores en varios niveles.



b) Varios usuarios en M.T. y en B.T.

Figura 3.- Sistema en anillo para edificios altos.

importantes. Consta de dos alimentadores radiales que se unen en un desconectador normalmente abierto. Una falla en un componente de la red primaria puede ser seccionada o aislada en forma manual y restablecer el servicio mediante la operación del desconectador ubicado en el punto normalmente abierto.

2.c.- Sistema en derivación doble

En este diseño, (figura 4) dos circuitos de media tensión independientes se llevan al centro de carga y se conectan al transformador por medio de un dispositivo automático de transferencia. Uno de los circuitos recibe el nombre de preferente y el otro se conoce como alimentador emergente.

Esta es una estructura que proporciona un alto grado de confiabilidad en el servicio, ya que cuando un alimentador queda fuera de servicio, el otro llevará el total de la carga, mediante el cambio automático de alimentación a través de los interruptores de transferencia.

2.d.- Mancha de red

Este sistema (figura 5) es uno de los más flexibles y confiables que existen. Su empleo se restringe a zonas de densidad de carga elevada, en las que ya se tiene una red automática subterránea implantada. Esta alternativa requiere para su implantación de un mínimo de dos alimentadores a los que se conectarán los transformadores de distribución y sus respectivos protectores de red, los cuales alimentarán un bus secundario común, energizado permanentemente.

3.- ANÁLISIS DE COSTO-CONFIABILIDAD

Cada uno de los sistemas descritos tendrán un costo relativo a la importancia y la naturaleza de la carga por alimentar. Para escoger la mejor alternativa, se requerirá de un análisis técnico-económico detallado de los diversos sistemas compatibles al servicio deseado. Cada uno de los arreglos tiene una confiabilidad característica, que combinada con el costo permitirá seleccionar la estructura más adecuada según las necesidades.

4.- REQUERIMIENTOS PARA LA CONSTRUCCION DE LA RED.

En los casos de servicios contratados en baja tensión, es responsabilidad de Luz y Fuerza del Centro, efectuar todos los trabajos relacionados con el proyecto, instalación, mantenimiento y operación de la red de distribución vertical en media tensión, las subestaciones instaladas en el interior del

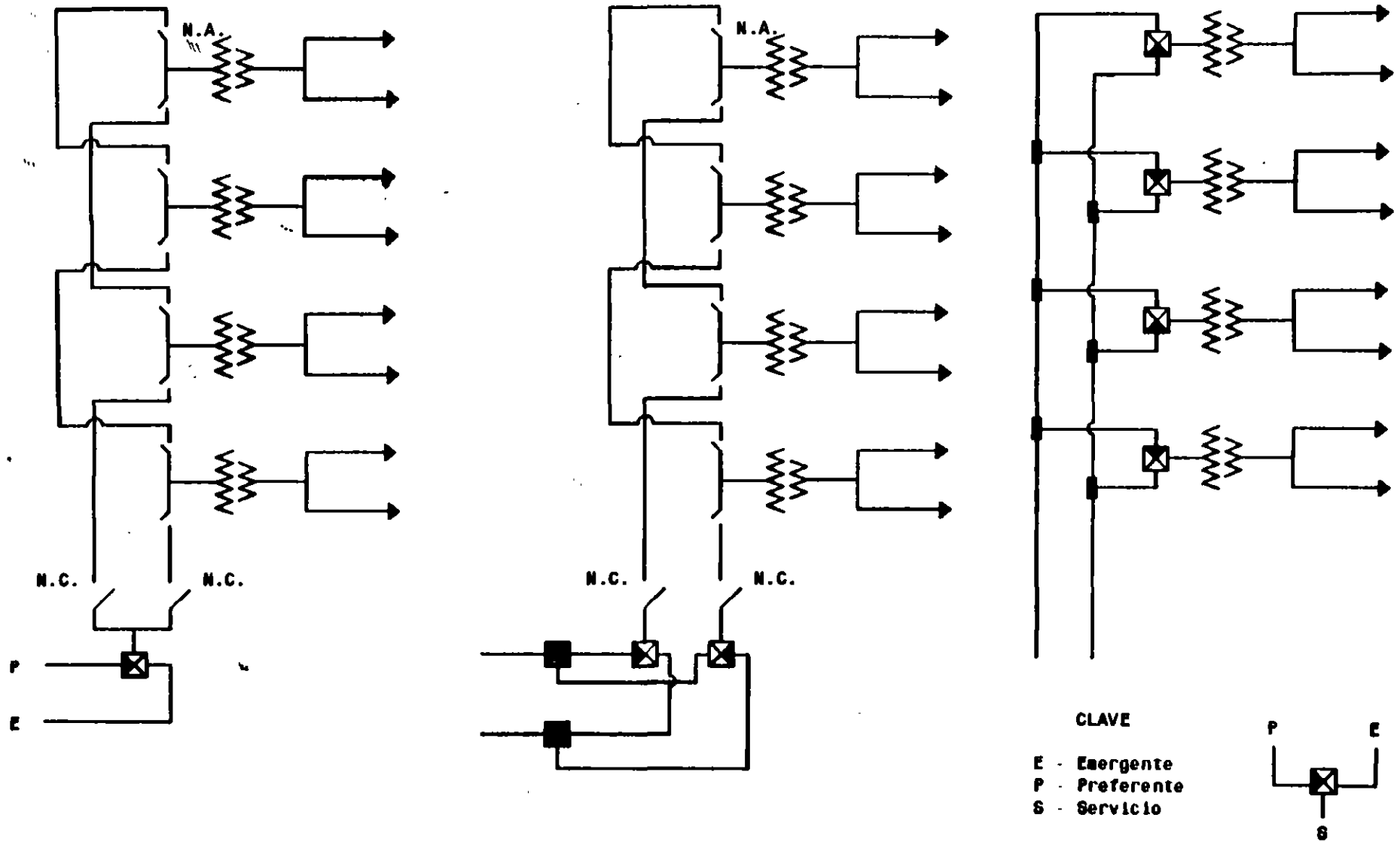
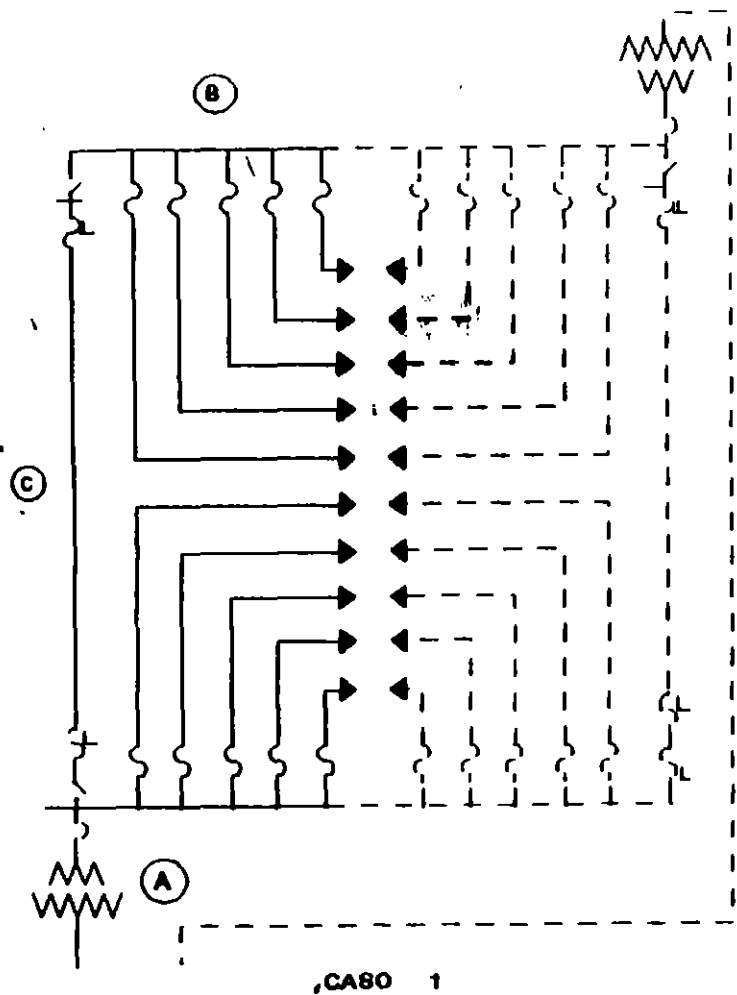
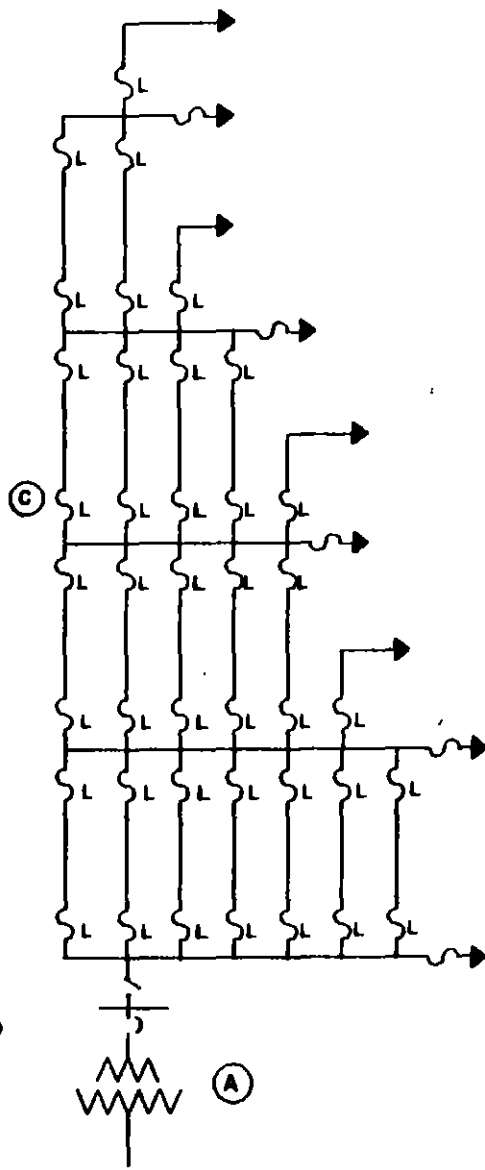


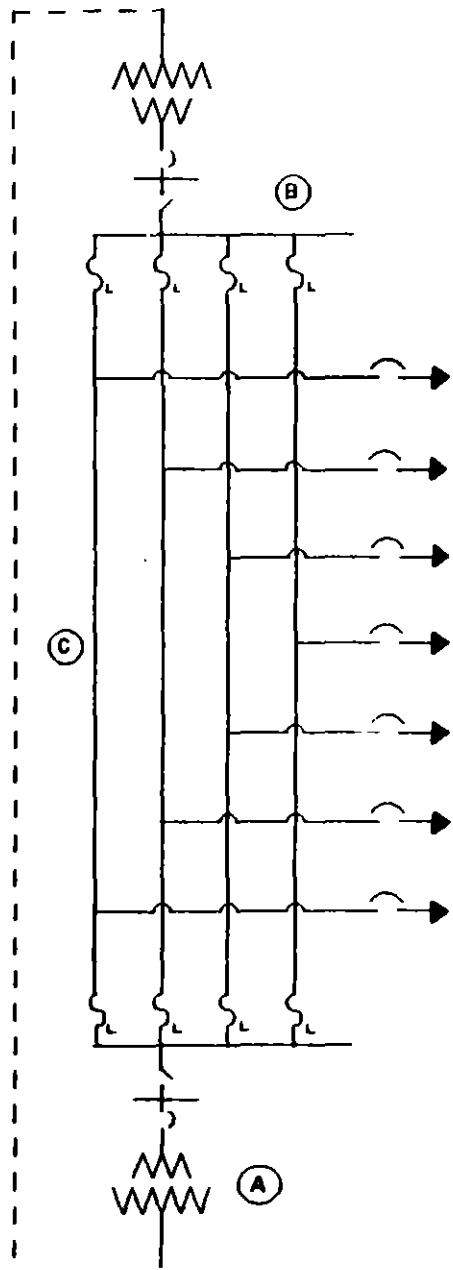
Figura 4.- Sistema en derivación doble para suministro de energía a edificios altos.



CASO 1



CASO 2



CASO 3

- (A) Subestación y bus en la base del edificio
- (B) Bus en la parte superior del edificio
- (C) Malla de baja tensión
- ⌋ Fusible limitador
- ⌋ Fusible de potencia
- ⌋ Protector de red

Figura 5.- Estructura de una mancha de red automática

edificio, los circuitos alimentadores en baja tensión, los equipos de medición y concentraciones propiedad de la misma.

El usuario tendrá la obligación de cumplir con los requisitos que Luz y Fuerza del Centro le especifique, siendo algunos de ellos los siguientes:

- a).- Nombrar un representante legal.
- b).- Accesos libres para la instalación y mantenimiento del equipo.
- c).- Espacios adecuados para:
 - 1).- Locales de subestación, equipos de protección o seccionamiento.
 - 2).- Trayectoria de circuitos de media y baja tensión.
 - 3).- Equipos de medición
 - 4).- Equipo de control y comunicaciones.
- d).- Equipo contra incendio.
- e).- Seguro contra daños.

4.a.- REPRESENTANTE LEGAL DEL USUARIO.

El propietario del edificio deberá nombrar un representante legal con el que Luz y Fuerza del Centro acordará y coordinará los trabajos correspondientes a la ejecución del proyecto y construcción de la red.

4.b.- ACCESO PARA EL EQUIPO.

El propietario del inmueble o su representante legal, tendrán la obligación de proporcionar todas las facilidades para el transporte adecuado del equipo durante su instalación, retiro o reemplazo, tanto en forma horizontal como verticalmente, durante las 24 horas del día y durante los 365 días del año.

Transporte horizontal.- Este lo realizará personal de Luz y Fuerza y se hará por medio de rodillos o patines, para lo cual es necesario que el piso por el que se deslice el equipo permita el uso de los mismos. Asimismo, deben existir facilidades para instalar medios de jalado y soportes para su movimiento, siendo indispensable para ello, un ancho mínimo de 2,50 m y una altura libre de 2,40 m como mínimo a lo largo de toda la trayectoria de acceso a los locales de las subestaciones. La losa de piso a lo largo de la misma deberá soportar el peso del mismo.

Transporte vertical.- El usuario efectuará con su equipo, personal y bajo su responsabilidad, las maniobras necesarias para subir o bajar desde el nivel de calle hasta los diferentes niveles en que se encuentren ubicadas las subestaciones en el edificio, los materiales y equipos que formarán parte de la red de distribución de energía eléctrica, durante la etapa de

construcción.

Para tal efecto es necesario contar con un elevador de carga o montacargas de las dimensiones y capacidad acordes con el equipo a instalar en las subestaciones y con un factor de seguridad del 30 %.

4.c1.- LOCALES PARA SUBESTACIONES

El usuario estará obligado a proporcionar en el interior del edificio, los espacios para que Luz y Fuerza instale las subestaciones de 23,000-220/127 Volts, necesarias para el suministro de energía eléctrica al mismo. Algunas especificaciones se indican a continuación.

Dimensiones: Las dimensiones de los locales para las subestaciones estarán en función del equipo utilizado en el proyecto correspondiente.

Paredes y piso: Las paredes serán de concreto armado con un espesor mínimo de 0,15 m, la losa de piso será de concreto armado y calculado para soportar el peso del equipo a instalar.

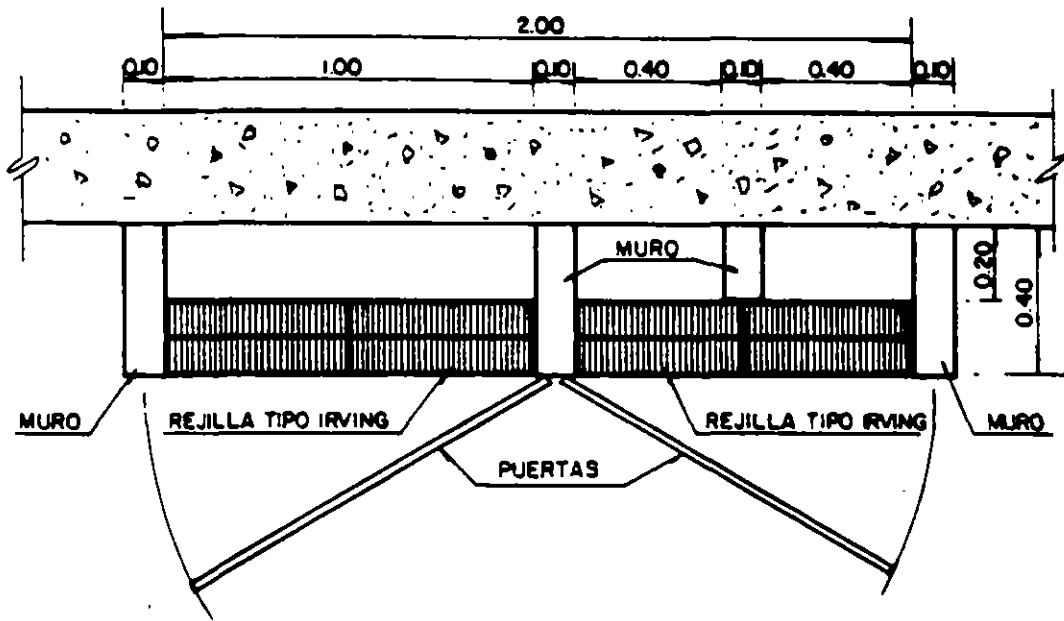
Drenaje: Por ningún motivo se permitirá que el líquido refrigerante de los transformadores (RTE'mp) pueda dispersarse por la subestación o fuera de la misma, para tal efecto se deberá instalar en las subestaciones una coladera u otro medio de evacuación hacia un depósito especial de confinamiento, conforme lo establece el capítulo 4, artículo 450-46 de las Normas Oficiales Mexicanas NOM-001-SEMP-94 y la normatividad en materia ambiental.

Sistema de Tierras: El usuario deberá proporcionar en cada subestación dos tomas de tierra con cable de cobre desnudo de 250 MCM., cuyo valor de resistencia medida sea menor o igual a 10 Ohms.

4.c2.- TRAYECTORIA DE CIRCUITOS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN

Se construirán ductos verticales para la instalación de las redes de media y baja tensión, con dimensiones mínimas de 2,00 x 0,80 m. con charolas de 0,35 m., debiéndose tener acceso a los mismos en cada piso (figura 6). Estos ductos deberán ser exclusivamente para instalaciones de Luz y Fuerza del Centro, la cual instalará los candados correspondientes.

Las redes de media y baja tensión deberán instalarse en forma independiente entre sí y de otras instalaciones del edificio. De la misma manera, se construirán los pasos de cables



**FIGURA 6.- DUCTOS VERTICALES PARA
 LA TORRE**

necesarios para baja tensión, a fin de comunicar la subestación con las concentraciones de los equipos de medición, siendo también indispensable construir los ductos requeridos para ligar las subestaciones con el exterior.

4.c3.- LOCALES PARA EQUIPOS DE MEDICIÓN

El usuario tiene la obligación de proporcionar los locales para la instalación de los equipos de medición correspondientes, cuyas dimensiones quedarán definidas por el número y tipo de servicios ubicados en una misma concentración. También deberán instalarse sardineles con rejillas tipo Irving para protección de los cables de baja tensión.

4.c4.- ESPACIOS PARA EQUIPO DE CONTROL Y COMUNICACIÓN

Para facilitar las maniobras de operación de la red de distribución, el usuario instalará un sistema de comunicación (interfon) entre los locales de las subestaciones y un teléfono en la parte baja del edificio, exclusivo para el personal de Luz y Fuerza.

El usuario debe proporcionar de ser necesario, los espacios para la instalación del equipo de control para operación remota.

4.d.- EQUIPO CONTRA INCENDIO

El usuario deberá proporcionar e instalar en cada subestación, el equipo contra incendio (tipo ABC) aprobado por el área de Protección Civil de la autoridad correspondiente. El mantenimiento de estos equipos será proporcionado por el propietario del inmueble, haciendo saber a Luz y Fuerza del Centro el programa del mismo para obtener el acceso a las subestaciones.

4.e.- SEGURO CONTRA DAÑOS

El usuario contratará por su cuenta un seguro contra daños en bienes y/o personas que pudieran ser ocasionados al propio usuario y/o a terceros por falla de los materiales y/o equipos, fallas en las redes de media y baja tensión, equipo de medición, control y comunicación. De la misma manera, el seguro deberá cubrir los daños que sufran las instalaciones propiedad de Luz y Fuerza, ya sea por causas fortuítas de cualquier índole o de fuerza mayor.

5.- INSTALACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN.

De acuerdo con el nivel o niveles de tensión solicitados por el propietario del inmueble o su representante legal para la contratación del servicio de energía eléctrica, la Gerencia Comercial de Luz y Fuerza del Centro, indicará al interesado el tipo o tipos de equipos de medición a utilizarse, así como los requerimientos para su instalación, operación y mantenimiento. El usuario dará todas las facilidades de acceso, previa identificación del personal que en forma periódica realizará la toma de lecturas de los equipos de medición.

6.- RESPONSABILIDAD CIVIL.

Luz y Fuerza del Centro no se hace responsable por los daños que se puedan ocasionar a los bienes o personas del inmueble y/o terceros en siniestros por incendio, fuerza mayor o caso fortuito en las subestaciones eléctricas, así como en la instalaciones accesorias; por lo que el propietario del inmueble o su representante legal libera de toda responsabilidad a Luz y Fuerza del Centro de los casos antes señalados. Toda vez que el seguro contratado por el propietario del inmueble o su representante legal será el obligado de cubrir dichos daños.

El propietario del inmueble o su representante legal deberá proporcionar a Luz y Fuerza del Centro una copia del seguro contra incendio del inmueble y otros riesgos, que incluyan las subestaciones eléctricas, las redes de distribución en media y baja tensión y los equipos de medición propiedad de esta dependencia, así como los bienes o personas del inmueble y/o terceros.

7.- FUENTES DE ENERGÍA ALTERNA.

En el proyecto de la instalación eléctrica del edificio, debe preverse la instalación de una planta de emergencia de la capacidad adecuada, para alimentar en caso de interrupción por parte del suministrador, los circuitos del elevador de carga, el alumbrado de emergencia y la red de comunicación entre subestaciones instaladas en el interior del edificio.

Adicionalmente se deben prever las facilidades para la conexión de una planta generadora móvil, para el caso de falla de la planta de emergencia propia del edificio.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
Y PARA EDIFICIOS**

MOD. I SISTEMAS DE DISTRIBUCION

TEMA: CALCULOS FUNDAMENTALES

PONENTE: ING. RUBEN LOPEZ AGUILERA



UNAM-DECFI

PALACIO DE MINERIA

II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS

MODULO I - SISTEMAS DE DISTRIBUCION:

TEMA - CALCULOS FUNDAMENTALES.

EXPOSITOR - ING. RUBEN LOPEZ AGUILERA. ✓

LUGAR - TACUBA No. 5, COL. CENTRO, MEXICO. D.F.

FECHA - 26/SEP./95 HORA - 19:00 A 21:00 HORAS.

1.-CALCULO DE LA CARGA INSTALADA, DEMANDA MAXIMA Y DEMANDA MAXIMA COINCIDENTE.

1.1.- CARGA INSTALADA

Si se define como: CARGA MANIFESTADA (CM), a la potencia que se indica impresa en los aparatos y artefactos eléctricos, o bien a los datos de placa de máquinas y equipo de consumo de energía eléctrica, entonces, se trata de la potencia útil (Pu) para el fin que fueron construidos. Sin embargo, la potencia que toman de la red eléctrica o bien la potencia que se le suministra (Ps) es ligeramente mayor y se define como CARGA INSTALADA (CI), siendo su eficiencia (Ef) la relación entre estas potencias.

$$E_f = \frac{CM}{CI} = \frac{P_u}{P_s} < 1 \quad \text{-----} \quad (1)$$

Los elementos eléctricos pasivos o de consumo, cuya función es transformar en calor a la energía eléctrica, prácticamente puede considerarse que su eficiencia es unitaria o del 100%. Esto es, sin temor a error significativo, la potencia suministrada y la útil, son prácticamente iguales. Estos elementos de consumo, suelen ser:

- Luminarias de filamento incandescente
- Parrillas eléctricas
- Calentadores eléctricos
- Cafeteras eléctricas
- Tostadores eléctricos de pan
- Hornos eléctricos (no de inducción)
- Termo-pares
- Planchas eléctricas
- Etc.

Por otro lado, los elementos de consumo cuya función es transformar la potencia eléctrica en inducción electro-magnética y esta en mecánica, como lo son los motores eléctricos (Bombas de agua, Monta-cargas, Elevadores, Aire acondicionado,

Refrigeradores, Compresoras, etc.), tienen diversas eficiencias, que suelen oscilar entre 0.8 y 0.92, siendo hasta del 0.96 al 0.98 aproximadamente para transformadores eléctricos.

EJEMPLO 1.- Calcular la Carga Instalada o Potencia suministrada a un motor eléctrico en KW, cuando sus datos de placa son:

- a).-Corriente Directa, 15 HP, 440 Volts, Ef = 0.84
- b).-Monofásico (1), 24000 W, 750 Volts, 50 Hz, FP = 0.8, Ef = 87%
- c).-Bifásico (2), 12.7 KW, 240 Volts, FP = 0.85, Ef = 0.9, 60 Hz
- d).-Trifásico (3), 24 HP, 220 Volts, 60 Hz, FP = 0.7, Ef = 92%

RESOLUCION.- De (1), se obtiene:

$$CI = \frac{CH}{Ef} = \frac{HP \times 0.746}{Ef} = \frac{W}{Ef \times 1000} = \frac{KW}{Ef} \quad (2)$$

a).- $CI = \frac{15 \times 0.746}{0.84} = \underline{13.321 \text{ KW}}$

b).- $CI = \frac{24,000}{0.87 \times 1000} = \underline{27.586 \text{ KW}}$

c).- $CI = \frac{12.7}{0.9} = \underline{14.111 \text{ KW}}$

d).- $CI = \frac{24 \times 0.746}{0.92} = \underline{19.461 \text{ KW}}$

En el caso de luminarias que requieren de balastro (reactor) para su funcionamiento, éste consume entre el 20% y 35% aproximadamente, de la potencia total de las luminarias, dependiendo de cuantas alimente cada balastro. Para fines de cálculo desde sus alimentadores hasta la fuente de suministro, se considera en general, el 25% de la potencia nominal total de este tipo de luminarias.

$$CI = 1.25 \times CM \quad \underline{\hspace{2cm}} \quad (3)$$

EJEMPLO 2.- Un circuito eléctrico monofásico, alimenta:

- 8 Lámparas fluorescentes de 2 x 40 W c/u.
 - 15 Lámparas de Vapor de mercurio de 3 x 78 W c/u.
 - 12 Lámparas incandescentes de 75 W c/u.
- Determinar la carga instalada al alimentador, en KW.

RESOLUCION:

$$\begin{aligned} 8 \times 2 \times 40 \times 1.25/1000 &= 0.800 \\ 15 \times 3 \times 78 \times 1.25/1000 &= 4.388 \\ 12 \times 75/1000 &= 0.900 \end{aligned}$$

$$CI = 6.088 \text{ KW}$$

1.2.- DEMANDA MAXIMA

La demanda o consumo máximo de energía eléctrica durante un intervalo igual o mayor a 15 minutos, de un día promedio anual, para una carga que consta de 2 o más aparatos eléctricos, es lo que se conoce como demanda máxima (D), y la relación que guarda con la CI, se denomina factor de demanda máxima (FD). Así:

$$FD = \frac{D}{CI} \quad \text{o bién:} \quad D = FD \times CI \quad \underline{\hspace{2cm}} \quad (3)$$

EJEMPLO 3.- Una fábrica tiene la siguiente carga manifestada:

FUERZA.

- 15 motores monofásicos de 1.5 HP c/u, 127 Volts., FP = 0.8, Ef = 91%, 60 Hz.
- 8 motores trifásicos de 7.5 HP c/u, 220 Volts, FP = 0.85, Ef = 87%, 60 Hz.
- 6 motores trifásicos de 8.4 HP c/u, 220 Volts, FP = 0.78, Ef = 0.82, 60 Hz.

ALUMBRADO

- 18 Lámparas fluorescentes de 3 x 80 W c/u.
- 25 Lámparas de vapor de mercurio, de 2 x 40 W c/u.
- 72 Lámparas incandescentes de 100 W c/u.
- 16 Lámparas incadescentes de 60 W c/u.

CONTACTOS

- 17 contactos monofásicos de 150 W c/u.
- 5 contactos trifásicos de 1.2 KW c/u.

Durante el día promedio anual, se tienen los siguientes consumos:

De 8 a 10 Hs. - 8 motores de 1.5 HP, 2 motores de 7.5 HP, 4 motores de 8.4 HP, 12 lámparas de 3 x 80 W y 36 lámparas de 100 W.

De 10 a 13 Hs. - 5 motores de 1.5 HP, 6 motores de 7.5 HP, 5 motores de 8.4 HP, 12 lámparas de 3 x 80 W, 62 lámparas de 100 W y 8 contactos de 150 W c/u.

De 13 a 15 Hs. - 3 motores de 7.5 HP, 2 motores de 8.4 HP, 12 lámparas de 2 x 40 W, 25 lámparas de 100 W, 24 lámparas de 60 W y 6 contactos de 150 W.

De 15 a 17 Hs. - 12 motores de 1.5 HP, 2 motores de 7.5 HP, 2 motores de 8.4 HP., 12 contactos de 150 W, 4 contactos de 1.2 KW, 15 lámparas de 3 x 80 W y 67 lámparas de 100 W.

Determinar: La Carga Instalada, la demanda máxima y factor de demanda máxima en cada intervalo, así como la demanda máxima del sistema con su factor de demanda máxima.

RESOLUCION: Usando las expresiones (2) y (3):

$$\begin{aligned}
CI &= 15 \times 1.5 \times 0.746 / 0.91 \\
&+ 8 \times 7.5 \times 0.746 / 0.87 \\
&+ 6 \times 8.4 \times 0.746 / 0.82 \\
&+ 18 \times 3 \times 80 \times 1.25 / 1000 \\
&+ 25 \times 2 \times 40 \times 1.25 / 1000 \\
&+ 72 \times 100 / 1000 \\
&+ 16 \times 60 / 1000 \\
&+ 17 \times 150 / 1000 \\
&+ 5 \times 1.2 \\
CI &= 18.445 + 51.448 + 45.852 + 5.400 + 2.500 \\
&+ 7.200 + 0.960 + 2.550 + 6.000 \\
CI &= \underline{140.355 \text{ KW}}
\end{aligned}$$

DEMANDAS DE:

8 a 10 Hs:

$$\begin{aligned}
8 \times 1.5 \times 0.746 / 0.91 &= 9.837 \\
2 \times 7.5 \times 0.746 / 0.87 &= 12.862 \\
4 \times 8.4 \times 0.746 / 0.82 &= 30.568 \\
12 \times 3 \times 80 \times 1.25 / 1000 &= 3.600 \\
36 \times 100 / 1000 &= 3.600
\end{aligned}$$

$$DENANDA = \underline{60.467 \text{ KW}}$$

$$fd = 60.467 / 140.355 = \underline{0.431} = \underline{43.1\%}$$

10 a 13 Hs

$$\begin{aligned}
5 \times 1.5 \times 0.746 / 0.91 &= 6.148 \\
6 \times 7.5 \times 0.746 / 0.87 &= 38.586
\end{aligned}$$

$$12 \times 3 \times 80 \times 1.25 / 1000 = 3.600$$

$$62 \times 100 / 1000 = 6.200$$

$$8 \times 150 / 1000 = 1.200$$

$$\text{DEMANDA} = \underline{93.944 \text{ KW}}$$

$$\text{fd.} = 93.944 / 140.355 = \underline{0.669} = \underline{66.9\%}$$

13 a 15 Hs.

$$3 \times 7.5 \times 0.746 / 0.87 = 19.293$$

$$2 \times 8.4 \times 0.746 / 0.82 = 15.284$$

$$12 \times 2 \times 40 \times 1.25 / 1000 = 1.200$$

$$25 \times 100 / 1000 = 2.500$$

$$24 \times 60 / 1000 = 1.440$$

$$6 \times 150 / 1000 = 0.900$$

$$\text{DEMANDA} = \underline{40.617 \text{ KW}}$$

$$\text{fd} = 40.617 / 140.355 = \underline{0.289} = \underline{28.9\%}$$

15 a 17 Hs.

$$12 \times 1.5 \times 0.746 / 0.91 = 14.756$$

$$2 \times 7.5 \times 0.746 / 0.87 = 12.862$$

$$2 \times 8.4 \times 0.746 / 0.82 = 15.284$$

$$12 \times 150 / 1000 = 1.800$$

$$4 \times 1.2 = 4.800$$

$$15 \times 3 \times 80 \times 1.25 / 1000 = 4.500$$

$$67 \times 100 / 1000 = 6.700$$

$$\text{DEMANDA} = \underline{60.702 \text{ KW}}$$

$$\text{fd} = 60.702 / 140.355 = \underline{0.433} = \underline{43.3\%}$$

Así, la fábrica tiene: $CI = \underline{140.355 \text{ KW}}$ $D = \underline{93.944 \text{ KW}}$

$FD = \underline{66.9\%}$ (De 10 a 13 Hs).

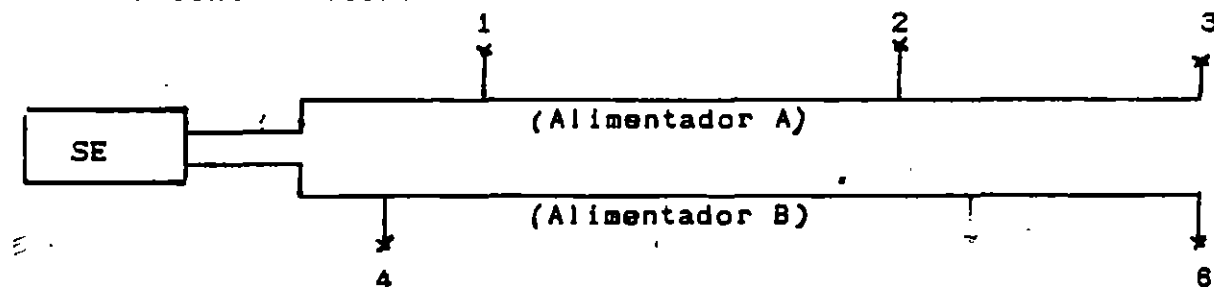
1.3 DEMANDA MAXIMA COINCIDENTE

Quando 2 o más servicios se atienden con el mismo alimentador, o bien, cuando 2 o más alimentadores dependen del mismo transformador, sus demandas máximas individuales (D_i), pueden coincidir total o parcialmente. Lo común, es que no coincidan al mismo tiempo y entonces la demanda máxima del sistema (D_s) es menor que cuando coincidieran todas ($\sum D_i$). Así, a la relación de la demanda máxima del sistema, respecto a la suma de las demandas máximas individuales, se le conoce como factor de coincidencia (F Coin.).

$$FCoin. = \frac{D_s}{\sum D_i}$$

o bien: $D_s = F_{Coin.} \times \sum D_i$ _____ (4)

EJEMPLO 4.- La figura muestra una subestación (SE) de distribución con 2 alimentadores (A y B), cuyos regímenes de carga se indican a continuación:



$D_1 = 25 \text{ KW}$	$D_3 = 15 \text{ KW}$	$D_4 = 15 \text{ KW}$	$D_6 = 40 \text{ KW}$
$D_2 = 30 \text{ KW}$	$D_A = 45 \text{ KW}$	$D_5 = 20 \text{ KW}$	$D_B = 50 \text{ KW}$

Determinar la demanda máxima coincidente para:

- a).- El alimentador "A"
- b).- El alimentador "B"
- c).- El transformador de la S.E.

RESOLUCION:

$$a).- \text{FCoin.}_A = \frac{D_A}{\sum D_i} = \frac{45}{25 + 30 + 15} = \underline{0.643}$$

$$b).- \text{FCoin.}_B = \frac{D_B}{\sum D_i} = \frac{50}{15 + 20 + 40} = \underline{0.667}$$

c).- La demanda máxima que suministra el transformador es:

$$D_T = 90 \text{ KW}$$

$$\text{FCoin.}_T = \frac{D_T}{\sum D_i} = \frac{90}{45 + 50} = \underline{0.947}$$

Comunmente, se conocen las demandas individuales y el FCoin., entonces se emplea la expresión (4) y a la demanda del sistema (Ds) se le suele llamar demanda coincidente (Dcoin.). En los servicios destinados a la vivienda (casas, edificios de departamentos, multifamiliares, fraccionamientos habitacionales, etc.), el factor de coincidencia se ha determinado en forma empírica de acuerdo con el número de servicios. La tabla 1, muestra estos factores.

TABLA 1.- Factores de coincidencia para servicios habitacionales.

No Serv.	1-4	5-9	10-14	15-19	20-24	25-29	30-34	35-39	40-49	50-más
FCoin	1	0.78	0.63	0.53	0.49	0.46	0.44	0.42	0.41	0.40

De la expresión (4), se tiene que:

$$D_s = F_{\text{Coin.}} \times \sum D_i \\ = F_{\text{Coin.}} \times (D_1 + D_2 + D_3 + \dots + D_n)$$

Y de la expresión (3): $D = FD \times CI$

$$D_s = F_{\text{Coin.}} (FD_1 \times CI_1 + FD_2 \times CI_2 + FD_3 \times CI_3 + \dots + FD_n \times CI_n)$$

Como en el caso de servicios habitacionales, el FD es el mismo, entonces:

$$FD_1 = FD_2 = FD_3 = \dots = FD_n = FD$$

Sustituyendo se obtiene que:

$$D_s = F_{\text{Coin.}} (FD \times CI_1 + FD \times CI_2 + FD \times CI_3 + \dots + FD \times CI_n) \\ = FD \times F_{\text{Coin.}} (CI_1 + CI_2 + CI_3 + \dots + CI_n)$$

Haciendo: $CI_T = CI_1 + CI_2 + CI_3 + \dots + CI_n$.

$$D_s = CI_T \times FD \times F_{\text{Coin.}} \quad (5)$$

En la cual:

D_s = Demanda coincidente o del sistema de cargas, exclusivamente habitacionales.

CI = Carga total instalada de los servicios habitacionales.

$FD = 0.6$ = Factor de Demanda máxima para servicios habitacionales.

F_{Coin} = Factor de coincidencia para servicios habitacionales.

EJEMPLO 5.- Un transformador de distribución, suministra energía eléctrica a cuatro alimentadores trifásicos de 220 Volts.

El primero (A), alimenta un edificio con 28 departamentos, cada uno con carga instalada de 2.25 kW.

El segundo (B), alimenta 7 casas habitación con cargas instaladas de 4 KW, 3.2 KW., 2.5 KW., 2.4 KW., 4.1 KW., 3.8 KW. y 3.4 KW. respectivamente.

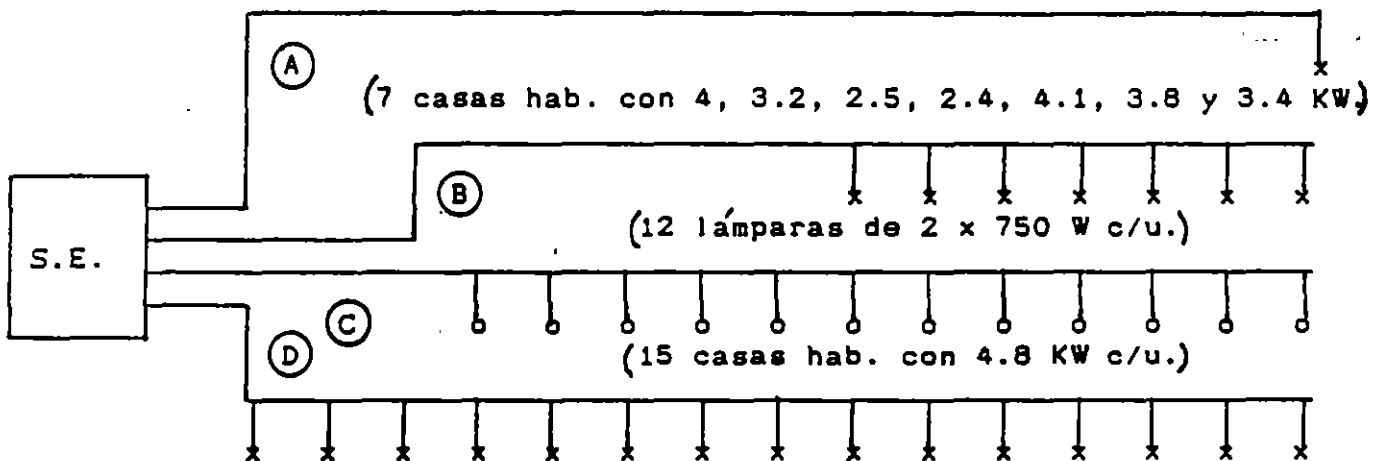
El tercero (C), alimenta un alumbrado público de 12 lámparas de sodio de 2x750 W cada una.

El cuarto (D), alimenta 15 casas con 4.8 KW cada una.

Determinar, la demanda coincidente de cada alimentador y la demanda coincidente que suministra el transformador.

RESOLUCION:

(Edificio con 28 dep. de 2.25 KW c/u.)



La demanda coincidente del alimentador (A) es:

$$\begin{aligned}
 D_{\text{coin.A}} &= CI \times FD \times F_{\text{Coin.}} \\
 &= (28 \times 2.25) (0.6) (0.46) \\
 &= \underline{17.388 \text{ KW.}}
 \end{aligned}$$

La demanda coincidente del alimentador (B) es:

$$D_{\text{coin.B}} = C_I \times F_D \times F_{\text{Coin.}}$$

$$= (4 + 3.2 + 2.5 + 2.4 + 4.1 + 3.8 + 3.4) \times 0.6 \times 0.78$$

$$= \underline{10.9512 \text{ KW}}$$

Como la carga del alimentador (C) no es de tipo habitacional y las luminarias operan simultaneamente, entonces, su factor de demanda máxima y de coincidencia valen la unidad. Así, su demanda coincidente es:

$$D_{\text{coin.c}} = C_I \times F_D \times F_{\text{Coin.}}$$

$$= (2 \times 12 \times 0.75) \times 1 \times 1$$

$$= \underline{18 \text{ KW.}}$$

La demanda coincidente del alimentador (D) es:

$$D_{\text{coin.D}} = C_I \times F_D \times F_{\text{Coin.}}$$

$$= (15 \times 4.8) \times 0.6 \times 0.53$$

$$= \underline{22.896 \text{ KW}}$$

Estas demandas, son la base para los cálculos de los conductores alimentadores.

Para el transformador de la subestación (SE), la demanda coincidente que suministra es:

$$D_{\text{coin.T}} = D_{\text{coin.C}} + (C_{IA} + C_{IB} + C_{ID}) \times F_D \times F_{\text{Coin.}}$$

$$= 18 + (63 + 23.4 + 72) \times 0.6 \times 0.4$$

$$= \underline{56.016 \text{ KW}}$$

Esta última demanda coincidente, es la considerada para el cálculo del transformador de distribución y no tiene que ser igual a la suma de las demandas coincidentes de los alimentadores, ya que para el son 50 servicios habitacionales y

su factor de coincidencia es 0.4.

1.2 CALCULO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION DE 23 KV / BT

Cuando se requiere electrificar una zona habitacional nueva (edificio, fraccionamiento, etc.), es conveniente que se elija un transformador que opere del 70 al 85% aproximadamente de su capacidad, ya que su carga instalada original tiende a aumentar cuando las casas o departamentos sean ocupadas, debido a las necesidades de quienes las habiten. Por ejemplo:

- Una salida para lámpara de 100 W en el techo del comedor, sala, recamara, etc. suele ser cambiada por una lámpara de 2, 4, 6, 12, etc. lámparas de 60 W c/u.
- Una habitación la acondicionan como taller casero, estudio, etc., con contactos y luminarias adicionales.
- Se realiza una ampliación a la casa.
- Se instala una fuente al jardín y se le da un alumbrado adicional.
- Etc., etc.,

Sin embargo, cuando la zona esta habitada y los servicios solicitados de suministro de energía eléctrica corresponden a nuevos inquilinos que incrementan su carga instalada o cambian de giro un local del edificio, etc., entonces se instala o se cambia el transformador existente por otro que opere lo más proximo al 100% de su capacidad.

A la relación existente entre la demanda coincidente o demanda del sistema que alimenta un transformador y la capacidad del transformador, se le conoce como Factor de Utilización (FU). En general, a la relación de la demanda máxima de cualquier equipo que suministra energía eléctrica (Ds), y la capacidad nominal de dicho equipo (Cn), se le llama Factor de Utilización (FU). Así:

$$FU = \frac{Ds}{Cn} \quad (6)$$

EJEMPLO 6.- Un cable subterráneo BTC 1 x 70, cuyo aislamiento es de cadena cruzada tipo RHH, acepta una corriente nominal de 270 Amp. a 60 °C y se encuentra operando con una corriente máxima de 215 Amp. Determinar su factor de utilización:

RESOLUCION.- De la expresión (6), se obtiene:

$$FU = \frac{Ds}{Cn} = \frac{215}{270} = \underline{0.796} = \underline{79.6\%}$$

EJEMPLO 7.- Por Ley, las redes de distribución deben operar con Factor de Potencia (FP) atrasado entre 0.9 y 1.0 Determinar, la capacidad del transformador comercial del EJEMPLO 5, para que opere como máximo al 80% de su capacidad nominal.

RESOLUCION.- Como la demanda coincidente suministrada por el transformador es de 56.016 KW., entonces su potencia aparente es:

$$KVA = \frac{KW}{FP} = 56.016 / 0.9 = 55.573$$

y de la expresión (6), se tiene que:

$$C_n = \frac{D_s}{FU} = 55.573 / 0.8 = \underline{69.466 \text{ KVA}}$$

por lo que se elegira un transformador comercial trifásico de 23KV / 220 - 127V. de 75 KVA.

EJEMPLO 8.- Con que factor de utilización opera el transformador del EJEMPLO 7.

RESOLUCION.- La demanda del sistema es de 55.573 KVA y la capacidad nominal del transformador es de 75 KVA. De la expresión (6) se obtiene que:

$$FU = D_s / C_n = 55.573 / 75 = \underline{0.741} = \underline{74.1\%}$$

Es decir, el transformador trabaja al 74.1% de su capacidad.

EJEMPLO 9.- Determinar la capacidad del transformador comercial del EJEMPLO 4, para que opere como máximo al: a) 45%, b) 70% y c) 85% de su capacidad nominal.

RESOLUCION.- Como la Dcoin. = 85 KW, expresada en KVA, es:

$$D_s = KW / FP = 85 / 0.9 = \underline{94.444 \text{ KVA.}}$$

a).- Para el 45%:

$$C_n = D_s / FU = 94.444 / 0.4 = \underline{209.876 \text{ KVA.}}$$

Se elige un transformador de 225 KVA

b).- Para el 70%:

$$C_n = D_s / FU = 94.444 / 0.7 = \underline{134.921 \text{ KVA.}}$$

Se elige un transformador de 150 KVA

c).- Para el 85%

$$C_n = D_s / F_U = 94.444 / 0.85 = \underline{111.111 \text{ KVA}}$$

Se elige un transformador de 112.5 KVA

EJEMPLO 10.- Cual es el factor de utilización, o bien, que porcentaje se utiliza de la capacidad nominal de cada transformador elegido en el ejemplo anterior.

RESOLUCION.- De la expresion (6):

a).- Para el transformador de 225 KVA.

$$F_U = D_s / C_n = 94.444 / 225 = \underline{0.4198} = \underline{41.98\%}$$

b).- Para el transformador de 150 KVA.

$$F_U = D_s / C_n = 94.444 / 150 = \underline{0.6296} = \underline{62.96\%}$$

c).- Para el transformador de 112.5 KVA.

$$F_U = D_s / C_n = 94.444 / 112.5 = \underline{0.8395} = \underline{83.95\%}$$

1.3 CALCULO DE CONDUCTORES Y FUSIBLES

EN LAS REDES DE B.T.

Los conductores eléctricos se determinan de acuerdo a la ampacidad permisible por su tipo de aislamiento y por la regulación del voltaje dependiente de su caída de tensión.

1.3.1.- POR CORRIENTE

El fabricante elabora y proporciona catálogos de conductores eléctricos con gran variedad de tipos de recubrimientos aislantes y las correspondientes ampacidades para su operación normal.

Puesto que los sistemas son trifasicos, su carga puede considerarse balanceada cuando su desbalanceo (Δ) entre fases es aproximadamente de hasta el 3%.

El desbalanceo entre fases, es la doble relación de la carga mayor (P) y la carga menor (p) con respecto a la carga de la fase mayor.

$$\Delta = \frac{P - p}{P}$$

EJEMPLO 11. - En la resolución del EJEMPLO 3, se tienen las siguientes cargas:

FUERZA

8 motores 3 con 17.149 KW por fase.
6 motores 3 con 15.284 KW por fase.
15 motores 1 con 1.230 KW c/u

ALUMBRADO

18 Lamparas 1 con 0.3 KW por fase c/u.
25 Lamparas 1 con 0.1 KW por fase c/u.
72 Lamparas 1 con 0.1 KW por fase c/u.
16 Lamparas 1 con 0.06 KW por fase c/u.

CONTACTOS

5 contactos 3 con 2.0 KW por fase
17 contactos 1 con 0.15 KW por fase c/u.

El desbalanceo del circuito de fuerza es:

MOTORES

A	B	C	
17.149	17.149	17.149	(8-3)
15.284	15.284	15.284	(6-3)
6.148	6.148	6.148	(15-1)
38.581	38.581	38.581	(SUBTOTAL)

Como: $P = p = \underline{38.581 \text{ KW.}}$ entonces: $\Delta = 0$

El desbalanceo del circuito de alumbrado es:

ALUMBRADO

A	B	C	
1.8	1.8	1.8	(18 Lamp.)
2.4	2.4	2.4	(72 Lamp.)
0.9	0.8	0.8	(25 Lamp.)
0.24	0.36	0.36	(16 Lamp. 4-6-6)
5.34	5.36	5.36	(SUBTOTAL)

$$\Delta = \frac{P - p}{P} = \frac{5.36 - 5.34}{5.36} = \underline{0.00371} = \underline{0.371\%}$$

El desbalanceo del circuito de contactos es:

CONTACTOS

A	B	C	
2.00	2.00	2.00	(5 cont. 3)
0.90	0.90	0.75	(17 cont. 6-6-5)
2.90	2.90	2.75	(SUBTOTAL)

$$\Delta = \frac{P - p}{P} = \frac{2.9 - 2.75}{2.9} = \underline{0.0517} = \underline{5.17\%}$$

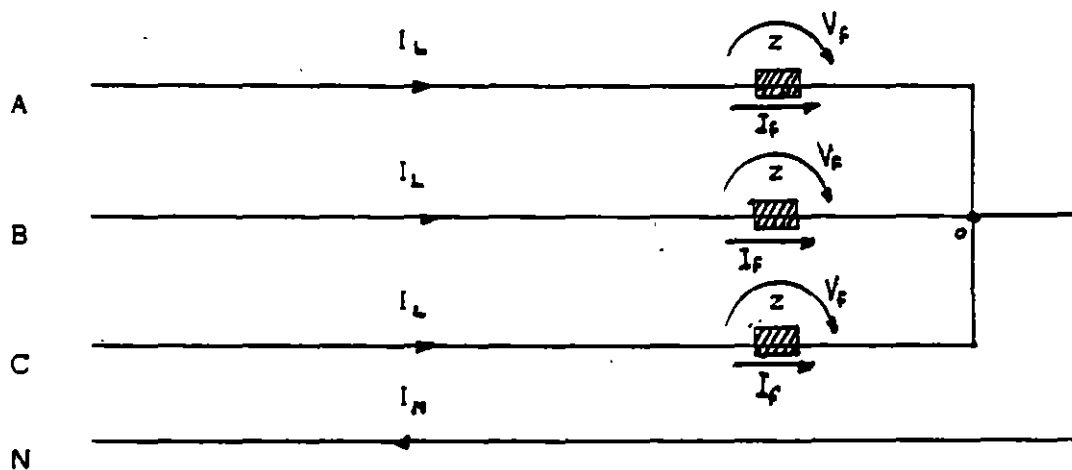
El desbalanceo del sistema es:

SISTEMA

A	B	C	
38.581	38.581	38.581	(MOTORES)
5.340	5.360	5.360	(ALUMBRADO)
2.900	2.900	2.750	(CONTACTOS)
46.821	46.841	46.691	(TOTAL)

$$\Delta = \frac{P - p}{P} = \frac{46.841 - 46.691}{46.841} = \underline{0.0032} = \underline{0.32\%}$$

Para obtener la corriente de línea en una red trifásica balanceada, cuando operan tres, dos o una de sus fases, se parte de obtener la potencia total que es la suma de sus potencias parciales:



$P_T = 3V_f I_f FP$ para cargas iguales en las 3 fases.

$P_T = 2V_f I_f FP$ para cargas iguales en 2 fases.

$P_T = V_f I_f FP$ para carga en 1 sola fase.

Pero:

$P = KW \times 1000$

$I_f = I_L$

$V_f = V_L / \sqrt{3}$

y

Sustituyendo los valores de P_r , I_f y V_f en la primera expresión y P_r , I_f en la segunda y tercera expresiones:

$$KW \times 1000 = 3 \frac{V_L}{\sqrt{3}} \times I_L FP = \sqrt{3} V_L I_L FP$$

$$\therefore I_L = \frac{KW \times 1000}{\sqrt{3} V_L FP} \quad (7)$$

$$KW \times 1000 = 2 V_f I_L FP$$

$$\therefore I_L = \frac{KW \times 1000}{2 V_f FP} \quad (8)$$

$$KW \times 1000 = V_f I_f FP$$

$$I_L = \frac{KW \times 1000}{V_f FP} \quad (9)$$

Como ya se anotó, las compañías suministradoras de energía eléctrica operan sus redes de distribución con $FP = 0.9$ y su baja tensión normalizada a voltaje de línea de 220 Volts.

Entonces sustituyendo en las expresiones 7, 8 y 9:

$$FP = 0.9$$

$$V_L = 220 \text{ Volts}$$

$$V_f = \frac{V_L}{\sqrt{3}} = \frac{220}{\sqrt{3}} = 127.017 \text{ Volts.}$$

Se obtiene respectivamente:

$$I_L = \frac{KW \times 1000}{\sqrt{3} V_L FP} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 220 \times 0.9} \times KW$$

$$\therefore \underline{I_L = 2.916 \times KW} \quad (10)$$

$$I_L = \frac{KW \times 1000}{2 V_f FP} = \frac{1000}{2 \times 127.017 \times 0.9} \times KW$$

$$\therefore \underline{I_L = 4.374 \times KW} \quad (11)$$

$$I_L = \frac{KW \times 1000}{V_f FP} = \frac{1000}{127.017 \times 0.9} \times KW$$

$$\therefore \underline{I_L = 8.748 \times KW} \quad (12)$$

Si la corriente de línea para una carga trifásica se llama " $I_{3\phi}$ ", para una carga en 2 fases de una red trifásica " $I_{2\phi}$ " y para una carga en 1 fase " $I_{1\phi}$ ", se obtiene:

$$I_{1\phi} = 8.748 \times KW$$

$$I_{2\phi} = 4.374 \times KW$$

$$I_{3\phi} = 2.916 \times KW$$

Y la relación de $I_{1\phi}$ e $I_{2\phi}$ con $I_{3\phi}$, dan:

$$\left. \begin{array}{l} I_{1\phi} = 3 I_{3\phi} \\ I_{2\phi} = 1.5 I_{3\phi} \end{array} \right\} \quad (13)$$

EJEMPLO 12.- Una carga de 35 KW, se alimenta de una red trifásica. Determinar la corriente de línea cuando se conecta:

- a).- A tres fases, cuatro hilos (3 ϕ - 4H)
- b).- A dos fases, tres hilos (2 ϕ - 3H)
- c).- A una fase, dos hilos (1 ϕ - 2H)

RESOLUCION.- De las expresiones 10 y 13:

- a).- $I_{3\phi} = 2.916 \times KW = 2.916 \times 35 = \underline{102.06 \text{ Amp.}}$
- b).- $I_{2\phi} = 1.5 I_{3\phi} = 1.5 \times 102.06 = \underline{153.09 \text{ Amp.}}$
- c).- $I_{1\phi} = 3 I_{3\phi} = 3 \times 102.06 = \underline{306.18 \text{ Amp.}}$

1.3.2.- POR REGULACION DEL VOLTAJE

Regulación del voltaje de una red eléctrica, es la relación que existe del incremento de voltaje constante que alimenta a la red (E), con la variación gradual del voltaje del lado de la carga (V), desde cero hasta su valor máximo, respecto al voltaje máximo del lado de la carga.

$$R_{eg} = \frac{E - V}{V} \quad (14)$$

Los sistemas trifásicos con carga balanceada no transportan corriente al neutro, entonces en la figura: $I_n = 0$ y $V_{on} = 0$. Por la segunda Ley de Kirchhoff, se tiene que:

$$E = e + V \quad (15)$$

De (15):

$$E - V = e$$

y

$$V = E - e$$

Sustituyendo en (14).

$$\text{Reg} = \frac{e}{E - e}$$

Entonces:

$$E \text{ Reg} - e \text{ Reg} = e$$

y

$$e + e \text{ Reg} = E \text{ Reg}$$

$$\therefore e (1 + \text{Reg}) = E \text{ Reg.}$$

$$\therefore e = \frac{E \times \text{Reg.}}{1 + \text{Reg.}} \quad (16)$$

Para el voltaje de fase de la fuente $E = 127.017$ Volts y la regulación máxima por Ley $e = 3\% = 0.03$, se tiene al sustituir en la ecuación 16:

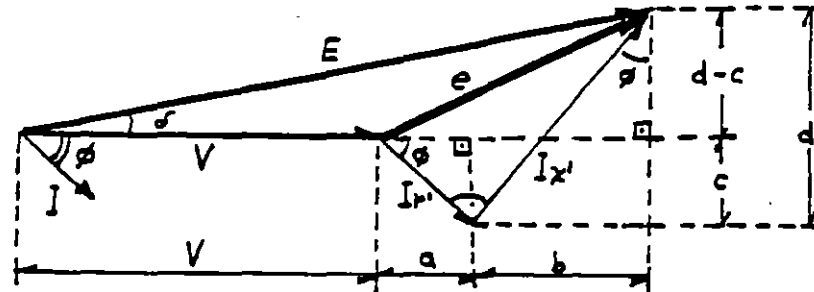
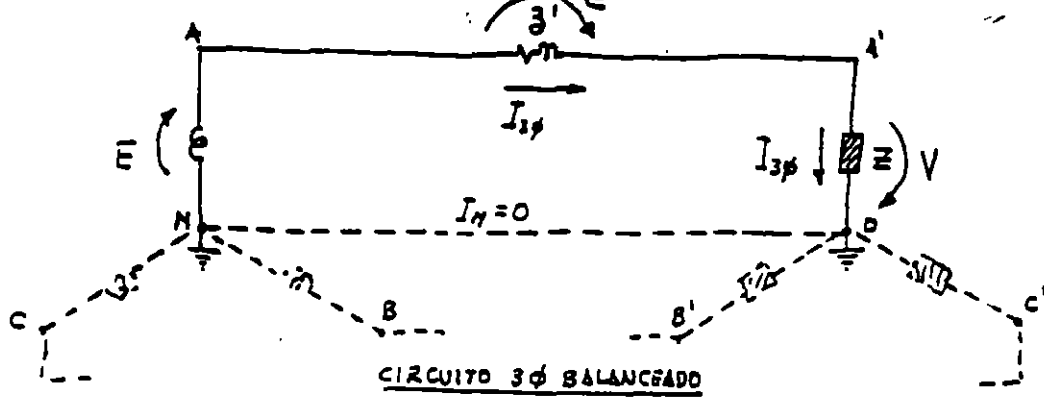
$$e = \frac{127.017 \times 0.03}{1 + 0.03}$$

Así:

$$\underline{e = 3.7 \text{ Volts}} \quad (17)$$

que es la máxima caída de tensión permisible por fase.

Del diagrama fasorial para los voltajes del circuito de la figura se ve que:



$$\begin{aligned}
 a &= I r' \cos \phi & c &= I r' \sin \phi & d - c &= I x' \cos \phi - I r' \sin \phi \\
 b &= I x' \sin \phi & d &= I x' \cos \phi
 \end{aligned}$$

Por ser la regulación máxima 0.03, de la expresión 16 se obtiene:

$$e = \frac{E \cdot \text{Reg}}{1 + \text{Reg}} = \frac{0.03}{1 + 0.03} \times E = 0.0291 \times E$$

Así: $e = 0.0291 \times E$

Es decir, la caída de tensión por fase, en la línea es del 29.1% del voltaje que alimenta a la red. Así, en el diagrama, se ve que "d-c" debe ser todavía menor que "e". Entonces:

$$d - c < e$$

$$d - c < 0.0291 \times E$$

Así: $\text{sen } \phi = \frac{d - c}{E} < \frac{0.0291 \times E}{E}$

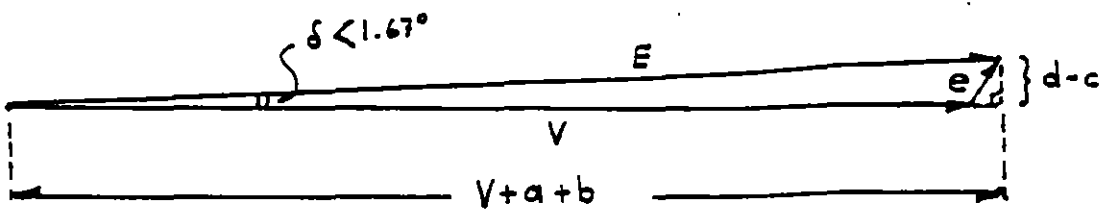
$$\therefore \text{sen } \phi < 0.0291$$

Y

$$\phi < \text{sen}^{-1} 0.0291$$

$$\therefore \phi < 1.67^\circ$$

Por lo que, el diagrama más aproximado a la realidad es:



y puede observarse que:

$$V + a + b > d - c$$

Por lo que: $(V + a + b)^2 \gg (d - c)^2$

Por lo que en la figura anterior y por el Teorema de Pitágoras:

$$E = \sqrt{(V + a + b)^2 + (d - c)^2}$$

quedando aproximadamente:

$$E = V + a + b$$

Entonces: $E \approx V + I r' \cos \phi + I x' \text{sen } \phi$

y prácticamente:

$$E = V + I (r' \cos \phi + x' \text{sen } \phi)$$

Así: $e = E - V = I (r' \cos \phi + x' \text{sen } \phi)$

$$\therefore e = I (r' \cos \phi + x' \text{sen } \phi)$$

Haciendo: $r = \frac{r'}{l} \left(\frac{\text{Ohms}}{\text{Km}} \right)$ y $x = \frac{x'}{l} \left(\frac{\text{Ohms}}{\text{Km}} \right)$

Se obtiene: $r' = r l$ y $x' = x l$

Así: $e = I (r l \cos \phi + x l \sin \phi)$

$$e = I l (r \cos \phi + x \sin \phi)$$

siendo: $\frac{e}{I l} = r \cos \phi + x \sin \phi$ (18)

en la cual:

r = Resistencia del conductor en " Ohms / Km "

x = Reactancia del conductor en " Ohms / Km "

$\cos \phi$ = FP de la red de distribución = 0.9

$\sin \phi$ = $\sin (\cos^{-1} \text{FP})$

= $\sin (\cos^{-1} 0.9)$

= 0.436

Así: $\frac{e}{I l} = 0.9 r + 0.436 x$

Para cada tipo de conductor, el fabricante da la resistencia " r " del conductor en cada 100m. y puede determinarse en Ohms / Km.

La reactancia " x " del conductor también la proporciona el fabricante, pero considerando el conductor sin afectación de inducción electromagnética de otros próximos a él como sucede en

los diferentes arreglos de cables, tanto en redes aéreas como en subterráneas. Por tal razón, para cada tipo de arreglo de cables y para cada tipo de conductor con corriente nominal, se determina el valor "x", quedando:

$$r \cos \phi + x \sin \phi = K \quad (\text{constante})$$

En la expresión 18:

$$\frac{e}{IL} = K$$

O bien: $e = KI\ell$ _____ (19)

En la cual:

e = Caída de tensión en la línea en Volts.

K = Constante de la caída de tensión por fase, en: Volts / Amp. Km., para cada tipo de conductor.

I = Corriente de línea en Amperes

ℓ = Longitud del conductor en Km.

En la **tabla II**, se indican para cables subterráneos de distribución en baja tensión

A.- Sección transversal real del cobre en mm .

B.- Corriente nominal de trabajo en Amp.

C.- Constante K de la caída de tensión por fase en Volts / Amp. Km.

TABLA II

CABLE BTC

	1x15	1x35	1x70	1x150	1x250	1x400
A	12.3	33.62	67.43	152	253.4	405.4
B	110	170	270	420	450	600
C	1.687	0.662	0.331	0.150	0.094	0.065

CABLE BPT

	3x70	3x150
A	70	150
B	185	270
C	0.30	0.16

CABLE BTP

	1x240	1x400
A	240	400
B	550	700
C	0.33	0.29

Despejando " I_l " en la expresión 19 y sustituyendo los valores de la expresión 17 y de "K" para los cables BTC, se obtiene su valor máximo permisible de " I_l " (momento de la corriente).

$$I_l = \frac{e}{K}$$

Para el cable BTC 1x15:

$$I_l = \frac{3.7}{1.687} = \underline{2.193 \text{ Amp. Km}} = \underline{2,193 \text{ Amp. m}}$$

Para el cable BTC 1x35:

$$I_l = \frac{3.7}{0.662} = \underline{5.589 \text{ Amp. Km.}} = \underline{5,589 \text{ Amp. m}}$$

Así, para los demás cables se puede resumir:

BTC 1x15	_____	Il = 2,193 Amp. m	} _____ (20)
BTC 1x35	_____	Il = 5,589 Amp. m	
BTC 1x70	_____	Il = 11,178 Amp. m	
BTC 1x150	_____	Il = 24,667 Amp. m	
BTC 1x250	_____	Il = 39,362 Amp. m	
BTC 1x400	_____	Il = 56,923 Amp. m	

Puesto que se multiplicó por 1000 para obtener metros de kilómetros, equivale a multiplicar el segundo miembro por 1000 para que la expresión no se altere.

$$Il = \frac{e}{K} \times 1000 = \frac{3.7}{K} \times 1000 = \frac{3,700}{K}$$

es decir:

$$3,700 = KIl \quad \text{_____} \quad (21)$$

En la cual:

3,700 = Caída de tensión máxima por fase en Volts.

K = Constante de la c.d.t. máxima por fase en Volts / Amp. Km

I = Corriente existente en el conductor en Amp.

l = Longitud de la fuente a la carga en m.

EJEMPLO 13. - Un edificio con demanda coincidente de 68 KW, se encuentra a una distancia de 85 m. de la subestación.

Determinar el número y calibre de los cables BTC que se instalarán;

a).- Empleando las expresiones 19 y 21.

b).- Empleando los valores de (20)

RESOLUCION.- De la expresion 10, se obtiene:

$$I = 2.916 \times KW = 2.915 \times 68 = 198.288 \text{ Amp.}$$

a).- De las expresiones 19 y 21

$$K = \frac{e}{I l} = \frac{3,700}{198.288 \times 85} = \underline{0.22} \quad \frac{\text{Volts}}{\text{Amp. Km}}$$

Interpolando en la tabla II y seleccionando el conductor correspondiente de mayor sección:

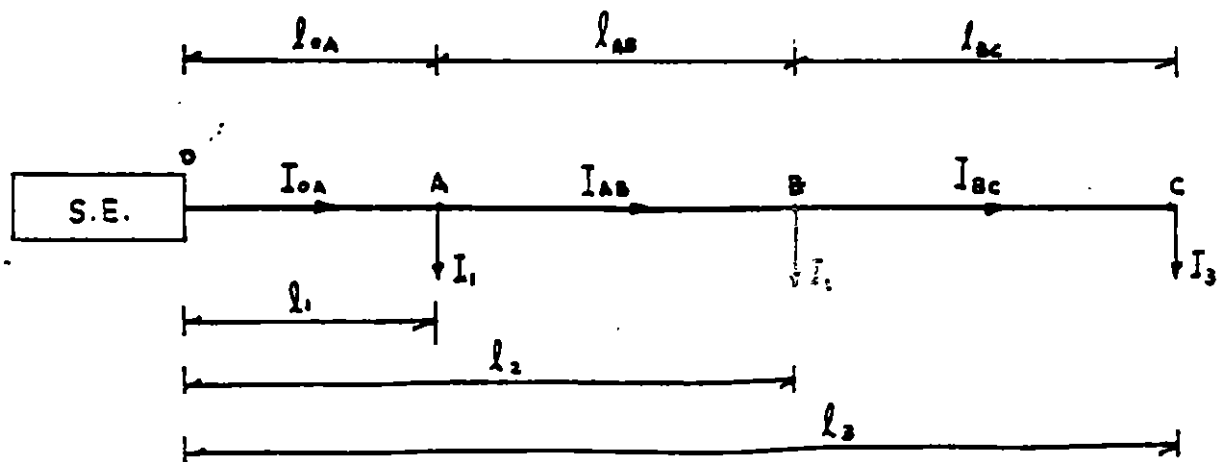
3 CABLES BTC 1 x 150 (LINEA)

1 CABLE BTC 1 x 70 (NEUTRO)

b).- $I l = 198.288 \times 68 = \underline{13,483 \text{ Amp. m.}}$

Interpolando con los valores de (20), corresponde a los cables obtenidos en el inciso (a).

Para varios servicios en el mismo alimentador se tiene que:



$$e = e_{OA} + e_{AB} + e_{BC}$$

Empleando el mismo calibre de conductor

$$e = K (I_{OA} \times l_{OA} + I_{AB} \times l_{AB} + I_{BC} \times l_{BC})$$

o bien:

$$\frac{e}{K} = I_{OA} \times l_{OA} + I_{AB} \times l_{AB} + I_{BC} \times l_{BC} = \sum I l$$

por lo que:

$$e = K \times \sum I l \quad (22)$$

Pasando de subíndices literales a numerales:

$$l_{OA} = l_1$$

$$l_{BC} = l_3$$

$$l_{AB} = l_2 - l_1$$

$$I_{AB} = I_2 + I_3$$

$$l_{BC} = l_3 - l_2$$

$$I_{OA} = I_1 + I_2 + I_3$$

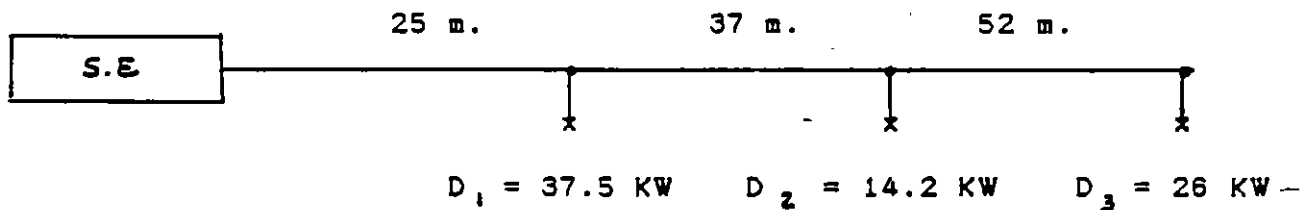
Entonces:

$$\begin{aligned} \frac{e}{K} &= (I_1 + I_2 + I_3) l_1 + (I_2 + I_3) (l_2 - l_1) + \\ &\quad + I_3 (l_3 - l_2) \\ &= I_1 l_1 + (I_2 + I_3) l_1 + I_2 l_2 + I_3 l_3 - \\ &\quad - (I_2 + I_3) l_1 + I_3 l_3 - I_3 l_2 \\ &= I_1 l_1 + I_2 l_2 + I_3 l_3 \\ &= \sum I l \end{aligned}$$

Esto significa, que la suma de los momentos de las corrientes pueden obtenerse a lo largo de la línea del conductor mediante la suma de los productos de los tramos por sus corrientes, o bien,

tomando como centro la subestación con el producto de las distancias de éste, como centro de giro por cada una de las corrientes individuales.

EJEMPLO 14.- Un alimentador suministra energía eléctrica a servicios de 37.5 KW, 14.2 KW y 26 KW de demanda coincidente, separadas con distancias de 25 m, 37 m y 52 m como se ve en la siguiente figura. Determinar el número y calibre de conductores, para suministrarles energía, con calibres de conductor escalonados. Además indicar los correspondientes cables de acometida.



RESOLUCION.- De la expresión (10):

$$I_1 = 2.916 \times 37.5 = 109.350 \text{ Amp.}$$

$$I_2 = 2.916 \times 14.2 = 41.407 \text{ Amp.}$$

$$I_3 = 2.916 \times 26 = 75.816 \text{ Amp.}$$

En la expresión 23:

$$\begin{aligned} \sum IR &= 109.35 \times 25 + 41.407 \times 62 + 75.816 \times 114 \\ &= \underline{13,944 \text{ Amp. m.}} \end{aligned}$$

Interpolando con los valores de (20) se obtiene para el tramo OA:

3 CABLES BTC 1 X 1.50 (LINEA)

1 CABLE BTC 1 X 70 (NEUTRO)

Para el tramo AB:

$$I_{OA} = 109.35 + 41.407 + 75.816 = \underline{226.573 \text{ Amp.}}$$

$$I_{AB} = 109.35 + 41.407 = \underline{150.757 \text{ Amp.}}$$

$$I_{BC} = \underline{109.35 \text{ Amp.}}$$

Entonces:

$$e = e_{OA} + e_{AC}$$

$$e = K_{\text{BTC-150}} I_{OA} l_{OA} + K (I_{AB} \cdot l_{AB} + I_{BC} \cdot l_{BC})$$

$$\therefore 3700 = 0.15 \times 226.573 \cdot 25 + K (150.757 \times 37 + 109.35 \times 52)$$

$$\therefore 3700 = 849.649 + 11,264.209 \cdot K$$

$$\therefore K = \frac{3,700 - 849.649}{11,264.209} = \underline{0.253} \frac{\text{Volts}}{\text{Amp. Km}}$$

Así, para el tramo AB, también deben ser:

3 CABLES BTC 1 x 150 (LINEA)

1 CABLE BTC 1 x 70 (NEUTRO)

Para el tramo BC, se tiene que:

$$e = e_{OA} + e_{AB} + e_{BC}$$

$$e = K_{\text{BTC-150}} I_{OA} \cdot l_{OA} + K_{\text{BTC-150}} I_{AB} \cdot l_{AB} + K I_{BC} \cdot l_{BC}$$

$$\therefore 3,700 = 849.649 + 0.15 \times 150.757 \times 37 + K (109.35 \times 52)$$

$$\therefore 3,700 = 1686.35 + 5,686.2 K$$

$$\therefore K = \frac{3,700 - 1686.35}{5,686.2} = 0.354 \text{ Volts/Amp. Km}$$

Interpolando en la tabla II y seleccionando el cable de mayor calibre, se obtiene para el tramo BC:

3 CABLES BTC 1 x 70 (LINEA)

1 CABLE BTC 1 X 35 (NEUTRO)

Para las acometidas que deben tener longitudes menores a 25 m., los cables se determinan por corriente con la tabla II.

Como las corrientes I_2 e I_3 , transportan corrientes menores que 110 Amp., se usarán para cada una:

4 CABLES BTC 1 x 15 (LINEA Y NEUTRO)

Para la acometida de $I_1 = 109.35$ Amp. queda muy castigado el BTC 1 x 15 cuya corriente nominal es de 110 Amp. y su factor de utilización, es:

$$FU = \frac{109.35}{110} = 0.9941 = \underline{99.41\%}$$

por lo que usarán:

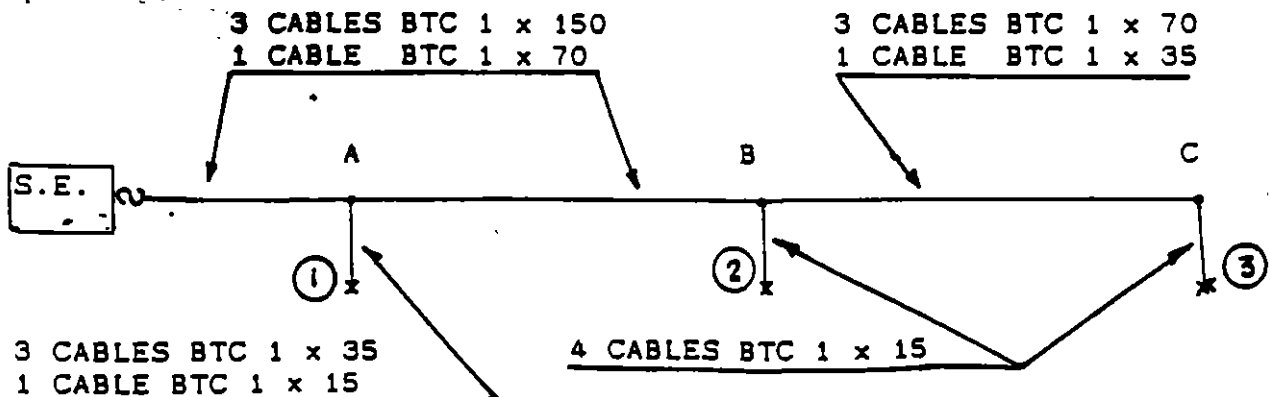
3 CABLES BTC 1 x 35 (LINEA)

1 CABLE BTC 1 x 15 (NEUTRO)

cuyo factor de utilización es:

$$FU = \frac{109.35}{170} = 0.6432 = \underline{64.32\%}$$

quedando:



En el nudo A, se usan 3 UNIONES Y BTC 150 - 35 y 1 UNION Y BTC 70 - 15.

En el nudo B, se usan 3 UNIONES Y BTC 150 - 70 y 1 UNION Y BTC 70 - 35.

En C, se usan 3 UNIONES RECTAS BTC - 70 y 1 UNION RECTA BTC - 35.

1.3.3.- FUSIBLES.

En las redes de distribución aérea, no se usan actualmente en forma normalizada fusibles para los alimentadores, en baja tensión, pero en las redes subterráneas si.

Los fusibles se instalan entre el bus de B.T. y el cable, en las subestaciones. Se emplean para proteger al cable y no la demanda de los usuarios. Los actualmente normalizados son;

FUSIBLE	CAPACIDAD NOMINAL	CABLE BTC
CR - 200	200 Amp.	1 x 70
CR - 350	350 Amp.	1 x 50
CR - 600	600 Amp.	1 x 250 - 400

Para los cables BTC 1 x 15 y BTC 1 x 35, se usan fusibles similares de cartucho con navajas de conexión y con listones para 15 Amp. y 35 Amp. respectivamente.

EJEMPLO 15.- Determinar los fusibles del ejemplo 14.

RESOLUCION.- Por ser los cables de línea a la salida de la subestación, BTC 1 x 150, se usarán:

3 FUS. CR - 350

En las subestaciones de red automática, se instalan fusibles "limitadores de corriente" de alta capacidad interruptiva. Estos se instalan a las salidas de los buses de B.T. y en los buses de cada servicio, de forma tal, que de acuerdo a su capacidad interruptiva, queden escalonados, operando primero los instalados en los servicios y por ultimo los de la subestación.

En las siguientes páginas, se muestran los montajes de los limitadores de corriente en el bus de B.T. de las subestaciones tipo boveda y tipo interior para las redes automáticas, así como en los servicios que estan provistos de un bus blindado FS 6,800, que simultaneamente tienen un bus por fase para el servicio, en el cual pueden instalarse TC's para los equipos MBP, o bien equipos similares para cargas y hasta 1000 Amp. (EQUIPO MP - 1000) y de hasta 2,000 Amp. (EQUIPO MP - 2000)

1.3.4.- DETERMINACION DE LOS EQUIPOS DE MEDICION EN B.T.

Los equipos de medición comunmente empleados para servicios en B.T. cuyas cargas instaladas no rebasen los 200 KW, pueden efectuarse con wathhorímetros monofásicos 5 - 100 y equipos MBP cuyas características se muestran en las siguientes páginas.

Los equipos para medición trifásica contienen un wathhorimetro - wattmetro DM 3 x 10 con indicador de demanda máxima, un Varhori-metro 3 x 10 y tres transformadores de corriente (TC), que tienen una relación de transformación de: 600/5, 300/5 o 150/5, según sea el tipo de equipo.

FIGURA 4

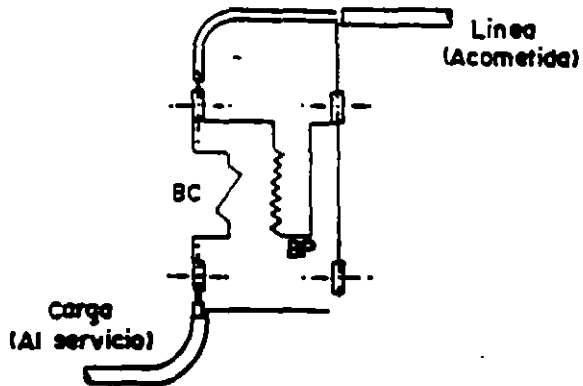
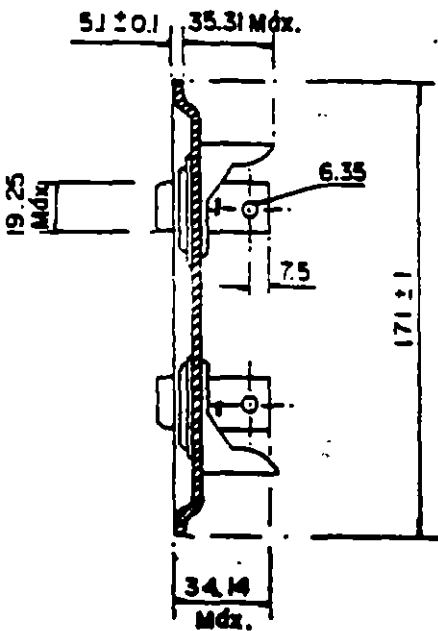
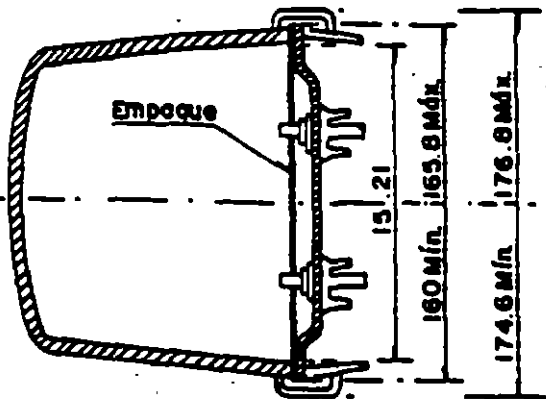
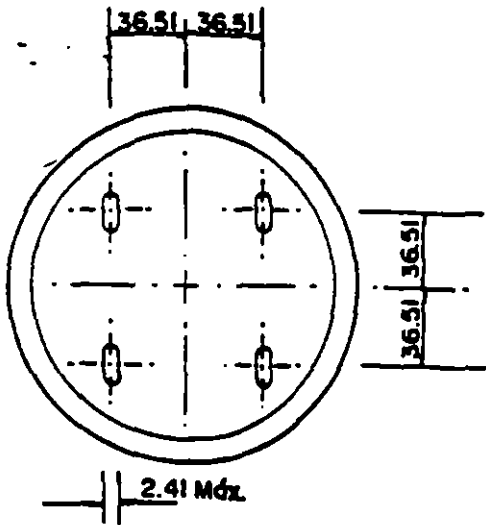


DIAGRAMA DE CONEXION

Exc. Sin

Acotaciones mm.

CARACTERISTICAS:

- Corriente básica 15 A
- Corriente máxima 100 A
- Tensión nominal 120 V
- Frecuencia nominal 60 Hz
- 1 Elemento
- 1 Fase, 2 hilos
- Multiplicador de lectura x1
- Medidor kWh con 4 manecillas
- Soporte del rotor tipo magnético
- El medio de sujeción del circuito magnético a la base de baquelita debe ser con tornillo
- Las bobinas de potencial y corriente y sus terminales deben sujetarse por medio de tornillo
- El registro y la placa de datos deben ser separados

WATTHORIMETRO MONOFAS CO S-100

NORMAS L y F
MATERIAL
2.0565

FIGURA 4

2 de 2

MARCADO E IDENTIFICACION:

La placa de datos debe contener cada uno de los puntos establecidos en la Norma NOM J-39, última revisión, además del número de serie y la leyenda propiedad de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A.

REFERENCIAS:

NOM J-39 Watthorímetros Monofásicos Especificaciones, última revisión.

EMPAQUE:

Cada Watthorímetro debe empacarse en caja de cartón de resistencia mecánica suficiente para que durante su manejo, transporte y almacenamiento no sufra daños. El empaque individual debe llevar marcas fácilmente identificables, que indiquen el nombre del Watthorímetro según la presente norma, la tensión nominal, el No. de pedido y la fecha de fabricación.

PRUEBAS DE ACEPTACION:

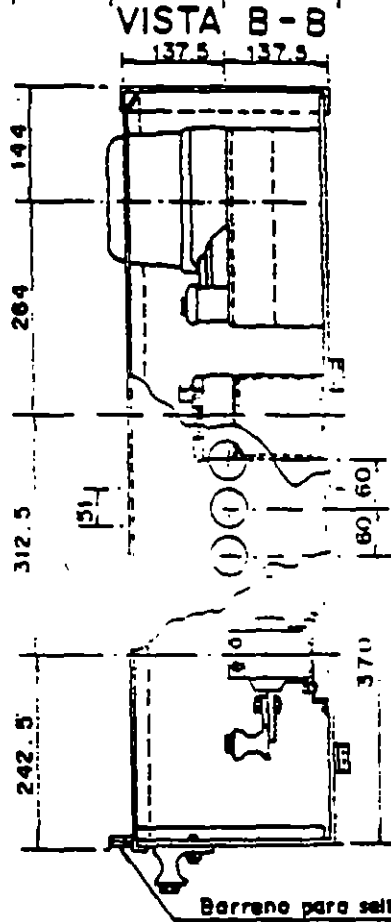
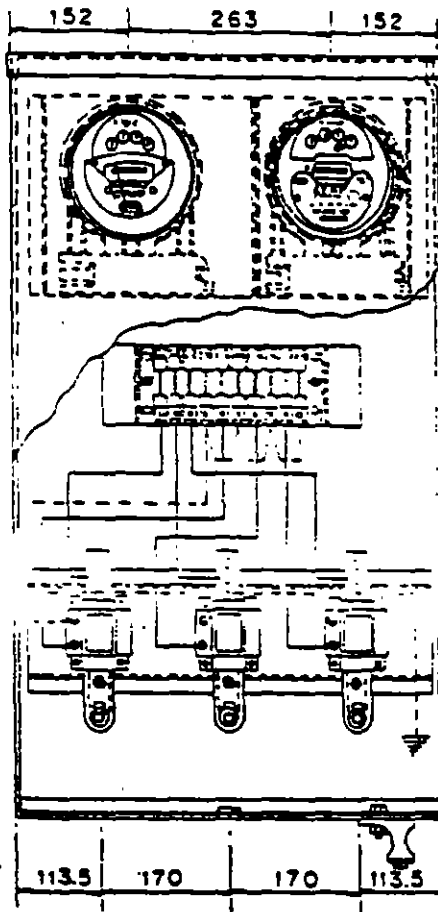
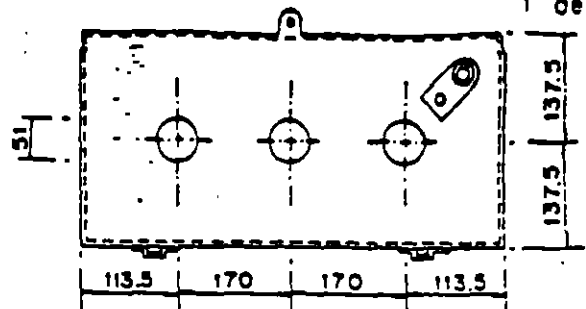
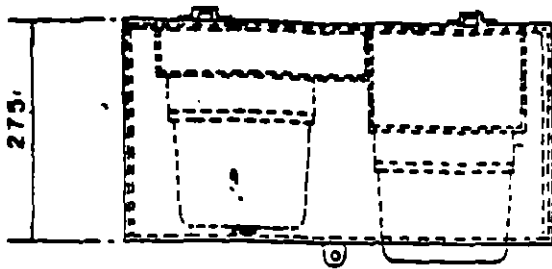
Se efectuarán de acuerdo a lo establecido en la Norma NOM --- J-39 y a la Norma PUB No EI-20, última revisión. Estas pruebas deben realizarse en presencia y de conformidad con el personal del Departamento de Laboratorio de Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A., cuando esto no sea posible el proveedor deberá enviar los certificados de prueba correspondientes, efectuados por un laboratorio acreditado.

USO:

Insertado en base de enchufe para medidor de 4 mordazas, mide la energía activa de los circuitos de 1 fase, 2 hilos 60 Hz, que tenga una carga hasta de 100 A.

CLAVE DEL NOMBRE:

S = Tipo de Watthorímetro de base de enchufe
100 = Corriente máxima 100 A



Escala 1:10

Acotaciones en mm

CARACTERISTICAS:

FIGURA 5

REF.	CANTIDAD	NOMBRE DEL MATERIAL
1	1	Caja MBP
2	1	Wattohmetro - Wattmetro DM 3 x 10 (Norma LYF 2.0053)
3	1	Vatohmetro 3 x 10 (Norma LYF 2.0051)
4	1	Tablilla MBP 10 BT (Norma LYF 2.0074)
5	3	Transformador de corriente (Norma LYF 2.0074)

FIGURA 5

USO:

Fijado a muro interior ó exterior mediante 4 tornillos maquina de 9.5 x 101.6 mm (3/8" x 4") permite medir en servicios trifásicos de BT el consumo en kWh, kVarh, y la demanda máxima en kW.

Se alimenta con acometida subterránea según tabla. Las salidas del equipo al interruptor del consumidor las proporcionará éste y serán de una sección no menor que la de la acometida. El conductor neutro conectado a tierra del consumidor se conecta al conductor neutro de la acometida.

NOMBRE	Corriente máxima de trabajo	Transformadores de corriente	Acometida de cable
Equipo MBP-150-1 y 2	150	B 150	3-BTC-1 x 35
Equipo MBP-300-1 y 2	300	B 300	3-BTC-1 x 70
Equipo MBP-600-1 y 2	600	B 600	6-BTC-1 x 150

CLAVE DEL NOMBRE:

- M = Medición
- B = Baja tensión
- P = Polifásico
- 1 = 120 Volts
- 2 = 240 Volts

Estos equipos Normalizados se denominan:

EQUIPO MBP - 150

EQUIPO MBP - 300

EQUIPO MBP - 600

La tabla III, indica la cantidad de WHM's - 1 ϕ - S - 100 y de equipos MBP, que deben instalarse, segun sea la carga instalada de los servicios.

TABLA III

CARGA INSTALADA (KW)	CANTIDAD	EQUIPO DE MEDICION
4 - 5	1	WHM - 1 ϕ - S - 100
5 - 9	2	WHM - 1 ϕ - S - 100
9 - 24	3	WHM - 1 ϕ - S - 100
25 - 50	1	EQUIPO MBP 150
51 - 100	1	EQUIPO MBP 300
101 - 200	1	EQUIPO MBP 600

EJEMPLO 16 .- Determinar el transformador, acometida y medidores de la red de B.T. para los servicios que se indican:

TRANSF.
23 KV/BT.

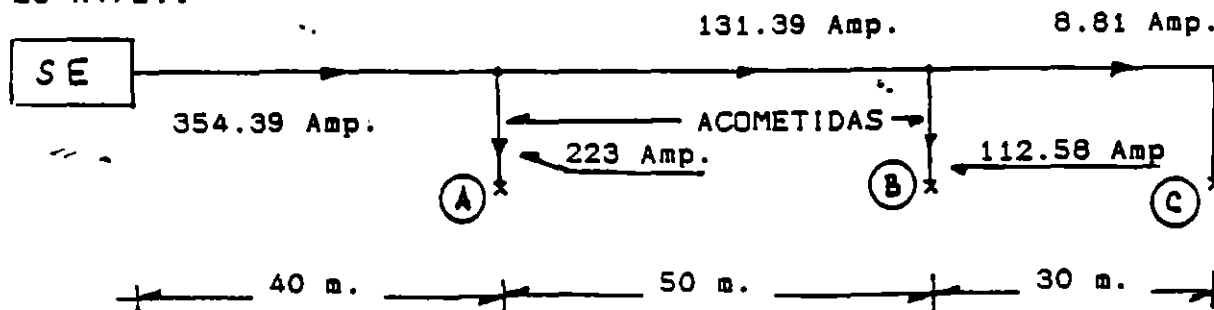
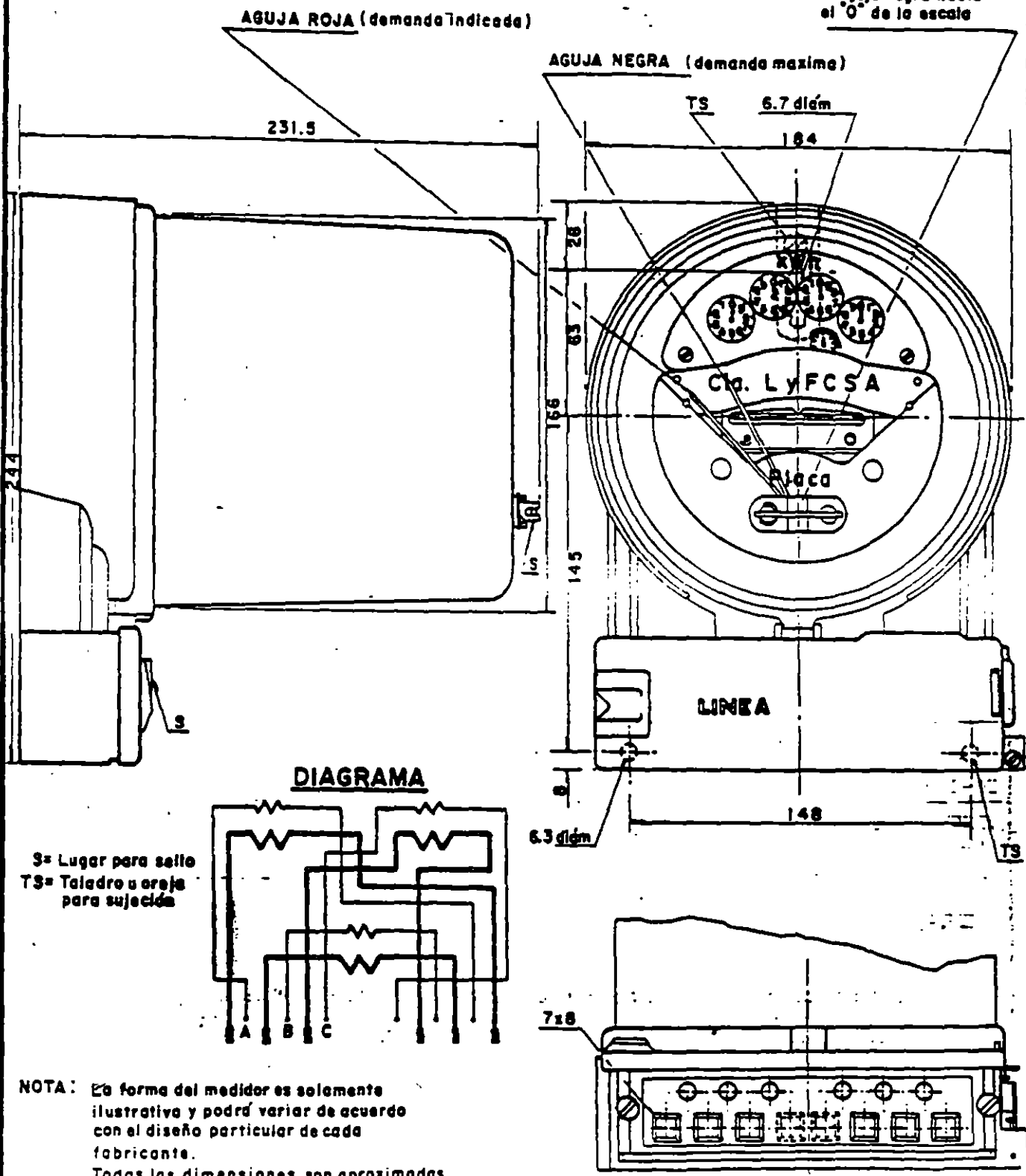


FIGURA 6

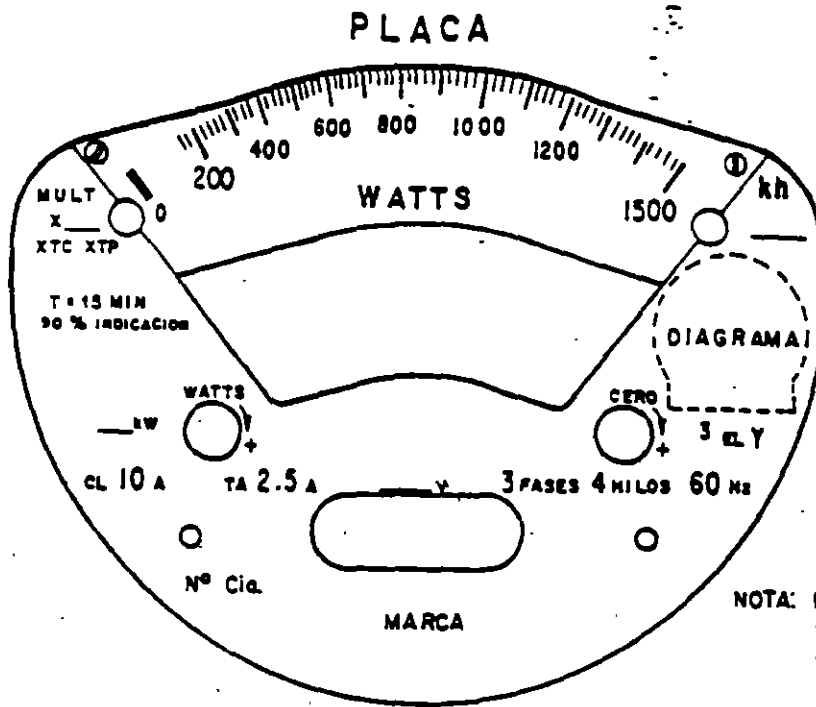
Aidaba para regresar
la aguja negra hacia
el 0° de la escala



S= Lugar para sello
TS= Taladro u oreja
para sujeción

NOTA: La forma del medidor es solamente
ilustrativa y podrá variar de acuerdo
con el diseño particular de cada
fabricante.
Todas las dimensiones son aproximadas

FIGURA 6



CARACTERISTICAS :

NOMBRE	Corriente máxima (clase) Amperes	Corriente de Prueba Amperes	Tensión nominal Volts	Constante del disco (calibración) kh	Constante de Lectura del medidor Kw	Relación del Registro Rr	Peso Aprox kg
WATTTHORIMETRO DM-T 3x10 - 1	10	2.5	120	Según fabricante	1	Según fabricante	5.8
WATTTHORIMETRO DM-T 3x10 - 2	10	2.5	240	Según fabricante	4	Según fabricante	6.0

EMPAQUE :

Para medidores que requieren transporte marítimo, el embalaje se debe hacer en cajas de madera que contengan de 10 a 15 unidades, o en atados o paquetes con varias cajas de cartón que contengan cada una de 10 a 15 unidades. Los medidores deben estar protegidos con material impermeable y contra el manejo rudo. Los medidores que solamente requieren transporte terrestre se pueden enviar con embalaje doméstico, que contenga de 10 a 15 unidades, siempre que éste garantice suficiente protección para evitar daños durante el transporte y manejo de carga y descarga.

WATTHORIMETRO DM-T 3x10-1 y 2

NORMAS L y F
MATERIAL
2.0053

3 de 3

FIGURA 6

REFERENCIAS :

- Norma NEMA PUB. N° EI-20 (EEI PUB. N° MSJ-10) for Watthour Meters, última revisión
- Norma NEMA PUB. N° EI-15 (EEI PUB. N° MSJ-5) for thermal - Demand Meters, última revisión
- Norma LyF LAB-MEWH Inspección por Muestreo Estadístico de Watthorímetros Clase 2.0, última revisión

USO :

Como componente de equipos de medición para medir y registrar los consumos de energía eléctrica en kWh y la demanda máxima en W, esta demanda se registra en periodos de 15 minutos. La aguja roja indica este valor al tomar la lectura y la aguja negra indica la demanda máxima ocurrida desde que fué regresada manualmente al cero de la escala con ayuda de la aldaba.

CLAVE DEL NOMBRE :

- DM = Demanda máxima
- T = Principio de funcionamiento térmico
- 3X = Tres elementos
- 10 = Clase (corriente máxima amperes)
- 1 = Tensión nominal 120 volts
- 2 = Tensión nominal 240 volts

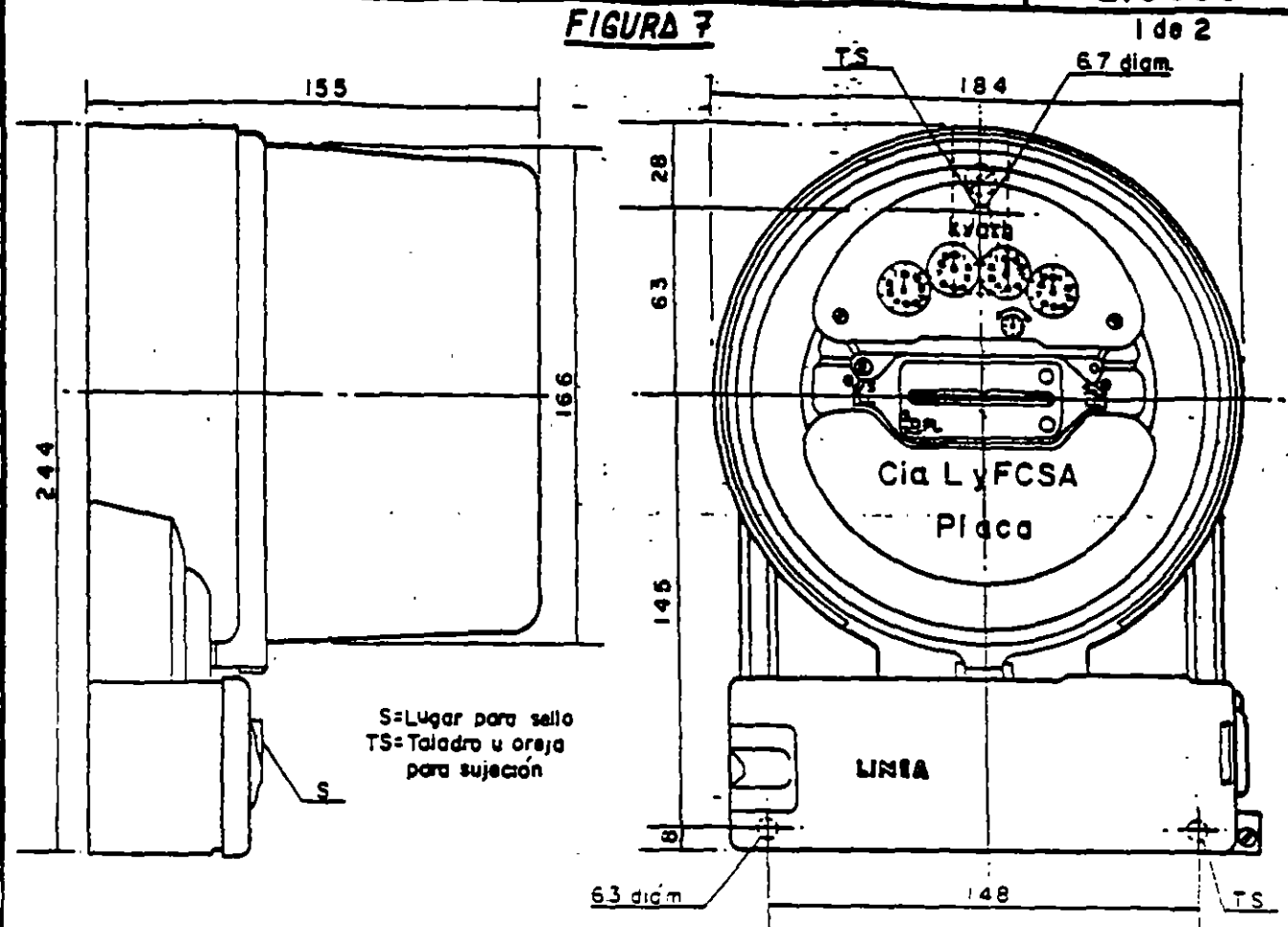
Nota :

Multiplicando la relación de transformación de los transformadores de potencial y corriente que tuvieren los equipos de medición se obtiene la constante de transformación K_T la que multiplicada por la constante de lectura del medidor K_M y las lecturas directas del Watthorímetro (Wattmetro) da los valores en kWh (y kW de demanda) del servicio.

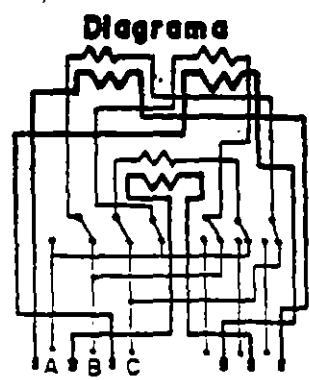
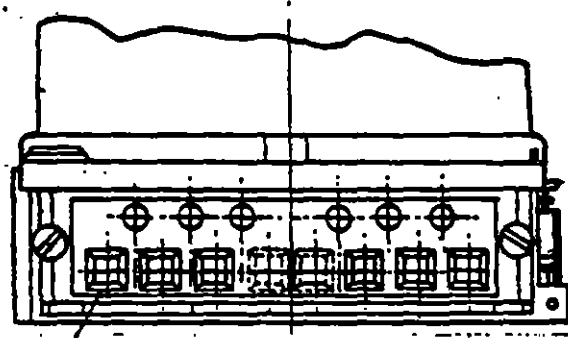
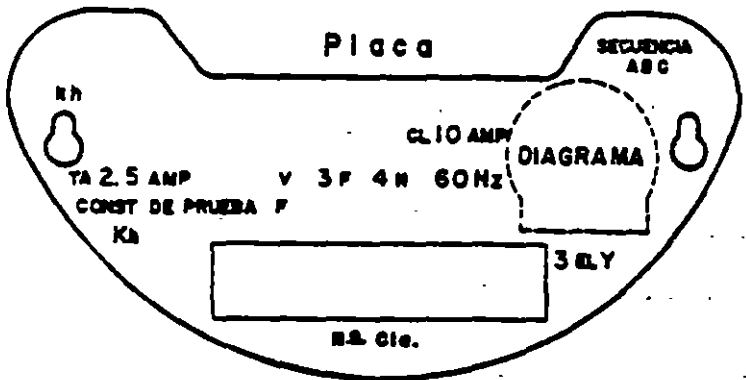
VARHORIMETRO 3X10-1y2

NORMAS LYF
MATERIAL
2.0055

FIGURA 7



CM



NOTA: La forma del medidor es solamente ilustrativa y podrá variar de acuerdo con el diseño particular de cada fabricante. Todas las dimensiones son aproximadas.

CARACTERÍSTICAS :

FIGURA 7

NOMBRE	Corriente máxima (Clase) Amperes	Corriente de Prueba Amperes	Tensión nominal Volts	Constante del disco (Calibración) K_H	Constante de Lectura del medidor K_M	Relación del Registro R_r	Masa Aprox kg
VARHORIMETRO 3 x 10 - 1	10	2.5	120	Según fabricante	1	Según fabricante	4
VARHORIMETRO 3 x 10 - 2	10	2.5	240	Según fabricante	1	Según fabricante	4

EMPAQUE :

Para medidores que requieren transporte marítimo, el embalaje se debe hacer en cajas de madera que contengan de 10 a 15 - - unidades, o en atados o paquetes con varias cajas de cartón - que contengan cada una de 10 a 15 unidades. Los medidores - - deben estar protegidos con material impermeable y contra el - manejo rudo. Los medidores que solamente requieren transporte terrestre se pueden enviar con embalaje doméstico, que contenga de 10 a 15 unidades, siempre que éste garantice suficiente protección para evitar daños durante el transporte y manejo - de carga y descarga.

REFERENCIAS :

Norma NEMA PUB. No. EI-20 (EEI PUB. No. MSJ-10) for Watthour Meters, última revisión.

Norma LYF LAB-MEWH Inspección por Muestreo Estadístico de - - Watthorímetros Clase 2.0, última revisión.

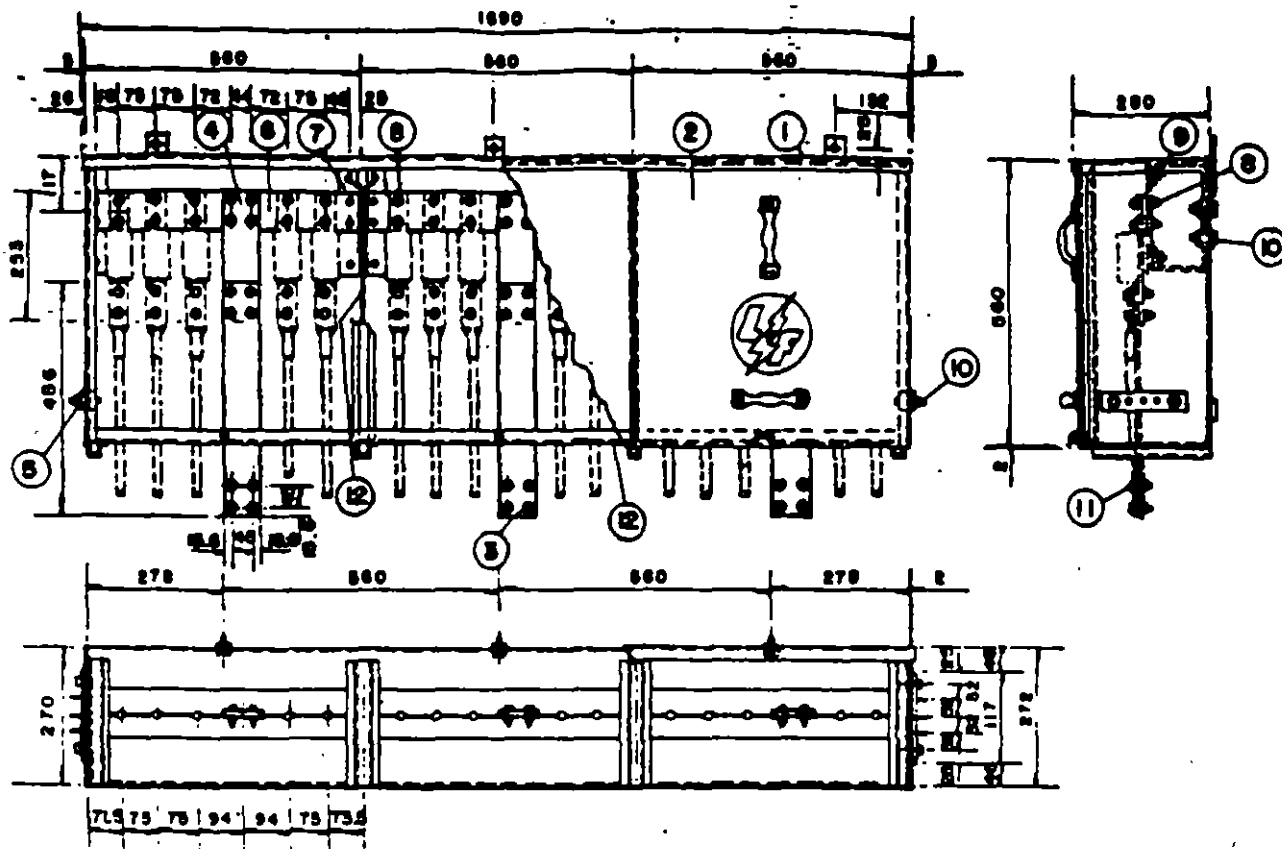
USO :

Como componente de equipos de medición, para medir energía - reactiva en kVARh.

CLAVE DEL NOMBRE :

3X = Tres elementos
 10 = Clase (corriente máxima) amperes
 1 = Tensión nominal 120 volts
 2 = Tensión nominal 240 volts

FIGURA 9



Escala 1:15

Acotaciones en mm

MATERIALES COMPONENTES:

Ref.	N O M B R E	Cantidad	Material y Acabado
1	Gabinete	1	Fierro lámina USSG No.16 con - aplicación de primario a base de minio o cromato de zinc, con un acabado de esmalte alquídico, para un espesor total de película seca de 0.125mm (ver normas NOM U 069, U 072 y U -- 064).
2	Tapa	3	Fierro, lámina USSG No. 16, -- mismo acabado del gabinete.
3	Derivación exterior.	3	Cobre electrolítico conductividad 98%, solera de 0.23x76.1 x 455 mm.

FIGURA 9

2 de 3

4	Derivación interior	3	Cobre electrolítico conductividad 98%, solera de 6.35x76.1 x 253 mm.
5	Conexión de -- tierra.	4	Cobre electrolítico conductividad 98%, solera de 6.35x38.1 x 178 mm.
6	Barra principal	3	Cobre electrolítico conductividad 98%, solera de 6.35x76.1 x 545 mm.
7	Soporte aislante	6	Fierro, solera de 4.76x38.1x -- 478mm. Fibra de vidrio de 6.35 x 38.1x 220 mm.
8	Tornillo Máq. - 5/16"x1 1/2" de cabeza plana.	12	Fierro galvanizado o cadminizado o bronce.
	Roldana plana - 5/16"	12	Fierro galvanizado o cadminizado o bronce.
	Roldana presión 5/16"	12	Acero al carbono.
9	Tornillo Máq. - 3/8"x1 1/2" de cabeza plana.	12	Fierro galvanizado o cadminizado o bronce.
	Roldana plana - 3/8"	12	Fierro galvanizado o cadminizado o bronce.
	Roldana presión 3/8"	12	Acero al carbono.
10	Tornillo Máq.-- 3/8"x1 1/2"	22	Fierro galvanizado o cadminizado o bronce.
	Roldana plana - 3/8"	22	Fierro galvanizado o cadminizado o bronce.
	Roldana presión 3/8"	22	Acero al carbono
	Roldana dentada EA 3/8"	22	Acero al carbono.-Galvanizado en caliente.

BUS BLINDADO FS 6.800

OR A 571
MATERIAL
2.0491

FIGURA 9

3 de 3

11	Tomillo Mfg. -- 1/2" x 1 1/2".	96	Fierro galvanizado o cadminizado o bronce.
	Roldana plana - 1/2"	96	Fierro galvanizado o cadminizado o bronce.
	Roldana presión 1/2".	96	Acero al carbono.
	Roldana dentada EA 1/2".	96	Acero al carbono. Galvanizado en caliente.
12	Separador aislante	Pza.	Durancel.

CARACTERISTICAS:

Temperatura.- La elevación de temperatura en cualquier punto, no debe ser mayor de 30° C sobre la temperatura ambiente.

Par de fuerza.-Debe considerarse el siguiente par de fuerzas en el apriete para los tornillos utilizados en las partes de conducción de energía eléctrica.

Tomillo 5/16" - 20 N (2.04 kg f ó 15 lb f - pie)

Tomillo 3/8" - 27 N (2.75 kg f ó 20 lb f - pie)

Tomillo 1/2" - 54 N (5.53 kg f ó 40 lb f - pie)

USO:

Para alojar en su interior fusibles limitadores de corriente necesarios en redes automáticas para limitar las corrientes de falla.

CLAVE DEL NOMBRE:

FS = Fases separadas

6 = Número de vías por fase

800 = Corriente en amperes de la barra principal.

A.- Edificio de 14 pisos con 28 departamentos y estacionamiento.

Cada departamento cuenta con:

- 18 lámparas incandescentes de 75 W. c/u.
- 22 contactos de 150 W. c/u.

Los servicios del propio edificio son:

- 60 reflectores de 75 W. c/u.
- 42 lámparas fluorescentes de 3 x 74 W. c/u, con FP = 0.6
- 12 contactos de 150 W. c/u.
- 1 motor trifásico, 3 HP, 220 V., FP = 0.7 y eficiencia del 88 %
- 1 motor trifásico, 12 HP, 220 V., FP = 0.8 y eficiencia del 92 %

Los departamentos tienen un FD = 0.6 y los servicios del edificio tienen un FD = 0.9.

B.- Taller mecánico, con FD = 0.82 y CI de:

- 62 lámparas fluorescentes de 2 x 74 W. c/u y FP = 0.6
- 8 lámparas fluorescentes de 2 x 38 W. c/u y FP = 0.7
- 4 contactos trifásicos especiales para 1,200 W. c/u.
- 11 contactos monofásicos de 150 W. c/u.
- 5 motores trifásicos de 7.5 HP, 220 V., FP = 0.72, y eficiencia 90%
- 3 motores monofásicos de 1.5 HP, 127 V., FP = 0.85 y eficiencia 85 %

C.- Tienda de comestibles, con $FD = 0.7$ y CI de:

- 8 lamparas fluorescentes de 2 x 38 W. c/u. y $FP = 0.6$
- 4 contactos de 150 W. c/u.
- 1 motor de 2 HP, 220 V., $FP = 0.85$ y eficiencia del 82 %
- 1 motor de 1.5 HP, 127 V., $FP = 0.75$ y eficiencia del 87 %

RESOLUCION

A.- Para cada departamento, se tiene que:

$$18 \times 75 / 1000 = 1.35 \text{ KW.}$$

$$22 \times 150 / 1000 = 3.30 \text{ KW}$$

$$CI = 4.65 \text{ KW.}$$

De la expresion 3, se obtiene la demanda máxima de cada departamento.

$$D = CI \times FD = 4.65 \times 0.6 = 2.79 \text{ KW}$$

(Se usará un Watthorímetro monofásico S - 100 - 1 para cada departamento)

Para los 28 departamentos se usaran 28 WHM's: S - 100 - 1.

La demanda coincidente total de los 28 departamentos del edificio de acuerdo con la expresion 4 es:

$$D_s = F_{Coin.} \times \sum D_i = 0.63 \times 28 \times 2.79 = \underline{49.2 \text{ KW.}}$$

Para los servicios propios del edificio se tienen que :

$$60 \times 75 / 1000 = 4.500 \text{ KW.}$$

$$42 \times 3 \times 74 \times 1.25 / 1000 = 11.655 \text{ KW.}$$

$$12 \times 150 / 1000 = 1.800 \text{ KW.}$$

$$3 \times 0.746 / 0.88 = 2.543 \text{ KW.}$$

$$12 \times 0.746 / 0.92 = 9.730 \text{ KW.}$$

$$CI = 30.228 \text{ KW.}$$

De la expresion 3 la demanda maxima del servicio del edificio es:

$$D = CI \times D = 30.228 \times 0.9 = \underline{27.205 \text{ KW.}}$$

Entonces, el edificio completo tiene una carga instalada y demanda total de:

$$CI = 28 \times 4.65 + 30.228 = 160.428 \text{ KW.}$$

$$D = 49.2 + 27.205 = \underline{76.405 \text{ KW.}}$$

B.- Para el taller mecánico se tiene que:

$$62 \times 2 \times 74 / 1000 = 9.176 \text{ KW.}$$

$$8 \times 2 \times 38 / 1000 = 0.608 \text{ KW.}$$

$$4 \times 1200 / 1000 = 4.800 \text{ KW.}$$

$$11 \times 150 / 1000 = 1.650 \text{ KW.}$$

$$5 \times 7.5 \times 0.746 / 0.9 = 31.082 \text{ KW.}$$

$$3 \times 1.5 \times 0.746 / 0.85 = 3.949 \text{ KW.}$$

$$CI = 51.266 \text{ KW.}$$

$$D = 51.266 \times 0.82 = \underline{42.038 \text{ KW.}}$$

C.- Para la tienda de comestibles se tiene que:

$$8 \times 2 \times 38 / 1000 = 0.608 \text{ KW.}$$

$$4 \times 150 / 1000 = 0.600 \text{ KW.}$$

$$2 \times 0.746 / 0.82 = 1.820 \text{ KW}$$

$$1.5 \times 0.746 / 0.87 = 1.286 \text{ KW.}$$

$$CI = 4.314 \text{ KW.}$$

$$D = 4.314 \times 0.7 = 3.020 \text{ KW.}$$

El taller mecanico llevara para la medicion un equipo MBP - 150 ya que la corriente maxima que toma es:

$$I = \frac{\text{KW} \times 1000}{3 \times V \times \text{FP}} = \frac{42.038 \times 1000}{3 \times 220 \times 0.9} = 122.58 \text{ Amp.}$$

Observese que para los motores se deberian considerar los factores de potencia 0.72 y 0.85 para determinar la corriente que toman cada uno (de hecho asi es), pero en este caso, se considera para toda la carga un FP = 0.9, ya que la red de distribucion se disena para este FP.

En general:

$$I = \frac{\text{KW} \times 1000}{3 \times V \times \text{FP}} = \frac{1000}{3 \times 220 \times 0.9} \times \text{KW} = 2.916 \times \text{KW}$$

La tienda de comestibles, aunque su demanda amerita un WHM monofasico, deberan instalarse 3 WHM's monofasicos S - 100 ya que debe tener acometida trifasica debido al motor de 2 HP a 220 V

La demanda total del sistema es:

$$D = 76.405 + 43.038 + 3.020 = 121.463 \text{ KW.}$$

Expresada en Amp.:

$$D = 2.916 \times 121.463 = 354.186 \text{ Amp.}$$

$$\text{y expresada en KVA con FP} = 121.463 / 0.9 = 135 \text{ KVA.}$$

De acuerdo con esto, se selecciona un transformador comercial trifasico de 150 KVA que operara al:

$$\frac{135}{150} \times 100\% = 90 \% \text{ de capacidad}$$

Las acometidas a cada servicio, seran de acuerdo a la corriente que tome cada servicio (de la expresion 10).

A.- $I = 76.405 \times 2.916 = 223 \text{ Amp.}$

B.- $I = 42.038 \times 2.916 = 122.58 \text{ Amp.}$

C.- $I = 3.020 \times 2.916 = 8.81 \text{ Amp.}$

2.- CALCULO DE CARGAS Y EQUIPO EN 23 KV

Cuando un usuario solicita un servicio en 23 KV, debe especificar si la medicion es del lado de alta tension (A.T.) del transformador o del lado de BT. Obviamente, la medicion de lado de AT es mas costoso por los transformadores de potencial (T.P'a) que no se requieren en equipos de medicion de BT.

Generalmente los servicios solicitados en MT, se presentan cuando el usuario instala su propia subestacion y tiene alguna de las siguientes razones:

a) De acuerdo a las tarifas vigentes, el Kilowatt-hora (KWH) para servicios en 23 KV, es mas economico que el costo para los servicios suministrados en BT.

b) Cuando el usuario requiere una o mas tensiones en BT que no son las normalizadas por la compania suministradora (750, 600, 540, 440 V., etc.)

c) Cuando el usuario requiere un servicio provisional para: obra en construccion, feria ambulante con juegos electromecanicos, centros de exposicion publica, etc.

Y en todos aquellos casos y lugares como los mencionados en que a diferentes horas del dia y sin previo aviso a la compania suministradora, tienen necesidad de cambiar de alimentador su maquinaria pesada o semipesada.

Para servicios permanentes en 23 KV, normalmente el usuario cuenta con una subestacion compacta ya sea en lugar cerrado (tipo interior) o bien a cielo abierto (tipo exterior). En cualquiera de estos casos, como se ve en la siguiente figura, la compania suministradora instala un interruptor de 3 vias para 23 KV, provisto de un juego de fusibles de 200 Amp., cuya funcion es proteger la red de MT, de cualquier falla en los cables derivados que alimentan la subestacion del usuario. La compania suministradora, tambien instala los cables que van del interruptor al punto de acometida en el gabinete del usuario, asi como el equipo de medicion en 23 KV.

Si el usuario no cuenta con gabinete, entonces la compañía suministradora instala los gabinetes de tantos módulos como lo requiere el servicio.

2.1 CALCULO DE CABLES ALIMENTADORES O TRONCALES PARA SERVICIOS EN MEDIANA TENSION.

Todo proyecto de electrificación, requiere de inicio una carga estimada que sirva de base como punto de partida. El factor fundamental de esta carga se conoce como Densidad de Carga (D.C) y se define como la relación de la potencia (P) expresada en Watts (W), Megawatts (MW) o Mega-Volts-Amperes (MVA), y el área (A) expresada en metros o Kilometros cuadrados (m² o km²)

$$D.C. = \frac{P}{A}$$

EJEMPLO: En un terreno de 500 m. de ancho por 800 m. de largo, se construirá un parque industrial. Considerando que la carga estimada total, incluyendo alumbrado público en calles es de 35 W/m². Determinar la capacidad del alimentador en 23 KV con FP del 90%, así como la corriente por fase del alimentador.

RESOLUCION: De la expresión:

$$P = D.C. \times A$$

se obtiene:

$$A = 500 \times 800 = 400,000 \text{ m}^2 = 0.4 \text{ Km}^2$$

Y: $DC = 35 \text{ W} / \text{m}^2 = 35 \text{ MW} / \text{km}^2$

entonces: $P = 35 \times 0.4 = 14 \text{ MW}$

Y para: $FP = 90\% = 0.9$

Se obtiene: $P = 14 / 0.9 = 15.6 \text{ MBA}$

La corriente por fase es:

$$I = \frac{\text{MVA} \times 1000}{\sqrt{3} \times \text{KV}}$$

$$= \frac{15.6 \times 1000}{\sqrt{3} \times 23}$$

$$= 391.6 \text{ Amp.}$$

Se puede usar un alimentador con capacidad de 15.6 MVA, que pueda transportar una corriente nominal de 400 Amp. (aprox.) para la red de 23 KV. También puede darse flexibilidad al sistema, instalando 2 alimentadores independientes, cada uno con capacidad de 8 MVA y 200 Amp. nominales por fase.

Los servicios de energía eléctrica, de acuerdo a las necesidades del usuario, pueden contratarse de acuerdo a 13 tipos de tarifas diferentes que pueden ser en baja, mediana o alta tensión.

Los tipos de tarifas de acuerdo al servicio para el cual están destinadas, son:

- 1.- TARIFA 1.- Para servicios domésticos
- 2.- TARIFA 2.- Para servicios en general, cuyas demandas sean de hasta 25 KW.
- 3.- TARIFA 3.- Para servicios en general, mayores de 25 KW.
- 4.- TARIFA 5.- Para servicios de alumbrado público.
- 5.- TARIFA 5A.- Para servicios y alumbrado público.
- 6.- TARIFA 6.- Para servicios de bombeo de aguas potables y negras

- 7.- TARIFA 7.- Para servicios temporales o provisionales.
- 8.- TARIFA OM.- Para servicios en general de mediana tensión, hasta de 1000 KW.
- 9.- TARIFA HM.- Para servicios en general de mediana tensión, mayores a 1000 KW.
- 10.- TARIFA 9.- Para servicios de bombeo para riego agrícola.
- 11.- TARIFA HS.- Para servicios en general, en alta tensión, a tensiones de subtransmisión.
- 12.- TARIFA HSL.- Para servicios en general, en alta tensión a tensiones de subtransmisión de larga duración.
- 13.- TARIFA HT.- Para servicios en general, en alta tensión, a tensiones de transmisión.

2.2.- USO DE INTERRUPTORES Y GABINETES EN REDES RADIALES DE MEDIANA TENSION.

De acuerdo a los objetivos de alta calidad en los servicios de energía eléctrica (confiabilidad, flexibilidad, continuidad y seguridad), el uso de interruptores y gabinetes, juegan un importante papel.

La siguiente figura muestra dos redes radiales (radial simple y en anillo), donde se indican algunos de los principales interruptores y gabinetes empleados, en este caso para un sistema radial mixto (aéreo - subterráneo).

Los pararrayos, generalmente acompañados de portafusibles con fusibles K, protegen la red aérea contra sobretensiones de origen atmosférico, pero sus fusibles protegen la red aérea de MT de corrientes peligrosas ocasionadas en la red de BT, ya sea por sobrecargas o fallas de corto circuito que a través del trans-

(SIMPLE Y EN ANILLO) DE MEDIANA TENSIÓN (23 KV).

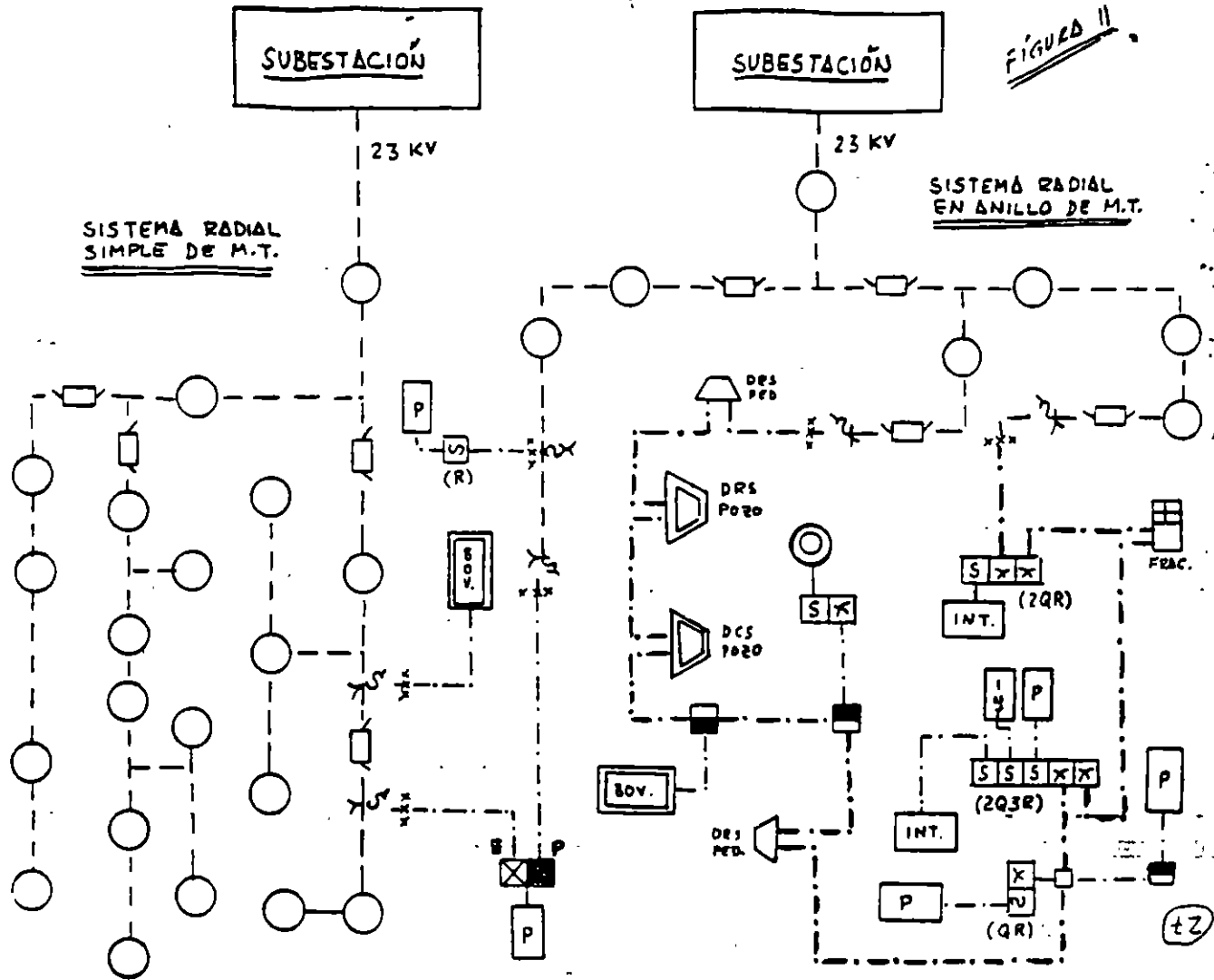
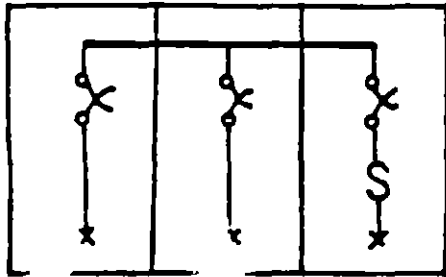


FIGURA II

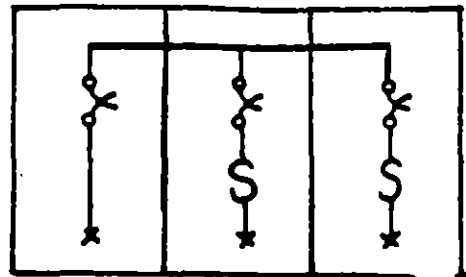
NOMENCLATURA

- RED AEREA DE 23 KV.
- - - - - RED SUBTERRANEA DE 23 KV.
- ⌘ PARA PRAYOS PORTAFUSIBLE 23 KV (EN POSTE).
- xxx TERMINAL ENCHUFE 23E (P o S, EN POSTE), PARA CABLE SUBT. DE PAPEL IMPREGUADO O SECO.
- [S] GABINETE PARA SUBESTACION M 23 I o E, DE 3 MODULOS.
- [R] JGO. DE RUPTOFUSIBLES, PROVISTOS CON FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE EN 23 KV. (R)
- [Q] JGO. DE CUCHILLAS DECONECTADORAS CON TERMINALES 23 E (QUEBRADORA, Q).
- [FT] SECCIONADOR TRIFASICO AUTOMATICO 23 KV FT, AISLA DE LA RED AEREA RAMBLES CON FALLAS DE LINEA A TIERRA.
- [F200] INTERRUPTOR CS 23.3.600 F200, INSTALADO EN POZO, 3 VIAS CON JGO. DE FUSIBLES DE 200 AMP. AL SERVICIO.
- [F400] INTERRUPTOR CS 23.4.600, INSTALADO EN POZO, 4 VIAS, ABRE O CIERRA TRONCAL Y RAMALES CON O SIN CARGA.
- [400] INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA 23.400, PARA DOBLE ALIMENTACION INDEPENDIENTE EN 23 KV, HASTA 400 AMP.
- [75-300] TRANSFORMADOR EN POSTE DE 75 A 300 KVA, PROVISTO DE PORTAFUSIBLES Y CADA 400MTS. JGO. DE APARTARRAYE.
- [P] TRANSFORMADOR TIPO POSTE, OCASIONALMENTE INSTALADO EN SUBESTACION INTERIOR O TIPO FRACCIONAMIENTO.
- [45-300] SUBESTACION DRS PEDESTAL, CON TRANSFORMADOR DE 45 A 300 KVA DE DOBLE ACOMETIDA EN 23 KV.
- [300-750] SUBESTACION DRS POZO (45 A 300 KVA) O SUBESTACION DCS POZO (300, 500 Y 750 KVA).
- [P] SUBESTACION INTERIOR DE 75 A 750 KVA, O SUBESTACION PARTICULAR (INTERIOR O A CIELO ABIERTO "P").
- [B] SUBESTACION EN BOVEDA CON TRANSFORMADOR SUMERGIBLE DE 300, 500 Y 750 KVA, PARA RED RADIAL CON CAMARA B PARA DOS 360S. DE BUS CUBIERTOS Y PARA RED AUTOMATICA CON PROTECTOR DE RED DE B.T.
- [FRAC] SUBESTACION CASETA (TIPO FRAC), EN GABINETE INTEMPERIE, INSTALADO EN PEDESTAL.

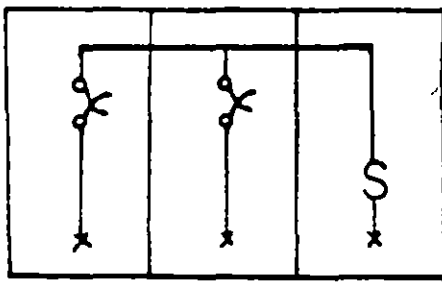
ARREGLOS MAS USUALES DE GABINETES M 23 I o E



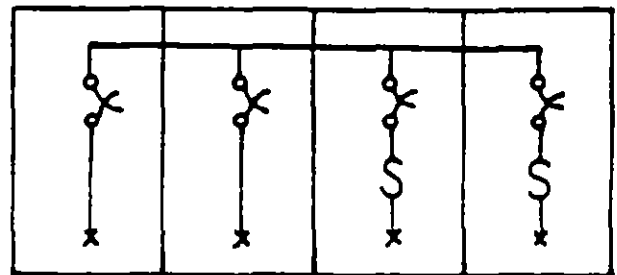
MONTAJE 1 (2QR)



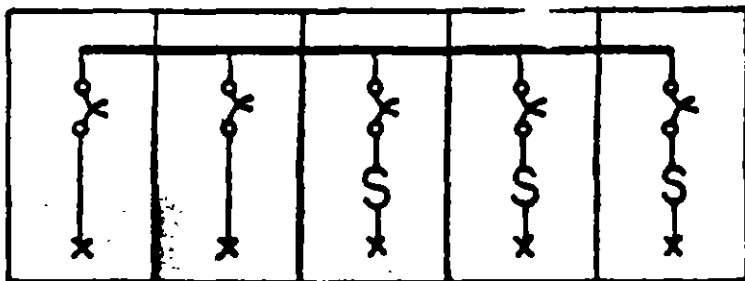
MONTAJE 2 (Q2R)



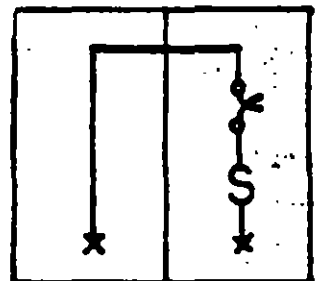
MONTAJE 3 (2QF)



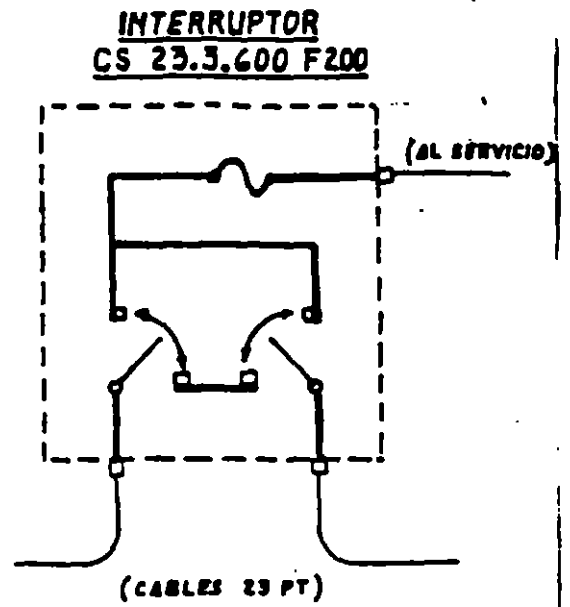
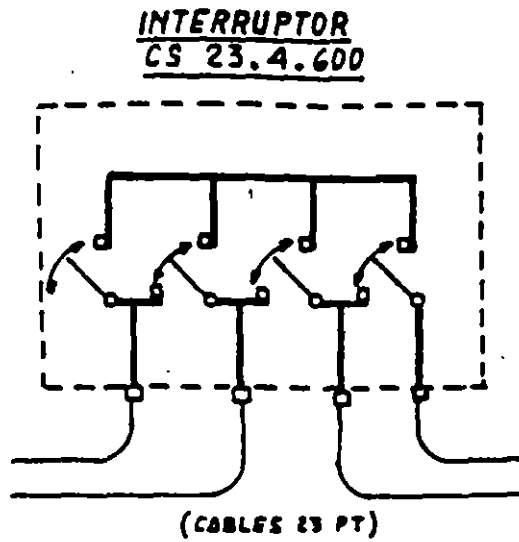
MONTAJE 4 (2Q2R)



MONTAJE 5 (2Q3R)

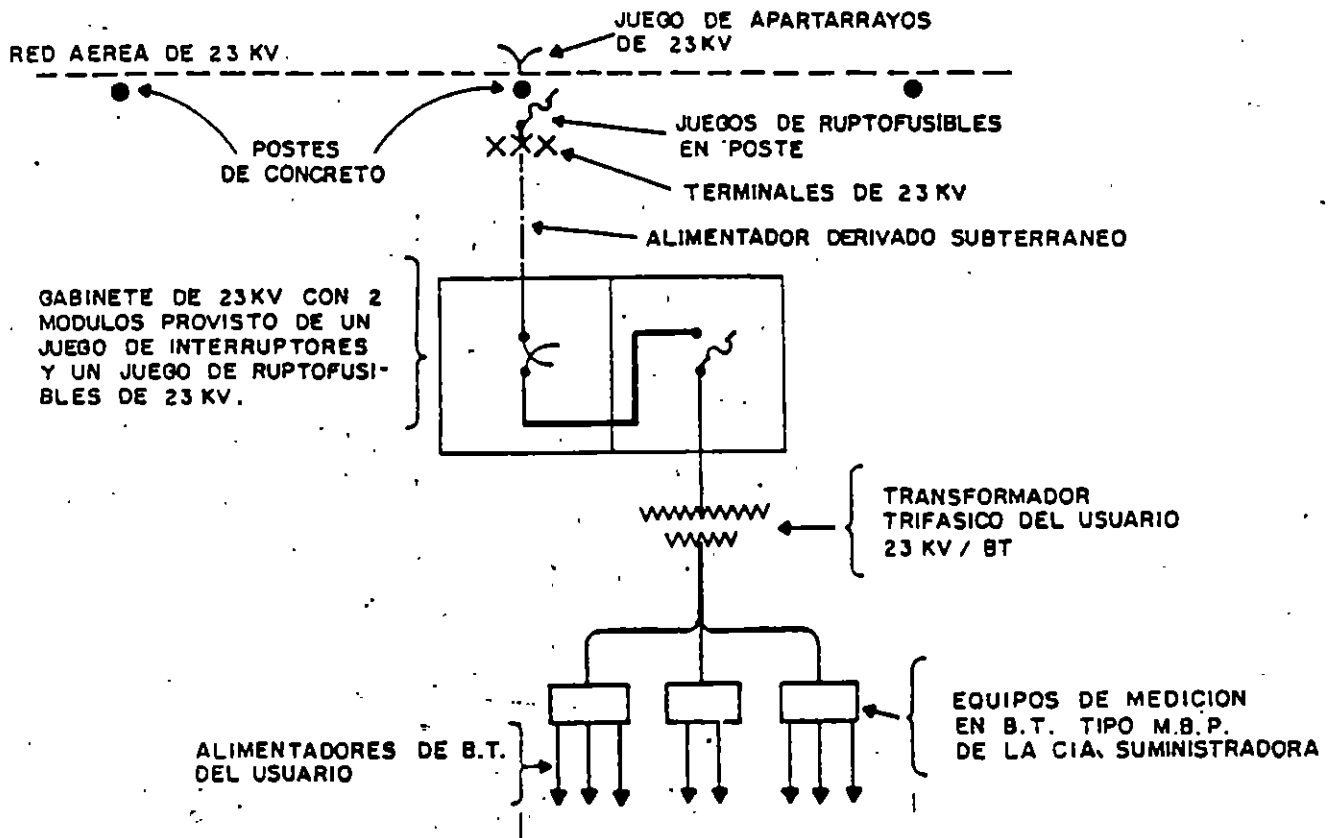


MONTAJE 6 (TR)

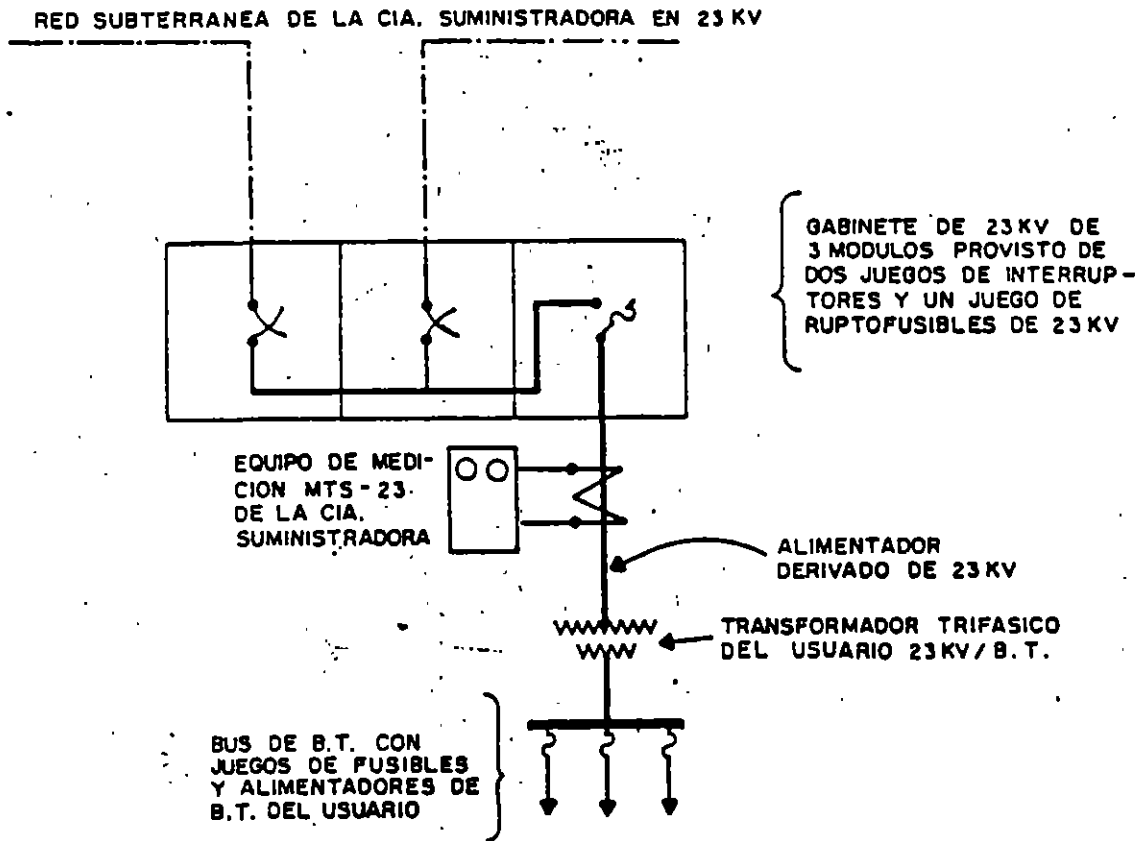


**FIGURA 12.- INTERRUPTORES DE 3 Y 4 VIAS
PARA CABLES SUBTERRANEOS EN
23 KV. (DIAGRAMA UNIFILAR).**

SERVICIO EN 23KV DE RED AEREA CON MEDICION EN B.T.



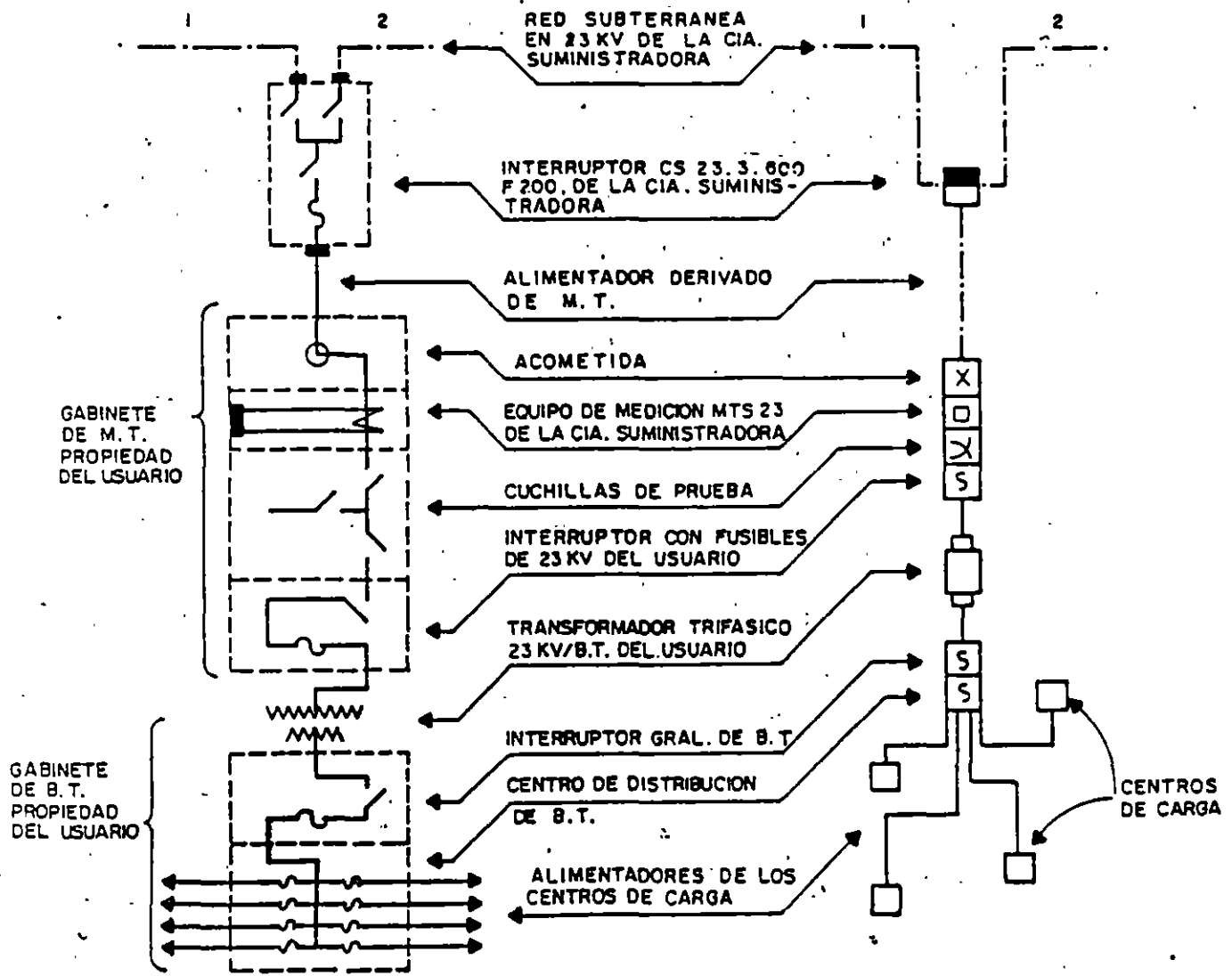
SERVICIO EN 23 KV DE RED SUBTERRANEA CON MEDICION DEL LADO DE M.T.



SERVICIO EN 23KV CON RED SUBTERRANEA

DIAGRAMA UNIFILAR

DIAGRAMA ESQUEMATICO



formador se reflejan al primario por induccion electromagnetica. Esto permite aislar la red de BT incluyendo al transformador del resto de la red aerea. Esta combinacion de pararrayos-portafusibles, tambien se usan para acometer a transformadores de red subterranea, independientes, o bien varias subestaciones en anillo.

Contra fallas de linea a tierra, se usan seccionadores que operan con varios pasos de conexion y desconexion, aislando tramos de la red con falla, de su troncal.

En red subterranea, se usan interruptores de 3 y 4 vias, asi como los gabinetes M 23 para interior o exterior. Los interruptores CS 23.3.600 F200 son de 3 vias con un juego de fusibles en su salida con capacidad de hasta 200 Amp. ya sea para el suministro de un servicio particular en MT, o bien para alimentar una, dos o maximo tres subestaciones de la compania suministradora. Los interruptores CS 23.4.600, son de 4 vias (sin fusibles), se usan como derivadores de troncales y ramales en red subterranea y obviamente pueden seccionar cualquiera de sus vias.

Ambos interruptores, estan inmersos en aceite, operan sin y con carga y hasta 600 Amp. y se instalan independientemente en pozos.

El gabinete M 23 I - E se usa como estructura protectora de las partes vivas (terminales, cuchillas, bus, ruptofusibles, etc.) de subestacione compactas de MT.

El número de módulos que conforman un gabinete, depende de la cantidad de transformadores y/o servicios en 23 KV que se requieran. Los arreglos mas comunes se muestran en los siguientes diagramas unifilares.

2.3.- FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE, COMO PROTECCION PRIMARIA DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

En toda red eléctrica se requieren fusibles, como medio de protección contra sobre corrientes producidas por fallas de corto circuito o bien por sobrecarga debida a una demanda excesiva de aparatos de consumo.

Los fusibles son las partes mas debiles de una red eléctrica y se dice que " operan ", cuando el elemento fusible se funde, dejando abierto el circuito. La energía que se disipa en el fusible en forma de calor (H), tiene una duracion (t) que depende del instante en que se inicia la falla o sobrecarga, hasta que opera el fusible, más el tiempo que dura el arqueo.

Los fusibles, de acuerdo a su capacidad, se instalan en serie y de forma escalonada a lo largo de una red de distribución tanto en BT como en MT. El equipo eléctrico instalado, soporta hasta ciertos valores permisibles de corriente sin sufrir esfuerzos mecánicos o térmicos que puedan dañarlos. En tal caso se encuentran los transformadores de distribución e inclusive los cables de la red .

En particular, los fusibles limitadores de corriente o simplemente " limitador de corriente " se caracterizan por su alta capacidad interruptiva, opera por fusion interrumpiendo el flujo de corriente en el cable en que está instalado, cuando dicha corriente excede de cierto valor. La cantidad de energia que disipa en calor es:

$$H = 0.24 R I t \text{ (Cal)}$$

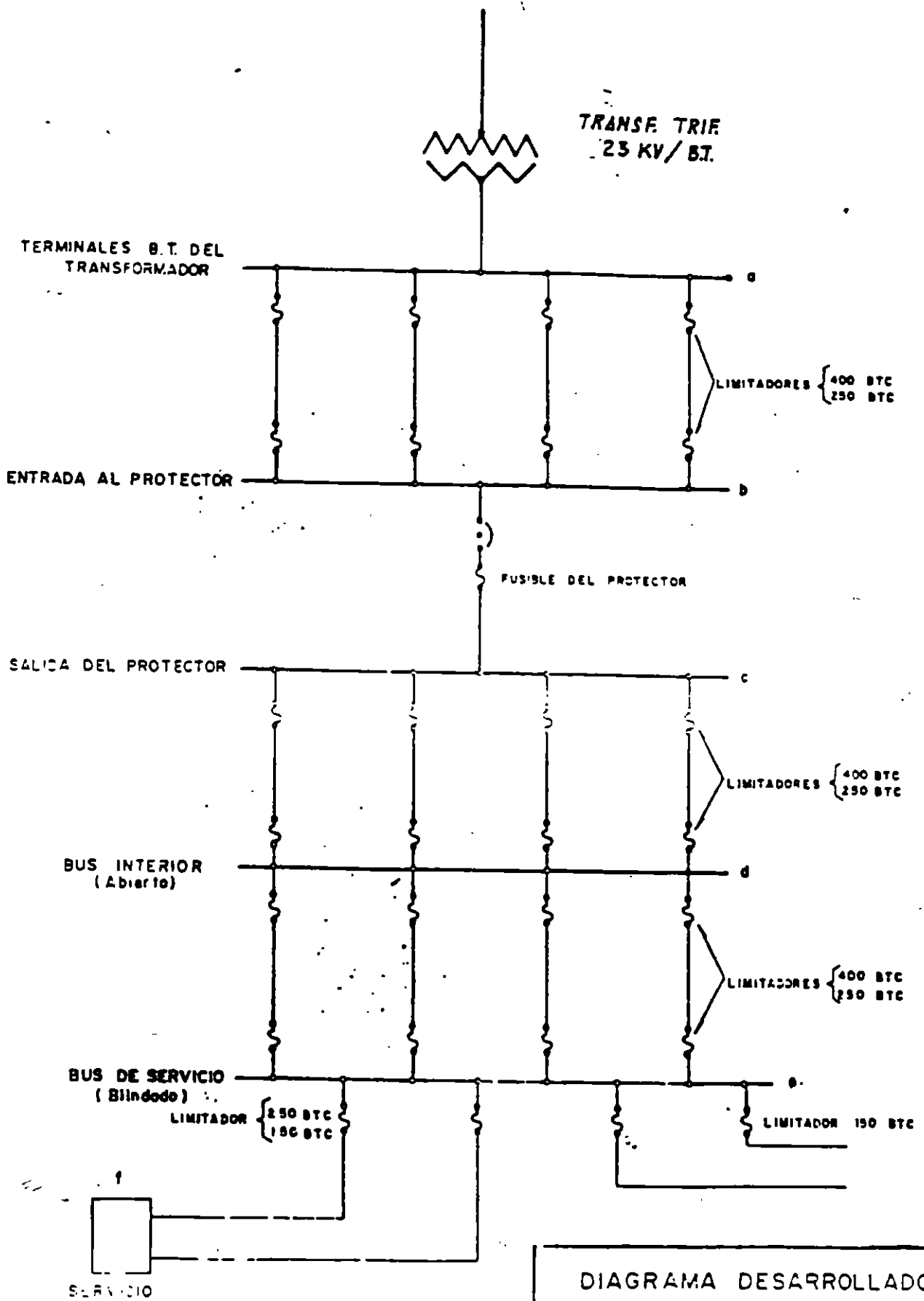


DIAGRAMA DESARROLLADO
 POR TRANSFORMADOR Y POR FUS.
 FIG. 16

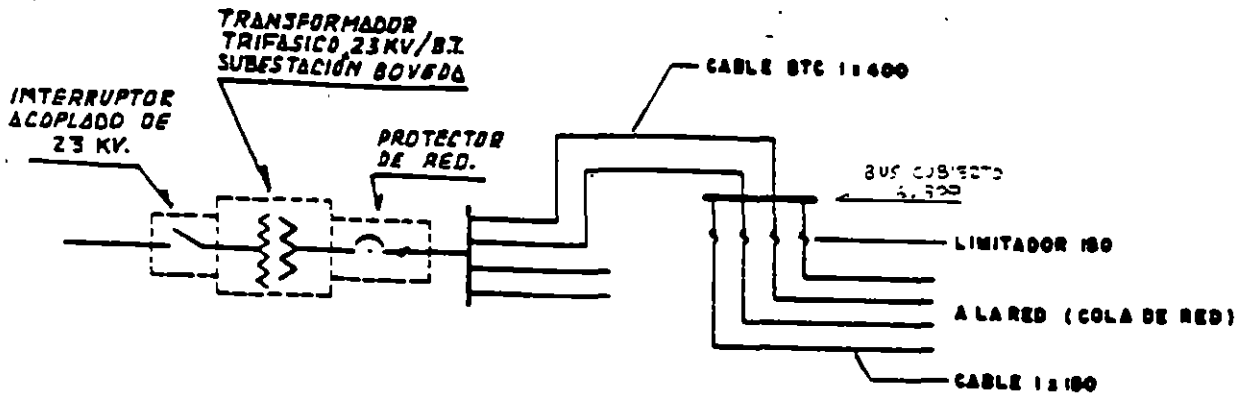
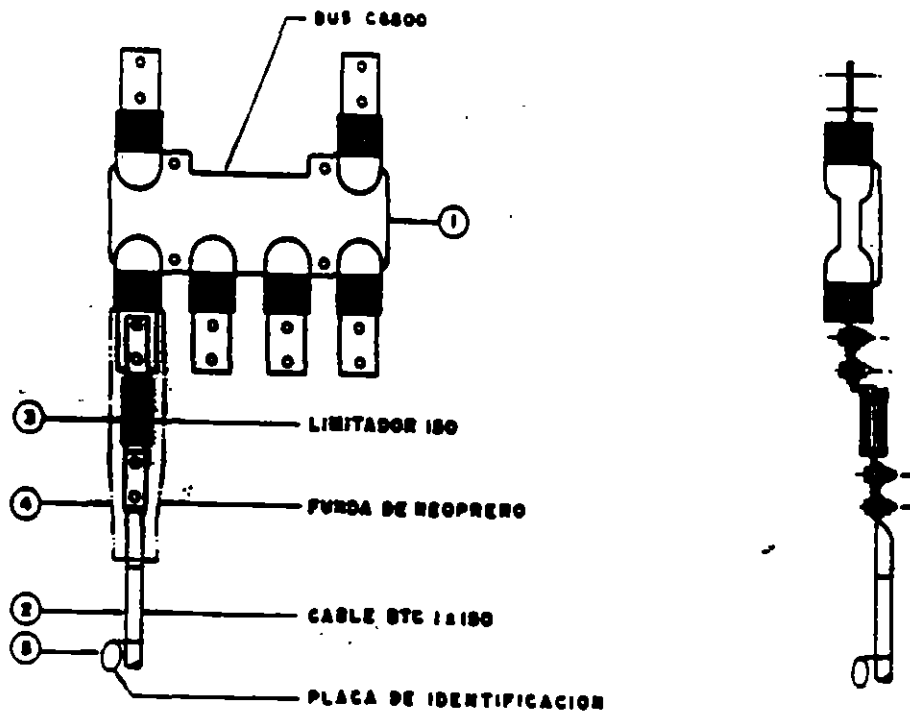


DIAGRAMA UNIFILAR



LIMITADOR 150 BTC

**NORMAS LYF
MONTAJE
FIGURA 14**

2 DE 2

MATERIAL

REFERENCIA	N O M B R E	NORMA LYF	UNIDAD	CANTIDAD
1	BUS CUBIERTO C 6800	4. 0191	PZA.	
2	CABLE BTC 1 x 150	2. 0041	MTS.	
3	LIMITADOR 150		PZA.	
4	FUNDA 34-61-320T	2 0045	PZA.	
5	PLACA DE IDENTIFICACION DEL CABLE		PZA.	

APLICACION.

INSTALADOS EN CABLES BTC 1 x 150 EN SUBESTACIONES EN BOVEDA DE REDES AUTOMATICAS ENTRE EL BUS 6800 Y COLAS DE RED o SERVICIOS AISLADOS ALIMENTADOS POR DOS o MAS CABLES EN PARALELO, PROTEGE EL CABLE Y LAS INSTALACIONES CONTRA CORTO CIRCUITOS SEVEROS.

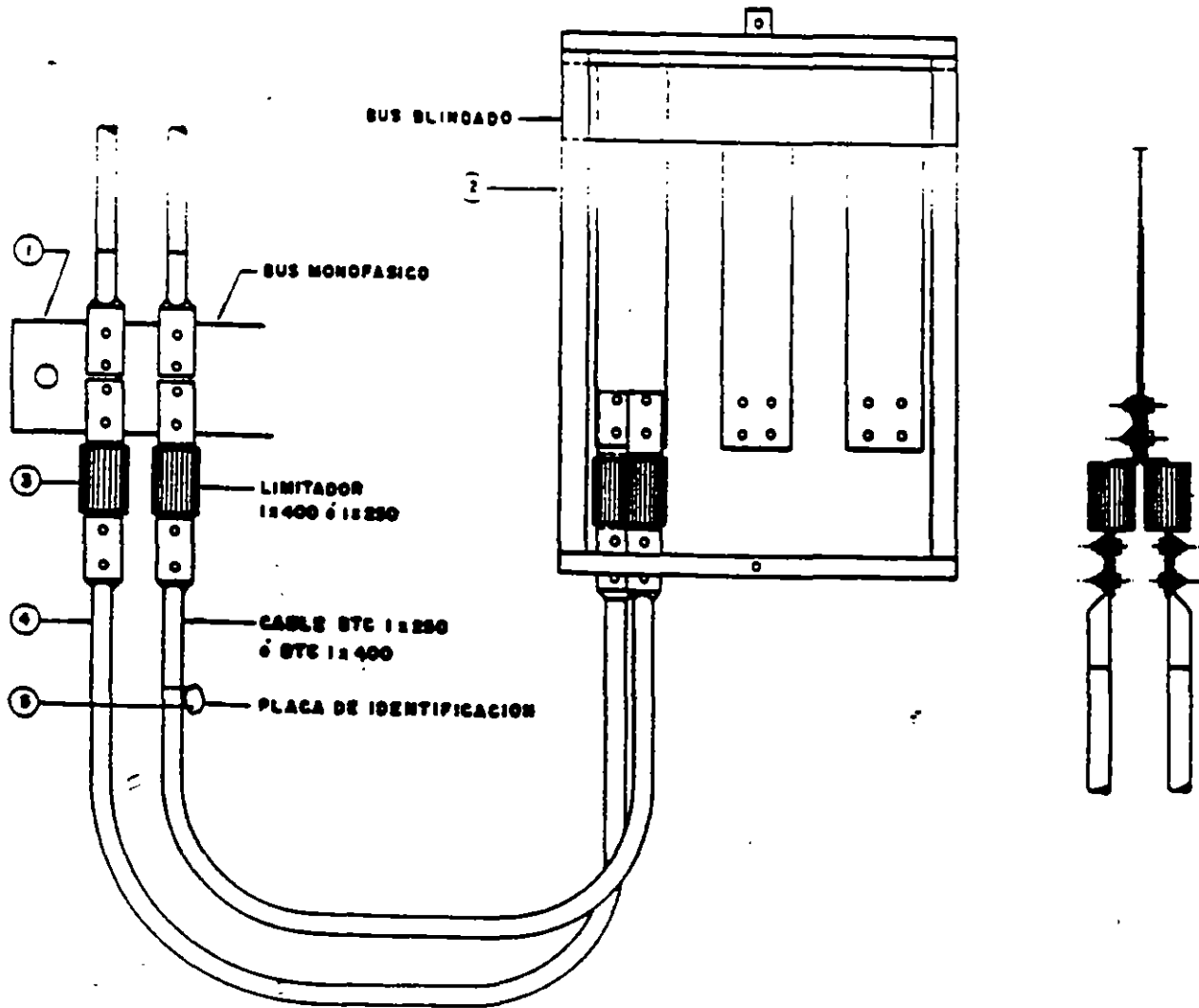
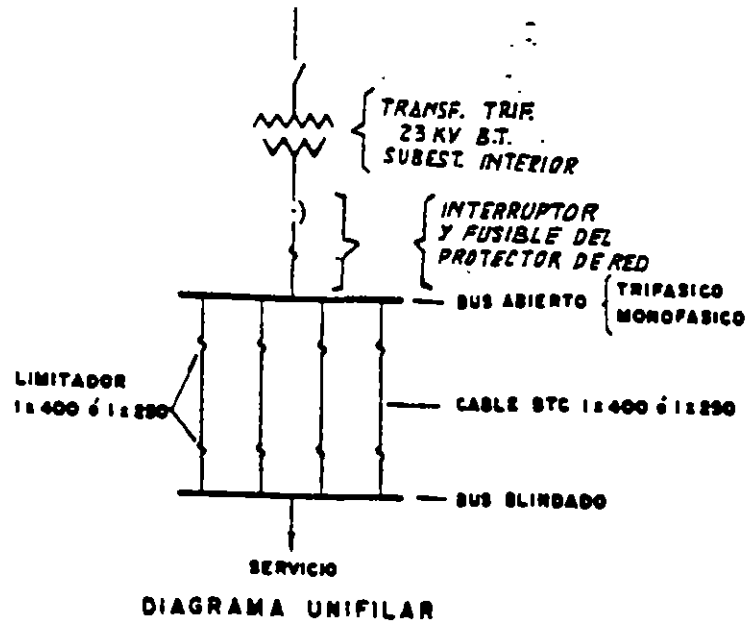
CLAVE DEL NOMBRE:

LIMITADOR - FUSIBLE TIPO CONECTOR DE ALTA CAPACIDAD
150 BTC CALIBRE Y TIPO DEL CABLE AL QUE VA CONECTADO

LIMITADOR 400 BTC, 250 BTC

NORMAS LyF
MONTAJE
FIGURA 15

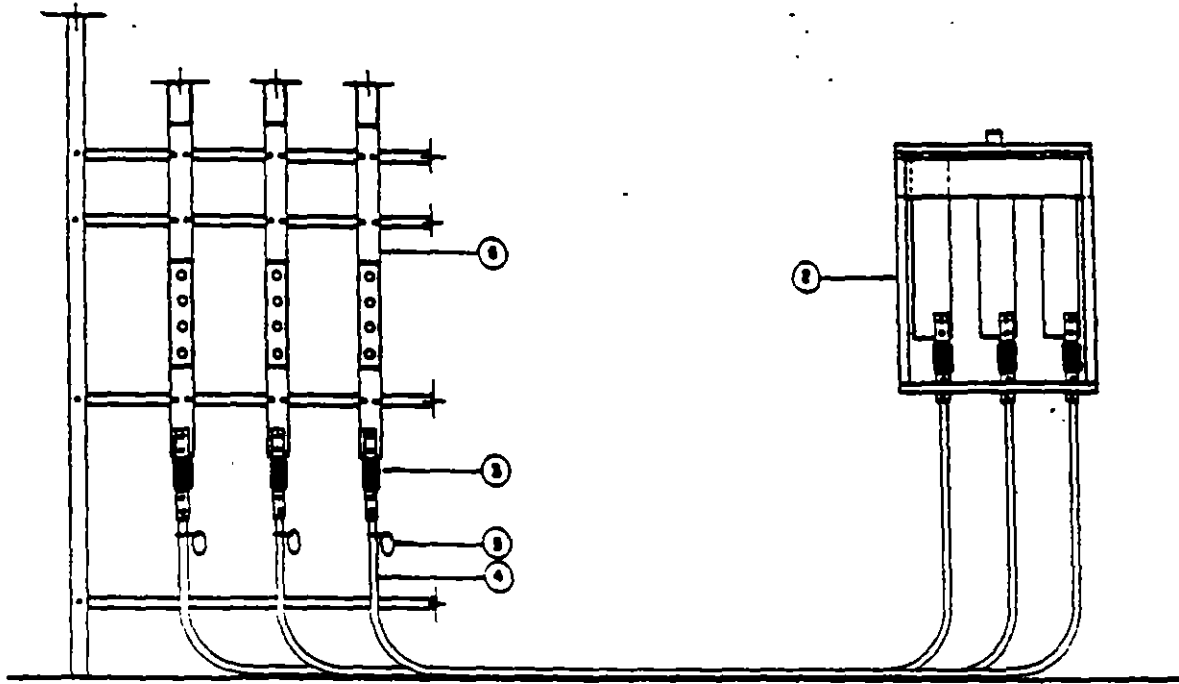
1 DE 2



LIMITADOR 400 BTC, 250 BTC

NORMAS LyF
MONTAJE
FIGURA 15

2 DE 2



MATERIAL

REFERENCIA	N O M B R E	NORMA LyF	UNIDAD	CANTIDAD
1	BUS MONOFASICO	—	PZA.	
2	BUS BLINDADO	2. 1880. {10 20	PZA.	
3	LIMITADOR 400 ó LIMITADOR 250	—	PZA.	
4	CABLE BTC 1x 400 ó CABLE BTC 1x 250	2. 0041	MTS.	
5	PLACA DE IDENTIFICACION DEL CABLE.	2. 0027	PZA.	
6	BUS TRIFASICO		PZA.	

APLICACION:

INSTALADOS EN CABLES BTC 1x400 Y 1x250 ENTRE EL BUS ABIERTO Y EL BUS BLINDADO EN SUBESTACIONES INTERIOR DE RED AUTOMATICA PROTEGE EL EQUIPO Y CABLES CONTRA CORTO CIRCUITOS SEVEROS.

CLAVE DEL NOMBRE:

LIMITADOR — FUSIBLE TIPO CONECTOR DE ALTA CAPACIDAD

400 BTC

250 BTC

CALIBRE Y TIPO DEL CABLE AL QUE VA CONECTADO

En la cual " 0.24 " es el equivalente mecánico o eléctrico del calor por el efecto Joule, " R " la resistencia del elemento fusible, " i " la corriente instantánea de falla que crece y tiende a alcanzar su valor máximo, y " t " el instante en que desea determinar la energía disipada. De acuerdo a lo anterior, " 0.24 R " es una constante para cada fusible y puede substituirse por " K " en la expresión anterior, quedando como:

$$H = K i t \text{ (Cal.)}$$

Es decir, la cantidad de energía disipada en calor (H), en un fusible depende del valor de la corriente que se desee limitar, y el tiempo comprendido desde el instante en que se produce la falla, hasta el instante en que termina el arqueo en el fusible.

En las redes automáticas, los limitadores de corriente se instalan en la red de BT, en los extremos de los cables cuya longitud sea mayor de 5 mts., de acuerdo a un criterio razonable que justifique su instalación. Por ejemplo, que el protector de red no esté acoplado al transformador y se encuentre ubicado fuera del local de la subestación. También cuando el protector de red y el bus cubierto o abierto están distantes y existe el riesgo de falla en los cables, etc. En las figuras se muestra el montaje de limitadores de corriente entre el bus cubierto y cable a proteger. También se muestra el montaje de limitadores de corriente entre el bus abierto de una subestación tipo interior y el bus blindado para el servicio.

En las redes radiales, los limitadores de corriente se usan para proteger al transformador por la red de MT.

En este caso, los fusibles limitadores se instalan en los gabinetes o bien en los interruptores CS 23.3.600 F200, y se determinan de acuerdo a la tensión primaria y capacidad en KVA del transformador. Obviamente los fusibles limitadores para BT y MT funcionan de acuerdo al mismo principio, pero su diseño y construcción les da una apariencia diferente.

La tabla siguiente, muestra los tipos de fusibles limitadores en 23 KV, de la marca Driesher y Wittjohann, S.A. para transformadores de distribución:

CAP. DEL TRANSF. (KVA)	CORR. NOM. DEL FUS. (Amp)	TIPO DEL FUS. LIM. DE CTE.	CAP. INT DEL FUS. (MVA).
45	6	DR 20/68	1600
75	6	DR 20/68	1600
112.5	6	DR 20/68	1600
150	10	DR 20/10S	1600
225	16	DR 20/16S	1600
300	16	DR 20/16S	1600
500	25	DR 20/25S	1600
750	40	DR 20/40S	1600
1000	63	DR 20/63S	1000
1500	100	DRVA 20/100S	1000
2000	125	DRVAL 20/125S	1000
2500	160	DRVAL 20/160S	1000
3000	160	DRVAL 20/160S	1000

Si no se cuenta con la tabla, o bien para otras marcas de fusibles limitadores y a otras tensiones, puede emplearse la siguiente expresión:

$$I = \frac{\text{KVA}}{\sqrt{3} \times \text{KV}}$$

Considerando que la corriente nominal del fusible debe estar entre 2 y 2.5 veces la corriente calculada. Por ejemplo, para los transformadores en 23 KV de 112.5 KVA, 750 KVA y 2500 KVA, se tiene que sus corrientes son:

$$I = \frac{112.5}{\sqrt{3} \times 23} = 2.82 \text{ Amp}$$

$$I = \frac{750}{\sqrt{3} \times 23} = 18.83 \text{ Amp}$$

$$I = \frac{2500}{\sqrt{3} \times 23} = 62.76 \text{ Amp}$$

para los cuales, según la tabla anterior, puede verse que los fusibles limitadores corresponden respectivamente 2.12, 2.12 y 2.5 veces la corriente calculada para cada transformador.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
Y PARA EDIFICIOS .**

MODULO I SISTEMAS DE DISTRIBUCION

TEMA CABLES SUBTERRANEOS

PONENTE: ING. DAVID BAUTISTA

- INDICE -

- ANTECEDENTES
- OBJETIVOS
- SISTEMAS DE POTENCIA
- ESTRUCTURAS NORMALIZADAS
- RED AUTOMATICA
- COSTOS REALES
- ESTADISTICAS DE OPERACION DE LAS REDES
- SISTEMA RED RADIAL DE 23 kV
- CENTROS DE GRANDES CONCENTRACIONES DE CARGA
- EQUIPOS Y MATERIALES EN REDES SUBTERRANEAS
- CONCLUSIONES

ANTECEDENTES

La alimentación de energía eléctrica por medio de Sistemas de Distribución Aéreas se torna impracticable en regiones donde la utilización del uso de suelo se realiza verticalmente, esto conlleva a la aparición de altas concentraciones de carga en estas zonas. Un sistema de distribución subterráneo será necesario no sólo por la densidad de carga, sino por las características mismas que exigen una alta continuidad. Sobre este último aspecto el sistema aéreo se vuelve inadecuado antes que los valores de densidad de carga sean críticos e impidan su expansión. A pesar de estos factores, generalmente las inversiones necesarias para implementar este tipo de sistemas de distribución tienden a posponerse, hasta el momento en el que las dificultades de las fallas, continuidad y capacidad se tornan inminentes y muy difíciles de solucionar.

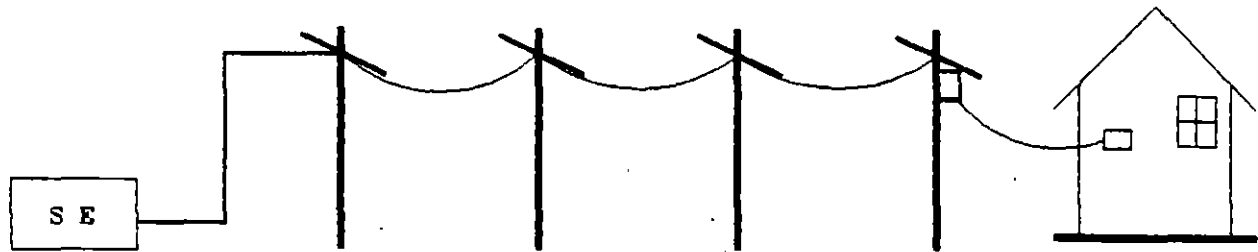
Con objeto que la situación antes mencionada no se presente, es necesario analizar el costo de las inversiones en función del tiempo.

Aceptando el principio que en determinadas circunstancias la conversión de un sistema aéreo a subterráneo se torna indispensable, siempre será conveniente que tan luego se presenten cambios en el tipo y cantidad de carga en la zona, se elabore un estudio que fundamente en el TIEMPO la evolución de las necesidades de carga de la zona, mismo que deberá basarse en la medida de lo posible, en datos lo más cercano a la realidad, como datos históricos de evolución de zonas urbanas existentes con las mismas características.

Dado que en algunos casos estos datos no se tienen, es conveniente establecer límites de saturación de la red aérea, con objeto de fijar fronteras más allá de las cuales las necesidades de desarrollar un sistema subterráneo se torne indispensable.

SISTEMAS DE DISTRIBUCION

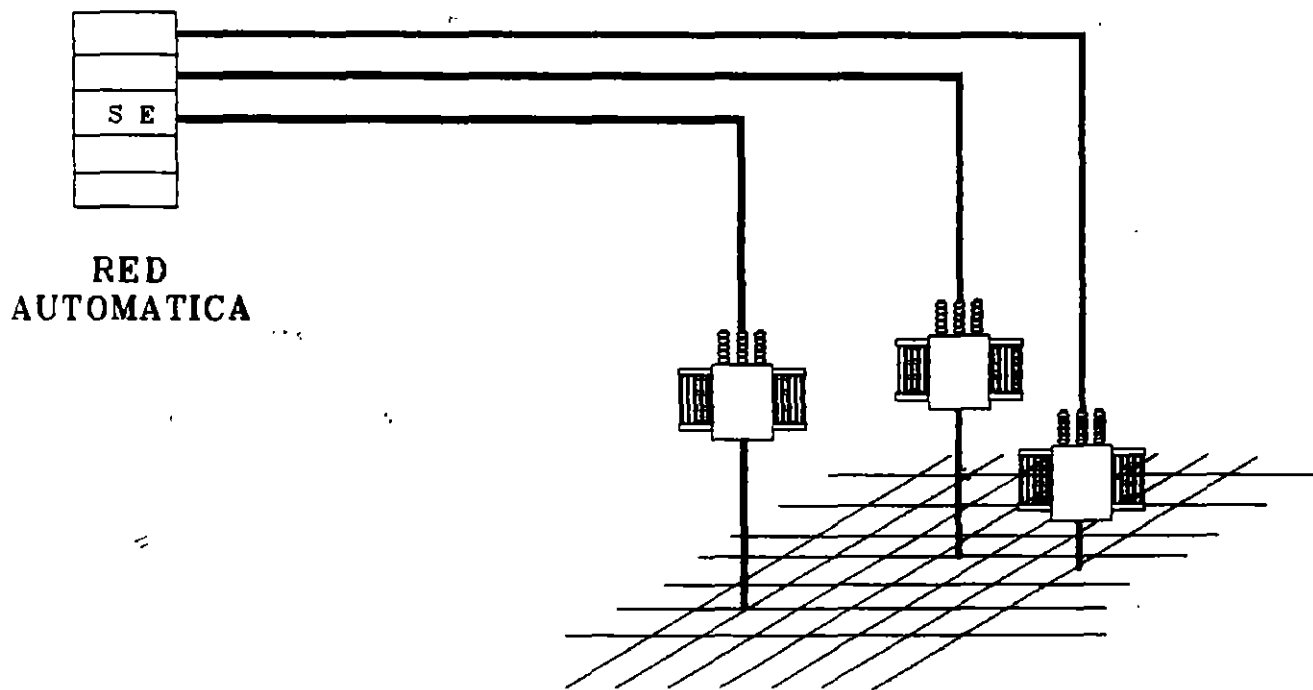
DESDE:



RADIAL

**NARVARTE
(habitacional)**

HASTA:



**RED
AUTOMATICA**

**ZONA ROSA
(comercial)**

OBJETIVOS

El presente, tiene como finalidad fundamental ordenar la información básica necesaria del sistema de distribución subterránea con objeto de:

- Diseñar nuevos sistemas de distribución subterráneos basados en criterios técnicos y económicos, los cuales deberán ser derivados de las características generales del mercado eléctrico de esta zona, de los costos y características de los materiales empleados en la construcción de este tipo de redes, en los costos y disponibilidad de la mano de obra de la empresa y si esto es factible en los costos de la energía eléctrica.**
- Facilitar, ordenar y racionalizar las políticas y directivas de mantenimiento y operación.**
- Formular un plan de inversiones de acuerdo a las realidades económicas.**
- La planeación y programación de obras y remodelación de las redes subterráneas existentes, con el objeto de mejorar su operación y sus costos de explotación.**

El crecimiento planeado de un sistema de distribución de energía eléctrica garantizará al usuario una calidad y continuidad del servicio acorde a sus necesidades y a la empresa una mejor utilización de sus recursos financieros, de equipo, materiales y de personal.

Estos conceptos se tornan aún más importantes cuando los sistemas son subterráneos no sólo debido a las inversiones cuantiosas que implican, MUCHO MAYORES que un sistema aéreo, sino al tiempo de ejecución de las mismas, especialmente las obras civiles que estas requieren.

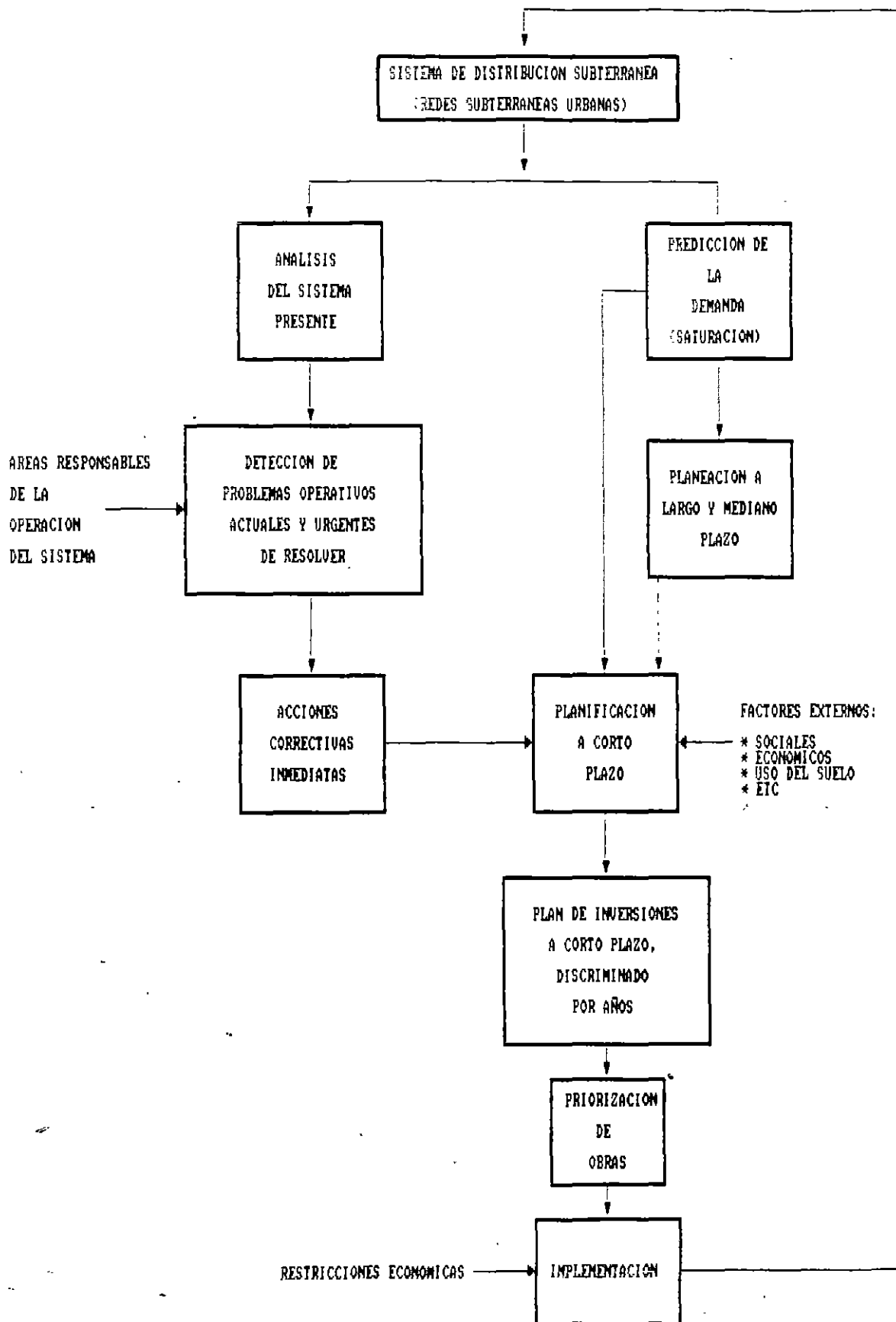
Sin embargo, gran número de empresas de energía eléctrica dedican gran parte de sus esfuerzos financieros y de ingeniería a los sistemas de generación y transmisión, esto nos lleva a pensar que en organizaciones de este tipo se debe realizar no una planeación sectorial, sino INTEGRAL.

Con esta idea de planeación será factible orientar un crecimiento armónico de los recursos, en función siempre de los objetivos globales de la empresa.

Tabla 1. Planeación y diseño de sistemas de distribución

CONSIDERACIONES GENERALES	DISEÑO DEL SISTEMA	DISEÑO DEL EQUIPO
<ul style="list-style-type: none"> *Normas nacionales y/o internacionales. *Seguridad del personal y equipo. *Simplicidad. *Condiciones climáticas. *Mantenimiento-política de piezas de repuesto. *Adiestramiento del personal. *Confiabilidad de los componentes. *Facilidades de la alimentación desde el sistema de potencia. *Optimización de costos. *Normas de construcción de la zona. Uso de suelo. *Niveles de contaminación. *Características sísmicas. 	<ul style="list-style-type: none"> *Automatización del sistema. *Tasas de crecimiento y características de la carga. *Selección de las estructuras de AT, MT y BT. *Localización óptima de las subestaciones de distribución. *Selección de la tensión de alimentación. *Análisis de cortocircuito. *Diseño de la protección; relevadores y fusibles. *Protección contra sobrevoltajes (descargas atmosféricas). *Diseño del sistema de tierras. *Corrección al factor de potencia. *Cálculo de pérdidas. 	<ul style="list-style-type: none"> *Diseño de las subestaciones de distribución, incluyendo interruptores, transformadores y edificios. *Selección y diseño de claves para líneas aéreas y sistemas subterráneos y optimización de calibre. *Equipo para supervisión de la carga y automatización del sistema para la operación en condiciones normales y anormales. *Niveles de aislamiento.

FLUJOGRAMA DE PLANEACION DEL SISTEMA SUBTERRANEO DE DISTRIBUCION



SISTEMAS DE POTENCIA

Como se mencionó anteriormente, la planeación integral de distribución implica la consideración del sistema de potencia o líneas y cables de subtransmisión que lo sostiene.

Debiéndose considerar y conocer, no solo las S.E.'s que lo alimentan sino la estructura que lo conforma; es decir, la localización, dimensionamiento, número de salidas o alimentadores y la interconexión entre las S.E.'s urbanas.

Sin duda la denominación de una subestación como transmisión o distribución es independiente de las tensiones involucradas, y está determinada por el fin a que se destinó.

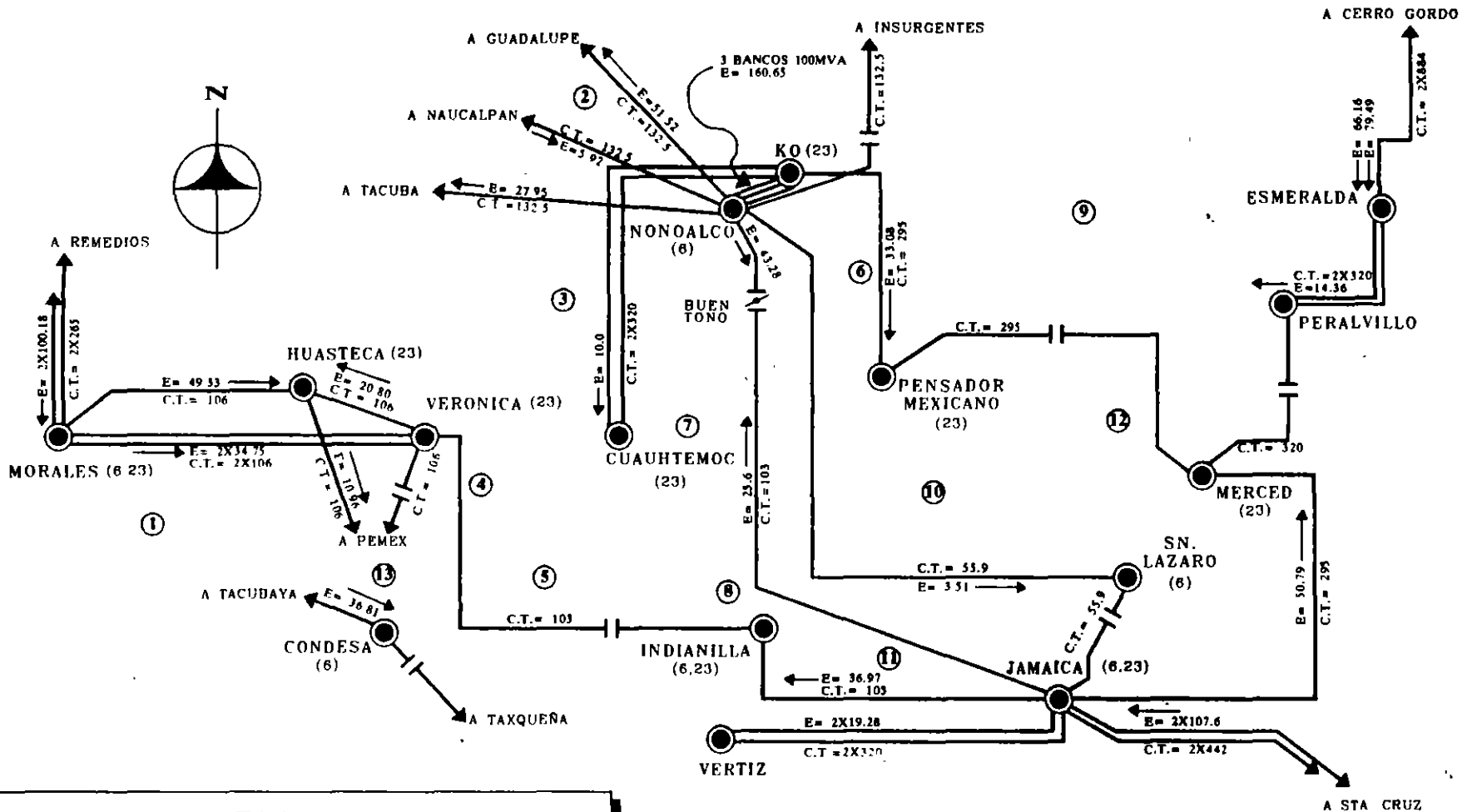
El objetivo a cumplir por una subestación es determinante en su ubicación física. Para esto, las subestaciones de transmisión están ubicadas alejadas de los centros urbanos, esto facilita, el acceso de líneas de alta tensión y la localización de terrenos lo suficientemente grandes para albergar en forma segura los delicados equipos para el manejo de alta tensión. Por otra parte las subestaciones de distribución deben construirse en función del crecimiento de la carga, es decir, deben estar ubicadas en los centros de carga de áreas urbanizadas para, de esta forma, asegurar la calidad y continuidad del servicio al usuario, dentro de los límites de alcance por los alimentadores de distribución primaria.

Es claro que por las características funcionales de cada subestación, no deben mezclarse en una instalación, equipos de transmisión y distribución. La utilización de este tipo de subestaciones debe limitarse exclusivamente a aquellos casos de claras justificaciones técnico económicas.

Las subestaciones de distribución son alimentadas desde las subestaciones de transmisión con líneas o cables de potencia a la tensión de 230 o 85 kV, es lógico suponer que esta tensión no debe considerarse como de transmisión ni distribución para esta condición intermedia, se desarrolla el concepto de subtransmisión.

A continuación se presentan los diagramas unifilares de cada una de las S.E.'s de distribución que suministran energía a la zona de cables subterráneos del área metropolitana y los cables o líneas de potencia que las alimentan, así como sus características en capacidad y factor de utilización de cada una de ellas.

FLUJOS DE POTENCIA AL ~~ESTADO~~ ^{AL} SISTEMA DE POTENCIA QUE ALIMENTA EL ~~ESTADO~~ ^{AL} CENTRO DE CABLES SUBTERRANEOS A FUTURO



REDES

- | | |
|---------------------------------------|----------------------------|
| ① FUTURA RAD. POLANCO 23KV | ⑧ RAD. INDIANILLA 23KV |
| ② FUTURA RAD. STA. MARIA 23KV | ⑨ FUTURA RAD. MORELOS 23KV |
| ③ FUTURA RAD. SAN RAFAEL 23KV | ⑩ AUTO CENTRAL 23KV |
| ④ FUTURA RAD. CUAUHEMOC 23KV | ⑪ AUTO JAMAICA 6KV |
| ⑤ AUTO VERONICA 23KV | ⑫ FUTURA RAD. MERCED 23KV |
| ⑥ FUTURA RAD. BUENAVISTA 23KV | ⑬ FUTURA RAD. ANZURES 23KV |
| ⑦ AUTO REFORMA 23KV, 6KV | |

SIMBOLOGIA

- | | |
|------------------------------|---------------------|
| — | C.S. 85KV |
| — | L.A. 85KV |
| — | C.S. 230KV |
| — | L.A. 230KV |
| C.T. = CAPACIDAD TERMICA MVA | |
| E = FLUJO EN MVA | |
| | NORMALMENTE ABIERTO |

REDES

ESTRUCTURAS

ESTRUCTURAS NORMALIZADAS

La selección de la tipología de una red subterránea es de suma importancia por la inversión inicial, operación y aún expansión de la red. Se han desarrollado diferentes estructuras a través de los años, mismas que se describen en forma resumida a continuación:

La estructura que se adopte tanto en mediana como baja tensión depende de los parámetros que intervengan en la planeación de la red, tales como:

Densidad

Tipo de cargas:

- Residencial.**
- Comercial.**
- Industrial.**
- Mixta.**

Localización geográfica de la carga.

Area de expansión.

Continuidad del servicio.

Un punto importante en la decisión tanto del tipo de construcción como de la estructura del sistema de distribución que se va a desarrollar depende considerablemente de la calidad del servicio que se desee, pudiéndose subdividir ésta en dos partes fundamentales.

✓ **Continuidad del servicio y**

Regulación de tensión.

ESTRUCTURAS

SIEMPRE EXISTE LA POSIBILIDAD DE HACER UNA GRAN CANTIDAD DE ARREGLOS, Y LOS PARAMETROS QUE INTERVIENEN EN LA SELECCION DEL TIPO DE ESTRUCTURA SON:

DENSIDAD

TIPO DE CARGA

COMERCIAL

RESIDENCIAL

INDUSTRIAL

LOCALIZACION GEOGRAFICA

AREA DE EXPANSION

CONTINUIDAD DEL

SERVICIO

La estructura del sistema tendrá una influencia decisiva en la continuidad del sistema y un impacto menor en la regulación de tensión.

En cuanto a su operación, hay sólo dos tipos fundamentales de redes de distribución:

Radial,

Paralelo (Automáticas).

Por definición, un sistema de operación radial es aquel en que el flujo de energía tiene una sola trayectoria de la fuente a la carga, de tal manera que una falla en ésta produce interrupción en el servicio.

Este sistema de servicio de energía eléctrica es el más antiguo y comúnmente usado en la distribución de energía eléctrica. debido a su bajo costo y sencillez, las redes de operación radial se seguirán usando, pero tratando también de mejorar sus características de operación para hacerlas más confiables.

En un sistema de operación en paralelo el flujo de energía se divide entre varios elementos, teniendo más de una trayectoria. La operación en paralelo se ha desarrollado en México en redes de baja tensión, teniendo estructura sencilla en la red primaria, donde las subestaciones están conectadas en simple derivación radial. La continuidad ésta asegurada en la baja tensión por medio de la operación en paralelo. las protecciones sólo existen en la salida de los alimentadores de red y a la salida de los transformadores de distribución. La eliminación de las fallas en los cables de la red de baja tensión se hace por autoextinción o bien con fusibles limitadores colocados en los extremos de los cables. En éste caso el nivel de continuidad desciende hasta las derivaciones a los servicios.

Cada una de estas redes tiene alguna variación y modificación; por tanto, es conveniente establecer una clasificación funcional de las diferentes estructuras, así como de sus combinaciones posibles.

ESTRUCTURAS

SIEMPRE EXISTE LA POSIBILIDAD DE HACER UNA GRAN CANTIDAD DE ARREGLOS, Y LOS PARAMETROS QUE INTERVIENEN EN LA SELECCION DEL TIPO DE ESTRUCTURA SON:

DENSIDAD

TIPO DE CARGA

**COMERCIAL
RESIDENCIAL
INDUSTRIAL**

LOCALIZACION GEOGRAFICA

AREA DE EXPANSION

**CONTINUIDAD DEL
SERVICIO**

En forma generalizada es posible enumerar las diferentes estructuras de mediana tensión que más se emplean en la actualidad en los sistemas de distribución como sigue:

Estructura radial: Aérea, mixta y subterránea.

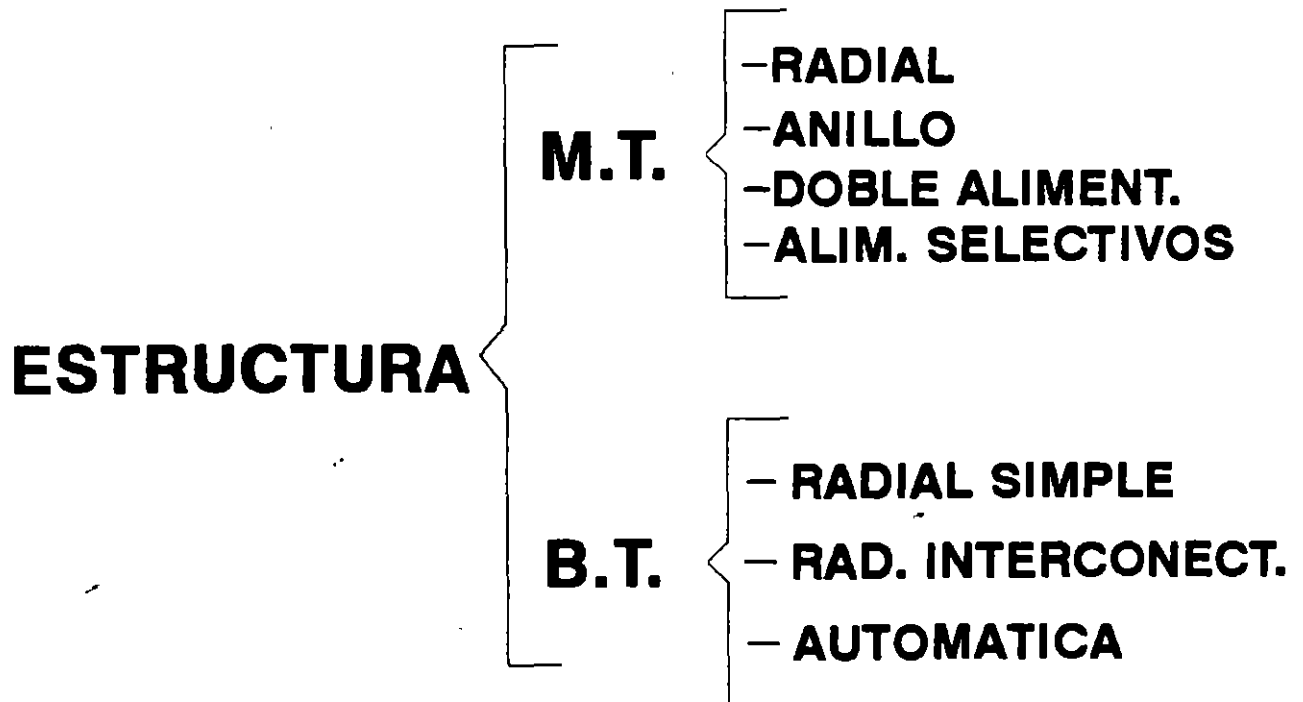
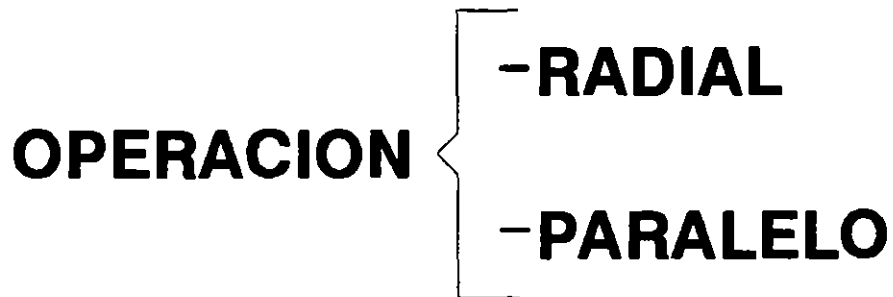
Estructura en anillos.

Estructura en mallas.

Estructura en doble derivación.

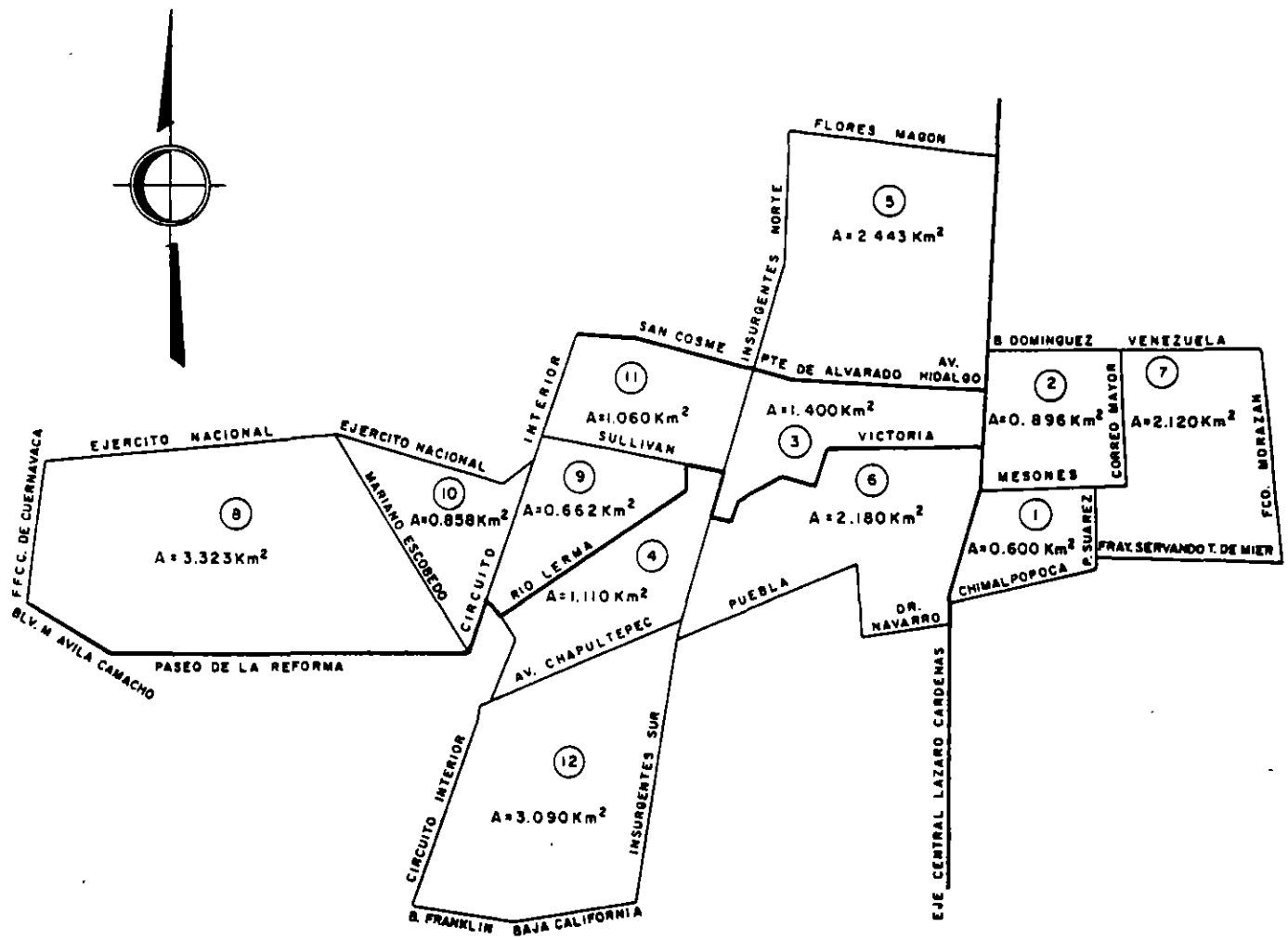
Estructura de alimentadores selectivos.

CLASIFICACION



SISTEMA SUBTERRANEO DE LA CIUDAD DE MEXICO

REDES EN OPERACION Y FUTURAS



A C T U A L

RED AUTOMATICA			RADIAL			ALIMENTADORES SELECTIVOS		
NOMBRE	KV	MVA/KM ²	NOMBRE	KV	MVA / KM ²	NOMBRE	KV	MVA/KM ²
1.- JAMAICA	6	66.17	5.- BUENAVISTA	23	16.28	8.- POLANCO	23	28.82
2.- CENTRAL	23	133.93	6.- INDIANILLA	23	24.07			
3.- REFORMA	23	58.04	7.- MERCED	23	15.21			
4.- VERONICA	23	93.50						
			FUTURAS					
			ALIMENTADORES SELECTIVOS					
			NOMBRE	KV	MVA / KM ²			
			9.- CUAUHEMOC	23	24.90			
			10.- ANZURES	23	23.40			
			11.- SAN RAFAEL	23	8.73			
			12.- CONDESA	23	4.11			

FIGURA 7

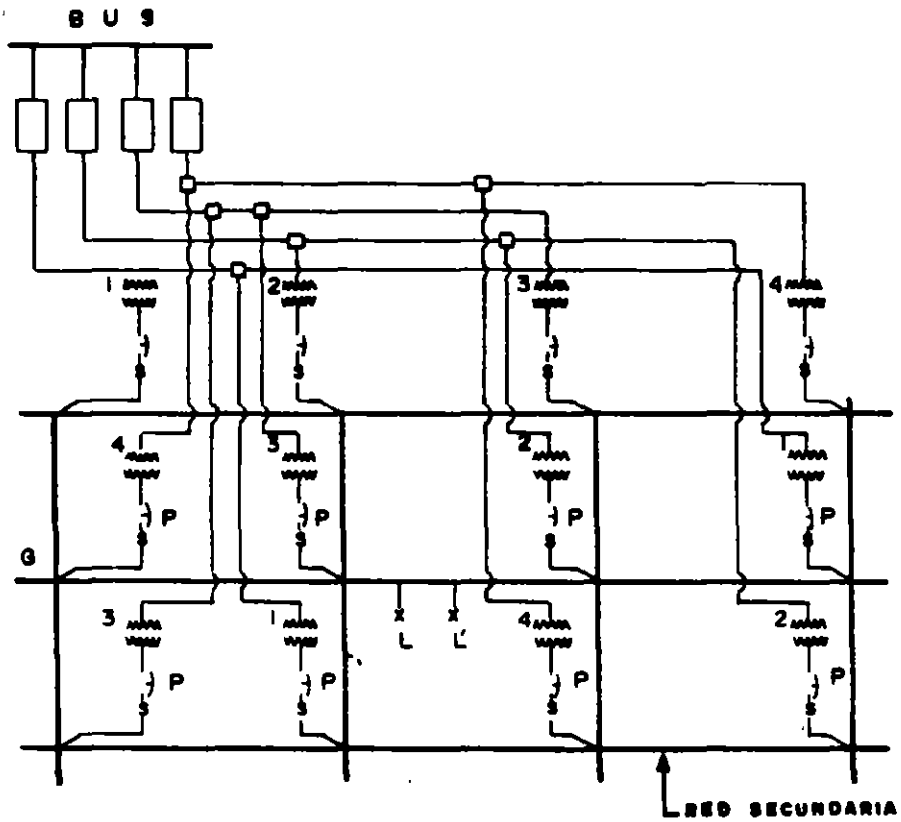


Figura 7 Red mallada de baja tensión

REDES AUTOMATICAS

El Sistema Subterráneo en la Ciudad de México esta constituido dentro de las colonias:

Centro, Morelos, Guerrero, Buenavista, Santa Ma. La Rivera, San Rafael, Tabacalera, Juárez, Cuauhtémoc, Anzures, Polanco, Doctores y Obrera.

El Sistema Subterráneo de la Ciudad de México esta formado por Redes Automáticas y Redes Radiales, siendo las redes Automáticas las siguientes:

**Red Automática Central
Red Automática Verónica
Red Automática Reforma
Red Automática Jamaica**

Estando las tres primeras alimentadas a una tensión de 23 kV., y la última a una tensión de 6 kV. Dentro del programa de expansión del Sistema Subterráneo se tiene en estudio el cambio de voltaje de la Red Automática Jamaica.

RED AUTOMATICA CENTRAL 23 kV.

El área que comprende es de 0.896 km²., siendo sus límites físicos las siguientes calles:

- Al Norte: Belsario Domínguez y República de Venezuela.**
- Al Este: Carmen y Correo Mayor.**
- Al Sur: Mesones.**
- Al Oeste: Eje Central Lázaro Cárdenas, (San Juan de Letran).**

La Red Automática Central es alimentada por la Subestación Pensador Mexicano, la cual forma parte del anillo de 230 kV. y cuenta con dos bancos de transformadores de 60 MVA cada uno. Dicha red esta constituida en Mediana Tensión por seis alimentadores de 23 kV., los cuales se identifican por la siguiente nomenclatura:

Red 51, Red 52, Red 53, Red 54, Red 55 y Red 56

Cada uno de estos alimentadores tiene una carga instalada de:

Alimentador	Carga Instalada
Red 51	20,000 kVA.
Red 52	21,000 kVA.
Red 53	21,250 kVA.
Red 54	21,250 kVA.
Red 55	19,750 kVA.
Red 56	17,750 kVA.

La densidad de carga de la red es de 135.882 MVA/km².

La estructura en Mediana Tensión de esta red es del tipo radial "Simple" con subestaciones de distribución radiales, cuyas capacidades son de 500 y 750 kVA., este tipo de subestaciones se seccionan por medio de Interruptores, los cuales pueden operar con carga, o por medio de cajas y seccionadores, los cuales operan sin carga, con esto se abre el ramal sin tener necesidades de seccionar el troncal, manteniendo una continuidad de servicio.

En 1966 se inició el cambio de voltaje de 6 a 23 kV y se terminó en 1972, se alimenta de uno de los 3 bancos de 230/23 kV. de 60 MVA c/u. de la S.E. Pensador Mexicano.

SISTEMA SUBTERRANEO DE LA CIUDAD DE MEXICO

REDES EN OPERACION Y FUTURAS

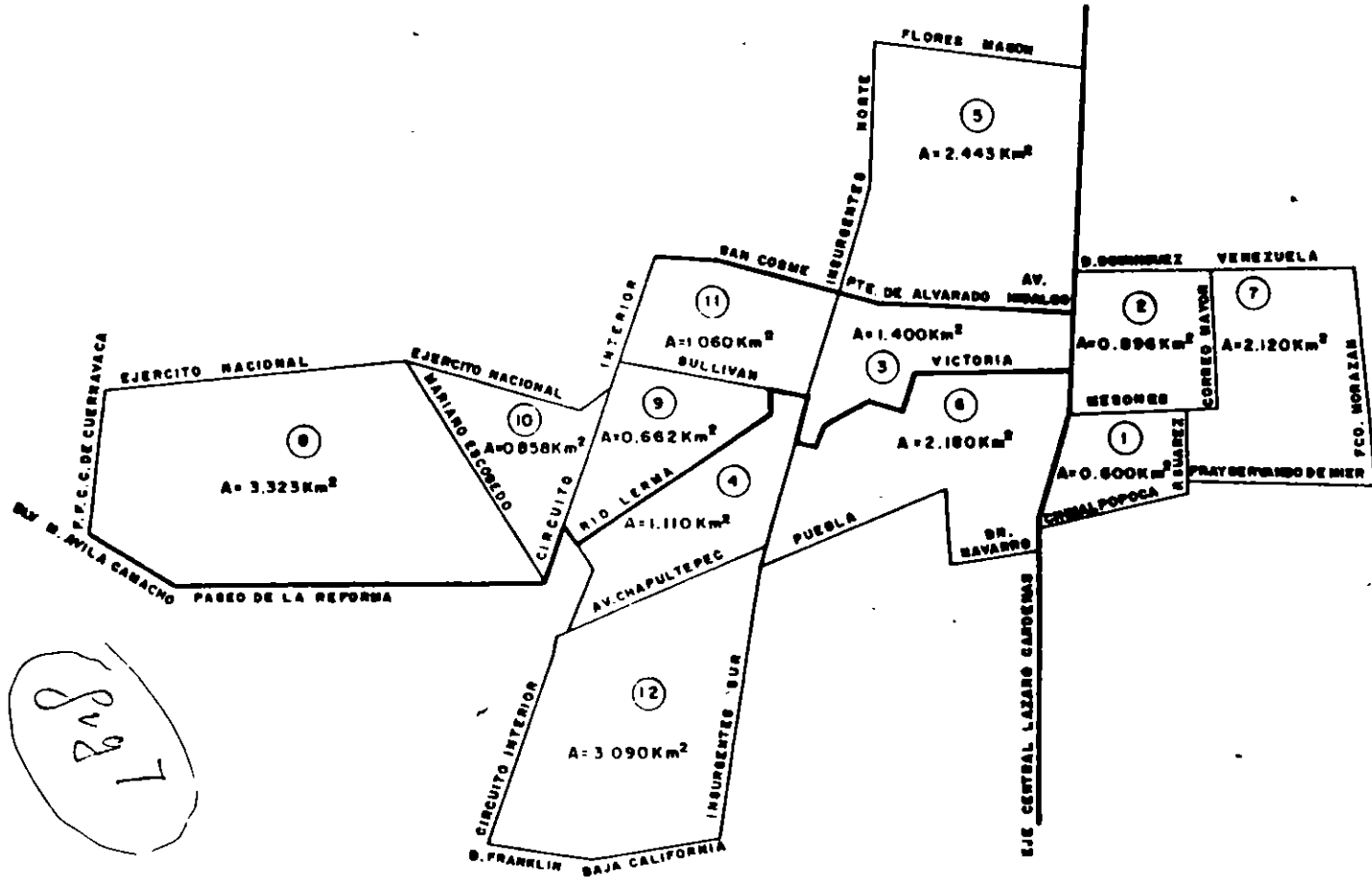


Figura 1

Fig. 1

A C T U A L

FUTURAS

RED AUTOMATICA			RADIAL			ALIMENTADORES SELECTIVOS			ALIMENTADORES SELECTIVOS		
NOMBRE	KV	MVA / KM²	NOMBRE	KV	MVA / KM²	NOMBRE	KV	MVA / KM²	NOMBRE	KV	MVA / KM²
1: JAMAICA	6	66.17	5: BUENAVISTA	23	16.28	8: POLANCO	23	28.82	9: CUAMTEMOC	23	24.90
2: CENTRAL	23	133.93	6: INDIANILLA	23	24.07				10: ANZURES	23	23.40
3: REFORMA	23	88.04	7: MERCED	23	15.21				11: SAN RAFAEL	23	8.73
4: VERONICA	23	93.50							12: CONDESA	23	4.11

COSTOS REALES

Es fundamental en la planeación de cualquier sistema de distribución conocer los costos reales de las estructuras en operación existentes, los cuales servirán de base para realizar estudios técnicos económicos en futuros desarrollos. Para tal efecto se realiza un levantamiento en campo de las estructuras subterráneas en operación y en zona de estructuras aéreas, las cuales servirán como costos comparativos reales.

A continuación se resumen las tablas y gráficas de estos costos.

REDES URBANAS INVERSION (N\$/MVA)

RED	TIPO	TENSION	N\$ / KM ²	MVA / KM ²	N\$ / MVA
AUTOMATICA	SUBTERRANEA	M.T.	134,297,168	142	1,167,217
		B.T.	31,447,648		
		TOTAL	165,744,816		
RADIAL SELECTIVA	SUBTERRANEA	M.T.	76,327,836	75.8	1,368,623
		B.T.	27,413,804		
		TOTAL	103,741,640		
RADIAL INDUSTRIAL	AEREA	M.T.	2,693,888	33.4	117,418
		B.T.	1,227,882		
		TOTAL	3,921,770		
RADIAL HABITAC.	AEREA	M.T.	2,233,488	18.32	304,222
		B.T.	3,349,866		
		TOTAL	5,583,354		

ESTUDIOS DE REDES SUBT.
NOV-94

ESTADISTICAS DE OPERACION DE LAS REDES

Para la evaluación de las características de confiabilidad de los Sistemas de Distribución Subterráneos es necesario considerar que las condiciones de operación e instalación de los equipos y materiales son totalmente diferentes a los Sistemas Aéreos. La construcción, manufactura y aún su protección es diferente, estando sujetos en la mayoría de los casos a fallas sostenidas. En forma general es aceptado que el número de interrupciones por consumidor en estos sistemas es menor entre (1/5 y 1/7) a los valores que se observan en redes aéreas; sin embargo, dadas sus condiciones de operación, los tiempos de reparación son mayores a los de un sistema aéreo entre 2.5 a 3 veces normalmente. Es por tanto, indispensable tener presente en la planeación de un Sistema Subterráneo que el diseño, estructura y proyecto debe hacer **ÉNFAISIS EN DISMINUIR** los tiempos de reparación y no tanto el número de interrupciones por consumidor.

Los esquemas empleados en la actualidad en Luz y Fuerza en Sistemas Subterráneos se pueden englobar como sigue:

- Radiales alimentados desde línea aérea.
- En anillo alimentado desde línea aérea.
- Totalmente subterráneos.

Es necesario analizar la operación y coordinación de las protecciones de cada una de ellas para obtener buenos resultados en cuanto a continuidad.

En el primer caso se recomienda proteger cada uno de los equipos individuales y coordinar perfectamente la operación de los dispositivos de protección (fusibles o interruptores).

Es importante tomar en cuenta la energía (I^2t) que se presenta en caso de falla en transformadores tipo pedestal o sumergibles debiéndose en este caso escoger un fusible tipo limitador para lograr una buena coordinación. En el caso de estructuras en anillo, una operación manual de los

seccionadores no mejora el número de interrupciones por consumidor, pero sí contribuye sensiblemente en la reducción de los tiempos de reparación, ya que los consumidores afectados en caso de falla pueden ser restablecidos en tiempos más cortos; en caso de consumidores importantes es recomendable tener la posibilidad de interconexión en baja tensión, ya que debido a una falla en un transformador dejará fuera de servicio a todos los consumidores conectados a éste, y el tiempo de reemplazo del transformador de este tipo es considerable. En esta estructura es recomendable, asimismo, emplear fusibles de potencia en ambas acometidas, ya que las corrientes de carga pico y de energización son grandes cuando el anillo está operando desde uno de los extremos.

El empleo de restauradores en los dos casos anteriores, es decir, cuando la red es alimentada desde una línea aérea, hace inútil su uso debido a la naturaleza permanente de la falla; sin embargo, dependiendo de las condiciones de operación de la red aérea o el tipo de consumidores es recomendable el empleo de seccionadores.

Cuando la red es construida totalmente subterránea desde la subestación, las estructuras que se emplean son radiales.

Los interruptores empleados para la protección de estas redes no efectúan recierres debido al tipo permanente de las fallas que se presentan; dado que el tiempo de restauración en estos sistemas es el parámetro más importante que se debe considerar, se han desarrollado en la última década dispositivos de protección de transferencia automática de carga que censan la presencia o ausencia de potencial y que permiten reducir considerablemente el tiempo de interrupción.

El análisis de confiabilidad en este tipo de sistemas lleva implícito un costo inherente por lo que las técnicas desarrolladas para su cálculo se tornan muy importantes, ya que éste involucra tanto al número de interrupciones por consumidor y los tiempos de reparación como su costo asociado.

Al diseñar un sistema eléctrico de distribución subterránea se pretende proporcionar al consumidor un suministro de energía eléctrica tan libre como sea posible de interrupciones. El índice de continuidad que se trata de obtener se basa frecuentemente en la experiencia y en razones subjetivas. Cada medida adoptada para aumentar la confiabilidad del sistema origina

mayores costos, por lo que es importante determinar qué tanto se está dispuesto a invertir para obtener un índice de confiabilidad determinado.

Existen métodos cuantitativos en la actualidad que permiten analizar las diferentes estructuras en operación o futuras como el FACTOR DE CONVENIENCIA que involucra tanto la confiabilidad como el costo de las diferentes alternativas de suministro.

La planeación de un sistema de distribución subterráneo como el de Luz y Fuerza exige un estudio detallado de la confiabilidad del mismo en sus condiciones de operación actuales y futuras. Por lo anterior y como primer paso es necesario la adquisición de datos reales de operación de las redes, a continuación se resumen en tablas estas condiciones, mismas que servirán de base para su desarrollo.

ANALISIS PREVIO DE OPERACION

Dentro del método de planeación establecido a continuación se enlista una serie de observaciones y acciones a seguir en forma inmediata :

- **La instalación de indicadores falla en todas las redes.**
- **La instalación de fusibles limitadores de corriente en B.T. y realizar un estudio detallado de otras capacidades y puntos a proteger.**
- **Revisar en todas las redes automáticas el mínimo de nodos de interconexión con objeto de mantener los niveles de corto-circuito adecuados para su funcionamiento.**
- **La instalación de interruptores sumergibles en todas las redes.**
- **Hacer un estudio de las troncales de mediana tensión de las redes automáticas para recuperar la estructura anular, con lo que se mejoraría sustancialmente su operación.**

- **Proponer alternativas para proteger algunas S.E. tipo interior contra incendio en instalaciones importantes y riesgosas.**
- **Pedir pruebas de regreso en la baja tensión de todas las redes.**
- **La instalación de transformadores con líquido no inflamable en sustitución de equipo interior o Askarel.**

ARREGLO TÍPICO DEL SISTEMA RADIAL DE 23 kV.

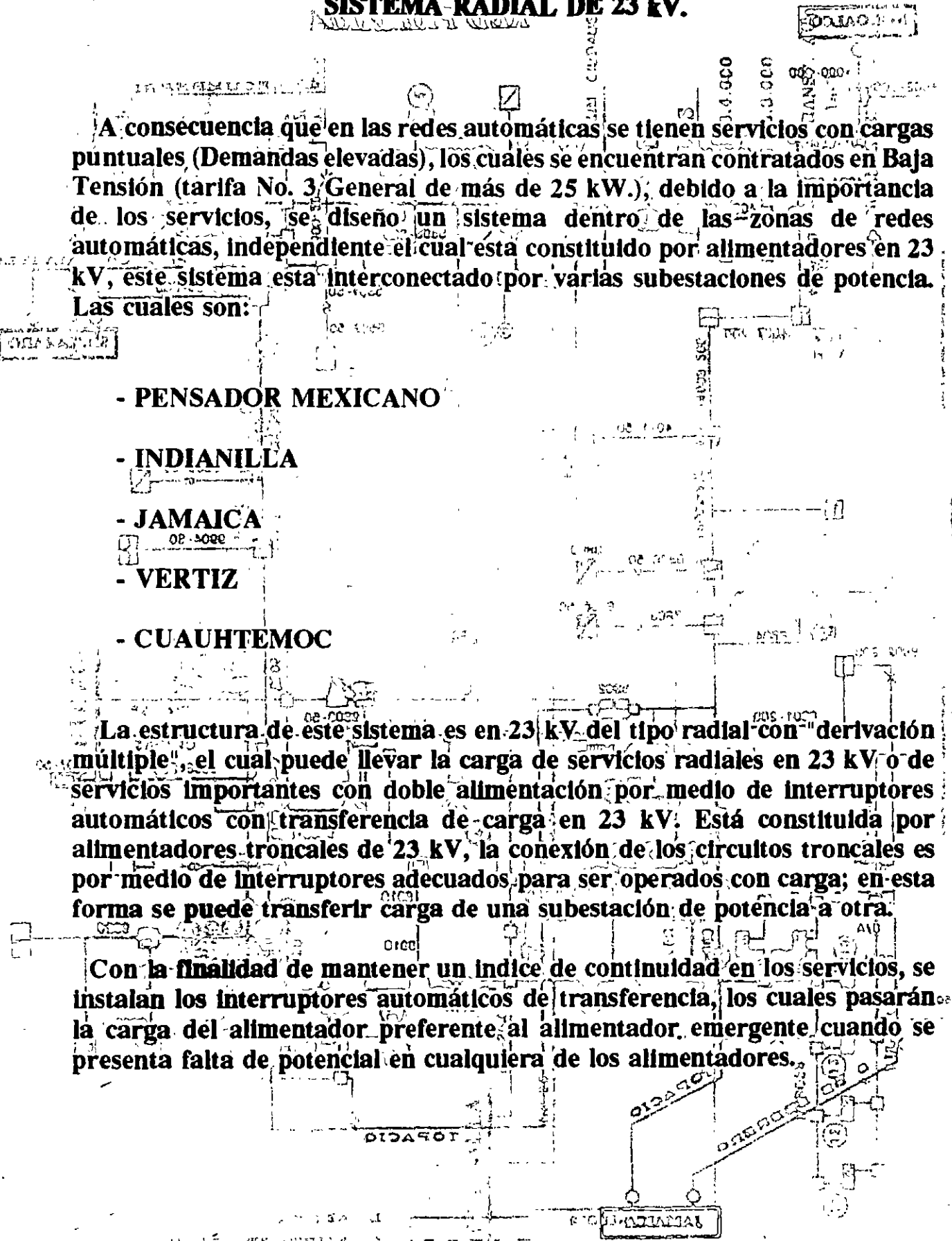
A consecuencia que en las redes automáticas se tienen servicios con cargas puntuales (Demandas elevadas), los cuales se encuentran contratados en Baja Tensión (tarifa No. 3 General de más de 25 kW.), debido a la importancia de los servicios, se diseñó un sistema dentro de las zonas de redes automáticas, independiente el cual está constituido por alimentadores en 23 kV, este sistema está interconectado por varias subestaciones de potencia.

Las cuales son:

- PENSADOR MEXICANO
- INDIANILLA
- JAMAICA
- VERTIZ
- CUAUHEMOC

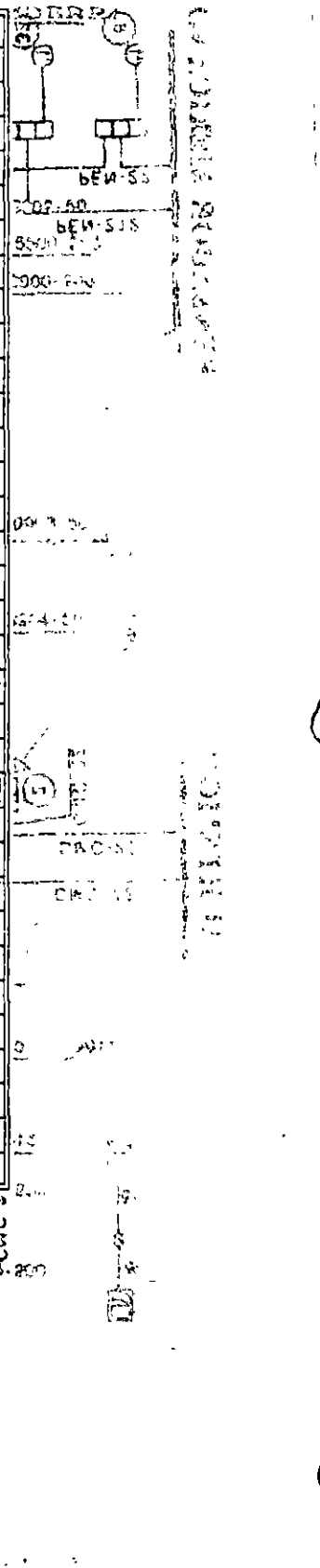
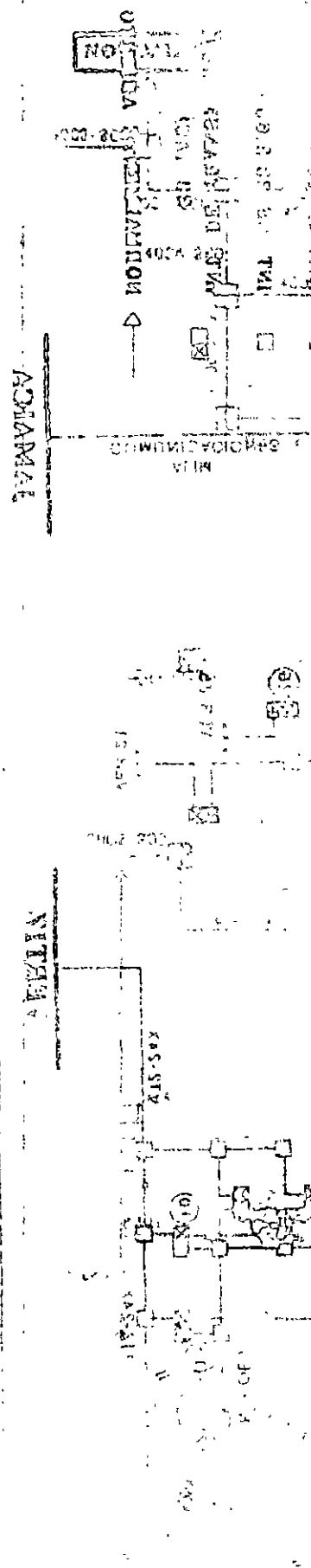
La estructura de este sistema es en 23 kV del tipo radial con "derivación múltiple", el cual puede llevar la carga de servicios radiales en 23 kV o de servicios importantes con doble alimentación por medio de interruptores automáticos con transferencia de carga en 23 kV. Está constituida por alimentadores troncales de 23 kV, la conexión de los circuitos troncales es por medio de interruptores adecuados para ser operados con carga; en esta forma se puede transferir carga de una subestación de potencia a otra.

Con la finalidad de mantener un índice de continuidad en los servicios, se instalan los interruptores automáticos de transferencia, los cuales pasarán la carga del alimentador preferente al alimentador emergente cuando se presenta falta de potencial en cualquiera de los alimentadores.



SISTEMA RADIAL DE 23 KV

1	BANCO MEXICANO	(3)	
2	BEAR, S.A.		
3	BOLSA MEXICANA DE VALORES		
4	CABLEVISION		
5	COMPAÑIA PERIODISTICA NACIONAL		
6	EDIT. DE PERIODICOS LA PRENSA		
7	EL UNIVERSAL		
8	EXCELSIOR COMPAÑIA EDITORIAL		
9	COMPLEJO HIDALGO		
10	HOSPITAL DE CARDIOLOGIA		
11	HOSPITAL DE ESPECIALIDADES		
12	HOSPITAL DE ONCOLOGIA		
13	HOSPITAL DE PEDIATRIA		
14	UNIDAD DE CONGRESOS		
15	HOSPITAL GENERAL		
16	HOSPITAL INFANTIL		
17	HOTEL CROWN PLAZA		
18	HOTEL FOUR SEASON		
19	HOTEL Ma. ISABEL SHERATON		
20	HOTEL WESTIN GALERIAS PLAZA		
21	SEP PALACIO DE BELLAS ARTES		
22	LA JORNADA		
23	LIBRO DE TEXTO GRATUITO		
24	NOVEDADES EDITORES		
25	SEC. DE COMUNIC. Y TRANSPORTES		
26	SECRETARIA DE GOBERNACION		
27	TELEvisa		
28	TELEvisa		
29	TELEvisa		
30	INMOBILIARIA EL CABALLITO (BANAMEX)		
31	CASA DE BOLSA BANCOMER		
32	FIDEICOMISO CULTURAL FRANZ MEYER		
33	EXCELSIOR		
34	LA PRENSA		



CENTROS DE GRAN CONCENTRACION DE CARGA

Anteriormente en las grandes ciudades de México, sus necesidades de energía eléctrica se tenían en el primer cuadro trayendo como consecuencia la instalación de sistemas subterráneos radiales, automáticas, de alimentadores selectivos.

A consecuencia de las grandes inversiones que se están realizando en el país, y a la creación de grandes centros de gran concentración de carga, se han realizado proyectos para suministrar energía eléctrica con alto grado de confiabilidad, dotandolo de estructuras subterráneas.

CONJUNTO INTERLOMAS

Este conjunto se ubica en el Estado de México y sus límites físicos son:

- Al Norte por el fraccionamiento Lomas de la Herradura.
- Al Este por el fraccionamiento Lomas de Tecamachalco.
- Al Sur por el fraccionamiento Villa de las Lomas.
- Al Oeste por la autopista Cuajimalpa-Naucalpan.

La carga instalada de este conjunto será de 85.354 MVA.

El Conjunto Interlomas estará alimentado por la subestación Tecamachalco, la cual forma parte del anillo de 230 kV, y contará con dos bancos de transformadores de 60 MVA cada uno. Dicho conjunto estará constituido en mediana tensión por doce alimentadores de 23 kV.

La estructura en mediana tensión de este conjunto será del tipo radial en "anillo abierto" con subestaciones de distribución en seccionamiento, cuyas capacidades son de 112.5, 225, 300, 500 y 750 kVA, conforme a las necesidades de los usuarios, y se tendrán subestaciones particulares para los servicios medidos en mediana tensión. Las subestaciones estarán alimentadas por circuitos de enlace. Estos circuitos entrarán y saldrán de las subestaciones o de los gabinetes de seccionamiento quedando conectados en cualquiera de sus extremos, a circuitos de mayor sección que serán las

subtroncales. Estas subtroncales estarán alimentadas por circuitos troncales provenientes de la subestación de potencia. La conexión de los circuitos troncales con los subtroncales, será por medio de interruptores adecuados para que puedan operarse con carga, asegurando con esto una continuidad en el suministro de energía.

CENTRO CORPORATIVO BOSQUES

Este conjunto se ubica en el Estado de México y sus límites físicos son:

- Al Noreste por Bosques de los Allsos.
- Al Sureste por Bosques de Piñoneros.
- Al Noroeste por Paseo de los Tamarindos.

La carga instalada de este conjunto será de 30.260 MVA, con una demanda de 18.483 MVA.

El centro corporativo Bosques estará alimentado por la subestación de potencia Contadero, la cual forma parte del anillo de 230 kV, y contará con dos bancos con dos bancos de transformadores de 60 MVA cada uno.

Dicho corporativo estará constituido en mediana tensión por cuatro alimentadores de 23 kV.

La estructura en mediana tensión será del tipo radial en "anillo abierto" con subestaciones de distribución radiales, cuyas capacidades son de 500 750 kVA, conforme a las necesidades de los usuarios, y se tendrán subestaciones particulares para los servicios medidos en mediana tensión; dichas subestaciones contarán con gabinetes de seccionamiento. Los circuitos troncales entrarán y saldrán de los gabinetes de seccionamiento, quedando conectado en cualquiera de sus extremos a otro troncal, o seccionados por medio de interruptores adecuados para operarse con carga, manteniendo con esto una continuidad en el suministro de energía.

CONJUNTO SANTA FE

Este conjunto esta ubicado en el Estado de México y sus límites físicos son:

- Al Noroeste por la autopista de cuota México-Toluca.**
- Al Noreste por Pueblo Nuevo.**
- Al Sureste por el pueblo de Santa Fé.**
- Al Suroeste por el pueblo de Cuajimalpa.**

La densidad de carga calculada para este conjunto será de 78.843 MVA.

El conjunto Santa Fé estará alimentado por la subestación de potencia Contadero, la cual forma parte del anillo de 230 kV, y contará con dos banco de transformadores de 60 MVA cada uno. Dicho centro estará constituido en mediana tensión por ocho alimentadores de 23 kV.

La estructura en mediana tensión será de operación radial con subestaciones de distribución en seccionamiento, cuyas capacidades son de 112.5, 225, 300, 500 y 750 kVA, conforme a las necesidades de los usuarios, y se tendrán subestaciones particulares para los servicios medidos en mediana tensión, Las subestaciones que integran el conjunto estarán alimentadas por circuitos de enlace. Estos circuitos entraran y saldrán de las subestaciones o de los gabinetes de seccionamiento quedando conectados a cualquiera de sus extremos, a circuitos de mayor sección que serán las subtroncales. Estas subtroncales estarán alimentadas por circuitos troncales provenientes de la subestación de potencia. La conexión de los circuitos troncales con los subtroncales, será por medio de interruptores adecuados para que puedan operarse con carga, asegurando con esto una continuidad en el suministro de energía.

CONJUNTO WORLD TRADE CENTER

El área que comprende este conjunto está limitado físicamente por las calles de:

- Al Norte por Montecitos.
- Al Este por Av. de los Insurgentes.
- Al Sur por Filadelfia.
- Al Oeste por Dakota.

La carga instalada de este conjunto será de 28.900 MVA.

El conjunto WTC estará alimentado por las siguientes subestaciones de potencia:

VERTIZ

COYOACAN

TACUBAYA

CONDESA

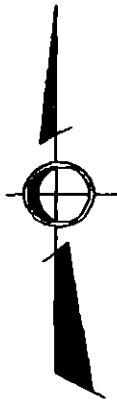
Los alimentadores correspondientes a este sistema de distribución serán:

S.E. DE POTENCIA	ALIMENTADOR DE 23 kV
VERTIZ	VER 22 VER 25

COYOACAN	S/NOMENCLATURA
TACUBAYA	S/NOMENCLATURA
CONDESA	S/NOMENCLATURA

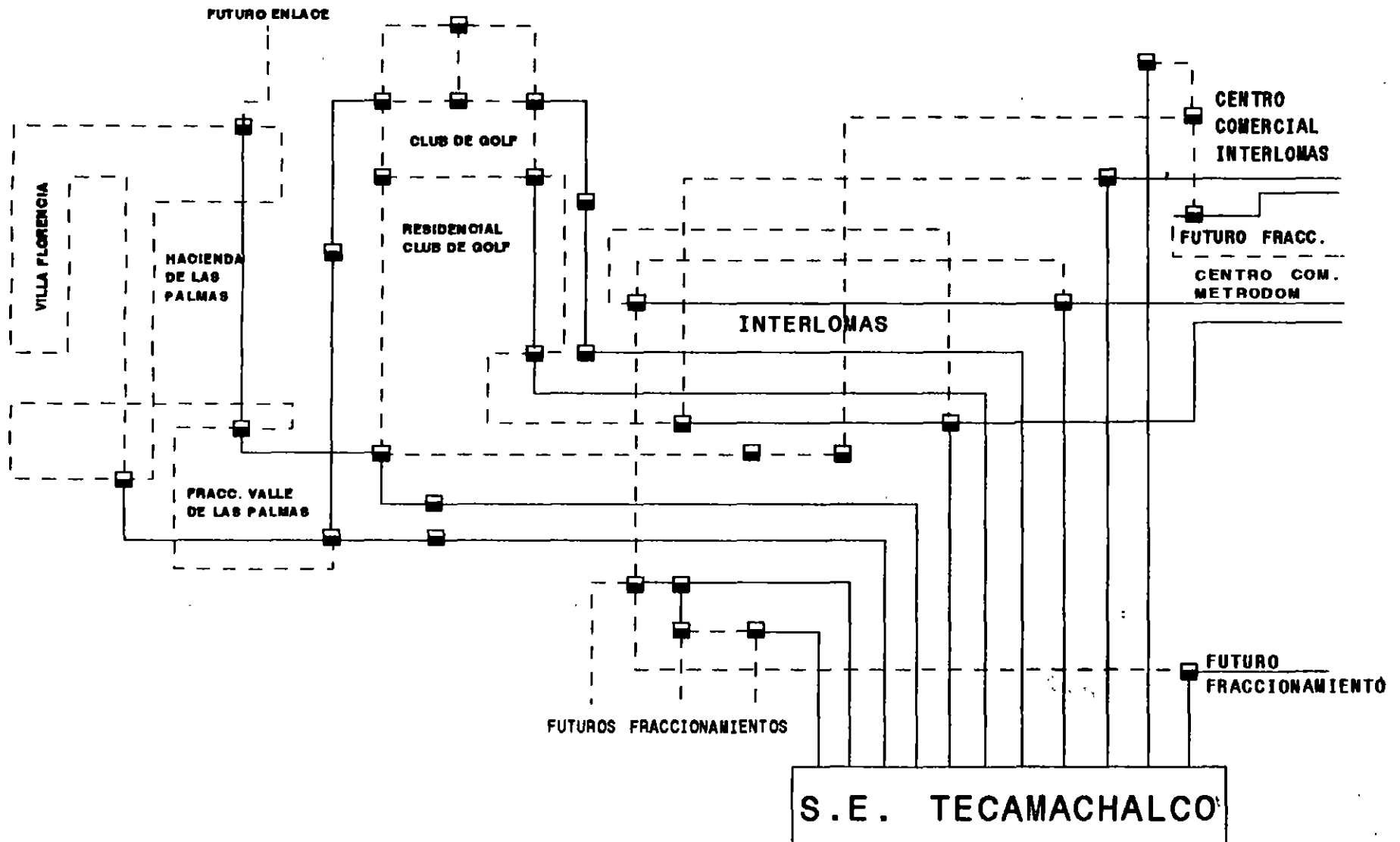
En estos momentos se esta alimentando al conjunto por los alimentadores VER 22 y VER 25.

La estructura en mediana tensión será del tipo radial de "derivación múltiple", donde los alimentadores de 23 kV llegarán a interruptores automáticos de transferencia de carga. De dichos interruptores los alimentadores de 23 kV que van a los servicios constituirán una red radial en "anillo abierto", la cual estará constituida por gabinetes de seccionamiento. Esta estructura tendrá transformadores de 500 y 750 kVA conforme a las necesidades de los usuarios, y se tendrán subestaciones particulares para los servicios medidos en mediana tensión. Dentro de esta estructura se tendrá alimentación a la torre la cual tendrá una carga instalada de 6.400 MVA, la estructura de la torre será del tipo radial en "anillo abierto vertical", la cual contendrá subestaciones de distribución en varios pisos de la torre, las capacidades de estas subestaciones serán de 300 y 500 kVA. Las subestaciones que integrarán la torre estarán alimentadas por dos circuitos radiales. Dichos circuitos entrarán y saldrán de las subestaciones quedando conectados en cualquiera de sus extremos, manteniendo con esto una continuidad del suministro del servicio.



**TRAYECTORIA DE ALIMENTADORES
PARA EL SERVICIO DEL WTC
(1a ETAPA)**

DIAGRAMA UNIFILAR DE ZONA DE INFLUENCIA DE LA SUBESTACIÓN TECAMACHALCO



EQUIPOS Y MATERIALES EN REDES SUBTERRANEAS

El sistema subterráneo tiene una gran variedad de equipos y elementos constitutivos, de los cuales a continuación se enlistarán y se describirán, algunos de ellos.

- Acometidas**
- Aislantes y auxiliares**
- Bóvedas**
- Buses**
- Cables**
- Cajas**
- Canalizaciones**
- Fusibles**
- Gabinetes**
- Interruptores**
- Subestación bóveda**
- Subestación DRS y DCS**
- Terminales**
- Uniones**

Los cuales por sus características de construcción hacen mas confiable al mismo sistema.

CONCLUSIONES

Las áreas que atienden los sistemas subterráneos de la ciudad de México, presenta características muy especiales y de una gran complejidad que la diferencian de otras zonas de la República, con un universo muy heterogéneo de consumidores a los cuales se tiene la responsabilidad de servir adecuadamente.

Se con usuarios que cubren una amplia gama, desde la gran industria que demanda importantes cantidades de energía, hasta la industria con tecnología de punta, que exige un servicio de alta calidad; igualmente en esta zona se atiende a grandes complejos comerciales, a las instalaciones sedes de los poderes federales, legislativo, ejecutivo y judicial a sí como los gobiernos estatales. Asimismo, se atiende desde el gran consumidor doméstico con demandas importantes por el uso de aparatos electrodoméstico sofisticados, hasta una gran cantidad de usuarios que desean incorporarse a los beneficios del servicio del sistema subterráneo.

En general los problemas actuales en el sistema de redes subterráneas son continuidad, obsolescencia y costos.

Por lo que es necesario continuar incrementando los estudios técnico-económicos, tanto del diseño de los sistemas como en la fabricación de los diferentes elementos constitutivos del sistema subterráneo.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS

MOD. I SISTEMAS DE DISTRIBUCION

TEMA: RETOS DE LA INGENIERIA ELECTRICA
EN LOS INICIOS DEL SIGLO XXI

ING. KENNETH S. SMITH J.

RETOS DE LA INGENIERIA ELECTRICA EN LOS INICIOS DEL SIGLO XXI.

ING. KENNETH S. SMITH J.

INTRODUCCION

ANTES DE ENTRAR DE LLENO AL TEMA QUE NOS OCUPA, PERMITANME COMPARTIR CON USTEDES UNA REFLEXION SOBRE EL PAPEL O ROL DEL INGENIERO EN SUS DIFERENTES AMBITOS DE ACCION NO SOLO EN MEXICO, SINO EN EL MUNDO ENTERO.

"LA CALIDAD NUNCA OCURRE POR ERROR, SIEMPRE ES EL RESULTADO DE UN ESFUERZO INTELIGENTE".

ESTA ES UNA FRASE QUE SE APLICA O DEBE APLICARSE CUANDO SE TRATA DE LA TEORIA DE LA CALIDAD TOTAL (TQM).

EL DESARROLLO DE ESTE TEMA VERSA SOBRE LA APLICACION DE ESTA TEORIA A LOS RECURSOS HUMANOS DE LAS ORGANIZACIONES Y EN ESTE CASO EN ESPECIAL, AL DESEMPEÑO DEL INGENIERO EN EL ENTORNO EN QUE SE DESENVUELVE; EN QUE FORMA HA SIDO PREPARADO EN LOS ULTIMOS 40 AÑOS PARA DESARROLLARSE, TANTO DENTRO DE SU EMPRESA COMO EN SU ENTORNO SOCIAL Y FINALMENTE SEÑALAR ALGUNAS DE LAS NUEVAS NECESIDADES DE EDUCACION QUE LE PERMITAN ATENDER Y PARTICIPAR EN LAS EMPRESAS DEL SECTOR ELECTRICO DEL SIGLO XXI.

ANTECEDENTES

EN EL PASADO Y AUN EN EL PRESENTE NO SOLO EN NUESTRO PAIS SINO EN MUCHAS PARTES DEL MUNDO LOS INGENIEROS HAN SIDO CONSIDERADOS COMO UN "GRUPO DIFICIL", DEBIDO PRINCIPALMENTE A QUE NO ES FACIL DEFINIR Y AUN MEDIR SUS CONTRIBUCIONES RELACIONADAS CON LOS OBJETIVOS DE LA ORGANIZACION, V.GR. INCREMENTOS EN LA PRODUCTIVIDAD O UTILIDADES, AUN SI PARTICIPAN EN DECISIONES IMPORTANTES DE SUS EMPRESAS.

LA IMAGEN QUE TIENE GENERALMENTE LA ALTA DIRECCION DE LAS ORGANIZACIONES Y QUE EXPRESAN DEL GRUPO DE INGENIEROS, ES QUE TRATAN CON "TORNILLOS Y TUERCAS", Y POR ENDE QUE CONTRIBUYEN MUY POCO PARA ALCANZAR LOS OBJETIVOS GLOBALES DE LAS EMPRESAS, NO MUCHO MAS QUE LOS MISMOS TRABAJADORES MANUALES DE LA ORGANIZACION, POR TANTO, NO DEBE SORPRENDERNOS QUE EL INGENIERO POR MUCHOS AÑOS, NO HAYA INCREMENTADO SU "STATUS" DENTRO DE LAS ORGANIZACIONES Y POR CONSIGUIENTE SU RECONOCIMIENTO DENTRO Y FUERA DE LAS EMPRESAS.

UNA SERIA REFLEXION SOBRE LA SITUACION REAL DEL INGENIERO ANTES SEÑALADA, NOS OBLIGA A REDIFINIR EL PAPEL QUE DEBE JUGAR DENTRO DE LAS NUEVAS ORGANIZACIONES, PARA CON ELLO COADYUVAR A ALCANZAR, TANTO LOS OBJETIVOS GLOBALES DE SU ORGANIZACION, COMO LOS SUYOS PROPIOS.

LA INGENIERIA EN EL PASADO, NO HA SIDO CONSIDERADA COMO UNA PROFESION CUYAS FUNCIONES ESPECIALIZADAS SE ENCAMINEN A CONTRIBUIR CON UN IMPORTANTE "VALOR AGREGADO" A LAS DIVERSAS FUNCIONES ORGANIZACIONALES.

EN LA FIGURA SE OBSERVA EL PUNTO DE VISTA TRADICIONAL DE LA FUNCION DE LA INGENIERIA COMO UNA ACTIVIDAD QUE NO TIENE NINGUN VALOR AGREGADO.

LAS FUNCIONES QUE DESEMPEÑA EL INGENIERO SE DEFINEN O TOMAN COMO GUIAS, MANUALES, AUN CONSEJOS VALIOSOS SI; PERO NO CAPACES DE INFLUIR SUSTANTIVAMENTE EN EL PROCESO DE TOMA DE DECISIONES.

EN AÑOS RECIENTES, NO SOLO EN NUESTRO PAIS, SE HA VISTO LA URGENTE NECESIDAD DE QUE SE "PRODUZCAN" TRABAJADORES CON GRANDES CUMULOS DE CONOCIMIENTOS ADMINISTRATIVOS Y ORGANIZACIONALES PARA PODER ALCANZAR UN "PAPEL INTEGRAL" EN SUS EMPRESAS, ES POR TANTO, IMPORTANTE SEÑALAR ENTONCES QUE ADEMAS DE LAS HABILIDADES Y CONOCIMIENTOS TECNICOS QUE EL INGENIERO YA POSEE, DEBE ADQUIRIR Y DESARROLLAR OTRAS MAS, TALES COMO: ADMINISTRATIVAS, FINANCIERAS Y SOCIALES.

NO SOLO EN MEXICO SINO EN PAISES DESARROLLADOS DE EUROPA Y AMERICA, LAS INSTITUCIONES ACADEMICAS DE INGENIERIA, AUN LAS DE ALTO NIVEL EDUCATIVO HAN SIDO SEÑALADAS POR SU RIGIDEZ Y STATUS QUO EN SU ENFOQUE HACIA LA EVOLUCION Y CAMBIOS DE LA INDUSTRIA MUNDIAL.

EN INGLATERRA, POR EJEMPLO, UN ESTUDIO RECIENTE DENOMINADO **GOALS OF ENGINEERING EDUCATION PROJECT (GEEP)** DEMOSTRO QUE EL **SISTEMA EDUCATIVO BRITANICO ES RIGIDO**, INFLEXIBLE Y NO PREPARA A LOS INGENIEROS LO SUFICIENTE PARA QUE PUEDAN SER PROMOVIDOS EN EL DESARROLLO DE SUS CARRERAS A PUESTOS DE EJECUTIVOS O DE TOMA DE DECISIONES DE SUS EMPRESAS.

NO ES SORPRESA OBSERVAR QUE, COMO GRUPO PROFESIONAL, ESTE APARECE FRAGMENTADO Y LOS INGENIEROS APARENTEMENTE CARECEN DE LA VOLUNTAD DE HACER ALGO POR SI MISMOS, LOS CONTRATAN COMO TECNICOS (MANO DE OBRA), REALIZAN UNA TAREA TECNICA ESPECIFICA QUE EN MUCHAS OCASIONES NO TIENE RECONOCIMIENTO Y POR ENDE LOS INGENIEROS MISMOS NO ESPERAN TAMPOCO DICHO RECONOCIMIENTO.

AQUI CABE UNA **SERIA REFLEXION**: ¿NO ESTA PASANDO ALGO IGUAL EN MEXICO, TANTO EN EL SECTOR PUBLICO COMO EN EL PRIVADO?

UN EXTRACTO DEL REPORTE DE **GEEP** SE PUEDE APRECIAR EN LAS FIGURAS SIGUIENTES:

LA NUEVA GENERACION DE INGENIEROS

LA NATURALEZA COMPETITIVA MODERNA DE LAS ORGANIZACIONES HA COLOCADO MAYOR ENFASIS EN "ROLES INTEGRADOS" Y EN LA HABILIDAD DE MANEJAR PROYECTOS EN UNA BASE FUNCIONAL CRUZADA. ESTO ES CONSIDERADO NECESARIO PARA FORTALECER LA CONEXION O LIGA QUE DEBE EXISTIR ENTRE LA ORGANIZACION CON LA COMPETITIVIDAD EXTERNA DEL MERCADO.

PARA ESTO LOS INGENIEROS DEBERAN DESARROLLAR:

- A). UNA CONCIENCIA DE **MACRO-INGENIERIA** QUE LES PERMITIRA ENTENDER COMO SON LOS GRANDES SISTEMAS ORGANIZACIONALES COMO: EL PROCESO HUMANO, PROCESOS DE MAQUINARIA, COMPORTAMIENTO DE LOS MERCADOS, PROVEEDORES, FINANZAS, ETC.

- B). CONCIENCIA DE **MICRO-INGENIERIA** QUE CONSISTE BASICAMENTE EN EL CONOCIMIENTO DE LA INGENIERIA DE DETALLE, OPERACION DE PROCESOS TECNICOS, SISTEMAS ELECTROMECHANICOS, SISTEMAS DE PROCESAMIENTO, SISTEMAS DE COMPUTO DE APOYO A LA INGENIERIA, ETC.

LOS ASPECTOS ANTES MENCIONADOS PERMITIRAN A LOS INGENIEROS ADQUIRIR HABILIDADES NECESARIAS PARA QUE A TRAVES DE UN PROCESO DE ANALISIS Y SINTESIS, PRODUZCAN RESULTADOS TEORICOS SATISFACTORIOS MAS CERCANOS A LA REALIDAD DE SU ENTORNO.

ESTOS NUEVOS CONOCIMIENTOS QUE PODRIAMOS ENGLOBAR EN "ADMINISTRATIVOS" PODRAN SER INCORPORADOS A LA ESTRATEGIA DE LAS EMPRESAS.

HOY EN DIA ESTE PAIS Y POR SUPUESTO EL SECTOR ELECTRICO REQUIERE CON URGENCIA DE OTRO TIPO DE INGENIEROS, DIFERENTES TOTALMENTE A LOS QUE EN LA ACTUALIDAD SE ESTAN EDUCANDO EN FORMA TRADICIONAL EN NUESTRAS UNIVERSIDADES E INSTITUTOS TECNOLOGICOS, DEBEMOS PREPARARLOS CON UN BAGAGE QUE CONTENGA UNA GAMA DE CONOCIMIENTOS DE MAYOR ESPECTRO, TANTO EN CANTIDAD COMO EN CALIDAD.

ES POR ELLO URGENTE QUE DENTRO DEL SECTOR ELECTRICO EN SU CONJUNTO, PUBLICO Y PRIVADO ENTRE OTRAS MUCHAS PRIORIDADES INCLUYA LAS SIGUIENTES:

- INCREMENTE SUSTANTIVAMENTE SU RELACION CON UNIVERSIDADES Y TECNOLOGICOS PARA QUE LOS PROGRAMAS DE ESTUDIOS DE INGENIERIA ELECTRICA SE ADECUEN A LAS NUEVAS DEMANDAS QUE EL SECTOR NECESITA HOY Y EN UN FUTURO PROXIMO.

- ESTABLEZCA PROGRAMAS A NIVEL NACIONAL DE CAPACITACION CONTINUA, NECESARIOS Y URGENTES PARA QUE LOS INGENIEROS QUE CONFORMAN ACTUALMENTE EL SECTOR ELECTRICO PUEDAN ALCANZAR LOS NIVELES DE EXCELENCIA QUE DE ELLOS SE ESPERA Y POR SUPUESTO MERECE.

QUIENES SERAN LOS NUEVOS INGENIEROS

EN FORMA GENERAL Y RESUMIENDO LAS IDEAS ANTERIORMENTE SEÑALADAS PODEMOS AGRUPAR A LAS CIENCIAS DE LA INGENIERIA EN TRES GRANDES GRUPOS:

INGENIEROS EN MANUFACTURA

LA INGENIERIA EN MANUFACTURA CONSIDERA LA INTEGRACION DE INGENIERIA INDUSTRIAL, CON INGENIERIA ELECTRICA, MECANICA Y CIENCIAS DE LA COMPUTACION, CON CONOCIMIENTOS SOBRE ADMINISTRACION, FINANZAS, MERCADOTECNIA, CONTABILIDAD, NORMATIVIDAD, ETC.

INGENIEROS EN SISTEMAS.

LA INGENIERIA DE SISTEMAS ESTA RELACIONADA CON EL DISEÑO, INSTALACION Y PUESTA EN SERVICIO, ASI COMO LA OPERACION DE:

- SISTEMAS DE MAQUINAS (MINIS, MICROS, INSTRUMENTOS Y PROCESOS).
- SISTEMAS DE MANUFACTURA, INTEGRACION DE COMPUTADORAS, ORGANIZACIONES, RELACION CON EL MERCADO Y SISTEMAS DE PLANEACION.
- SISTEMAS DE COMPUTO PARA APOYO DE INGENIERIA (CAD/CAM).

INGENIEROS INDUSTRIALES.

LA INGENIERIA INDUSTRIAL COMPRENDE EL DISEÑO, MEJORA E INSTALACION DE SISTEMAS INTEGRALES DE: RECURSOS HUMANOS, RECURSOS MATERIALES, EQUIPO Y ENERGIA. REQUIERE DE CONOCIMIENTOS ESPECIALIZADOS Y HABILIDADES, TANTO EN CIENCIAS MATEMATICAS, FISICAS Y SOCIALES JUNTO CON PRINCIPIOS Y METODOS DE PLANEACION Y DISEÑO DE INGENIERIA PARA ESPECIFICAR, PRONOSTICAR Y EVALUAR LOS RESULTADOS OBTENIDOS.

EL INGENIERO COMO ADMINISTRADOR

ES A MENUDO CONSIDERADO QUE LOS INGENIEROS ASPIRAN A UNA CARRERA EN ADMINISTRACION, UNA VEZ QUE HAN TENIDO PROGRESOS IMPORTANTES EN SUS TRABAJOS COMO TECNICOS.

SE HA OBSERVADO EN AÑOS RECIENTES LA NECESIDAD DE EQUIPAR A LOS INGENIEROS CON LAS HERRAMIENTAS Y CONOCIMIENTOS ORGANIZACIONALES PARA AYUDARLOS A RESOLVER UNA GRAN VARIEDAD DE PROBLEMAS Y SATISFACER CON ELLO, LA NECESIDAD DE INTEGRARLOS COMO PARTE DEL PROCESO DE PRODUCCION PARA CREAR BIENES Y SERVICIOS QUE GENEREN VALOR AGREGADO.

POR OTRO LADO, TAMBIEN SE PRONOSTICA QUE LA COMPETITIVIDAD DE LAS ORGANIZACIONES SE ENFOCARA CADA VEZ MAS HA ENFATIZAR GRUPOS DE PROYECTOS HACIA ESTRUCTURAS MATRICIALES; LA TENDENCIA DE LOS INGENIEROS HACIA TRABAJOS DE ADMINISTRACION SERA UNA NORMA EN UN FUTURO PROXIMO.

LA TRANSICION DE UN INGENIERO ESPECIALISTA DE UN "ROL TECNICO" A UNO ADMINISTRATIVO NOS LLEVA A CAMBIOS DRAMATICOS EN EL EMPLEO DEL TIEMPO. HOY EN DIA SE ESPERA QUE UN INGENIERO EMPLEE POR LO MENOS UN 85% DE SU TIEMPO TRATANDO ASPECTOS TECNICOS. ESTE COMPORTAMIENTO; SIN EMBARGO, CAMBIA DRAMATICAMENTE, CUANDO EL INGENIERO ES PROMOVIDO A UN TRABAJO ADMINISTRATIVO: 60% DEL TIEMPO DEL ADMINISTRADOR ES UTILIZADO EN TOMA DE DECISIONES Y SOLO 30% EN ASPECTOS TECNICOS.

OBVIAMENTE DE LOS ADMINISTRADORES SE ESPERA QUE ENTIENDAN TAMBIEN, EN FORMA GENERAL LOS ASPECTOS TECNICOS DE LOS PROCESOS OPERATIVOS. EN LA FIGURA SE OBSERVA ESTA TRANSICION.

LO QUE SE ESPERA DE ESTE NUEVO PAPEL ADMINISTRATIVO DE LOS INGENIEROS SE VA A VER AFECTADO POR LOS SIGUIENTES FACTORES:

1. NECESIDAD DE ADQUIRIR OTRAS HABILIDADES MAS ALLA DE LAS TECNICAS COMO COMPUTACION, CONTROL Y MANEJO DE MATERIALES.
2. NECESIDAD DE DISEÑAR SISTEMAS INTEGRADOS CONSISTIENDO BASICAMENTE EN PROCESOS INTERDEPENDIENTES A DIFERENCIA DE SISTEMAS CON TAREAS PARTICULARES.
3. NECESIDAD DE TRABAJAR CON OTROS GRUPOS Y RELACIONARSE CON OTROS ESPECIALISTAS, COORDINANDO LOS DIVERSOS ESFUERZOS REALIZADOS.
4. NECESIDAD DE OPERAR COMO EQUIPOS DE PROYECTOS EN FORMA DE UNA MATRIZ ORGANIZACIONAL.
5. NECESIDAD DE ACTUAR "CONTINUAMENTE" DENTRO DE EQUIPOS DE PROYECTOS CON EL PROPOSITO DE ALCANZAR OBJETIVOS ORGANIZACIONALES MAS QUE LA REALIZACION DE TAREAS ESPECIFICAS.
6. NECESIDAD DE TOMAR EN CUENTA DESDE LA PERSPECTIVA DE LA ORGANIZACION, LA EJECUCION DE VARIOS "ROLES" PARA RELACIONAR LAS IMPLICACIONES LABORALES Y FINANCIERAS.

EXISTEN YA ALGUNAS DESCRIPCIONES QUE DEFINEN A LOS INGENIEROS COMO UN GRUPO EN PROCESO DE TRANSICION O EVOLUCION TENDIENTE A EXPANDIR SU CAMPO DE ACCION. LAS SIGUIENTES DEFINICIONES SON UN BUEN EJEMPLO DE UN INGENIERO CONSIDERADO EN UNA ORGANIZACION MODERNA INDICANDO EL PROCESO DE TRANSICION POR EL QUE DEBE EVOLUCIONAR.

PASO 1.- TECNICO ESPECIALISTA.

INGENIERO CON PREPARACION Y EXPERIENCIA EN UN CAMPO DETERMINADO.

PASO 2.- GERENTE DE PROYECTO.

INGENIERO ASIGNADO A LA RESPONSABILIDAD DIRECTA DE SUPERVISAR UN PROYECTO DETERMINADO, A TRAVES DE LAS TAREAS DE PLANEACION, ORGANIZACION, PROGRAMA, MONITOREO Y CONTROL.

PASO 3.- GERENTE DE GRUPO.

INGENIERO ASIGNADO A LA RESPONSABILIDAD DIRECTA PARA PLANEAR, ORGANIZAR Y DIRIGIR ACTIVIDADES DE UN GRUPO QUE TIENE UN TRABAJO QUE CUMPLIR.

PASO 4.- DIRECTOR.

INGENIERO QUE SUPERVISA UNA FUNCION PARTICULAR DE LA ORGANIZACION. TIENE UNA RESPONSABILIDAD CRITICA QUE AFECTA DIRECTAMENTE LA POSICION ECONOMICA DE LA ORGANIZACION.

PASO 5.- DIRECTOR GENERAL ADMINISTRATIVO.

INGENIERO QUE SUPERVISA LAS FUNCIONES ADMINISTRATIVAS Y DEL "STAFF" DE LA ORGANIZACION. SUS RESPONSABILIDADES ESTAN DIRIGIDAS A LO LARGO DE VARIAS AREAS FUNCIONALES Y POR TANTO DEBE TENER HABILIDADES ADMINISTRATIVAS PROBADAS, ASI COMO UNA EXPERIENCIA DIVERSA PREVIA.

FUNCIONES INTEGRALES FUTURAS DEL INGENIERO

HOY EN DIA EXISTEN VARIAS DESCRIPCIONES QUE ENMARCAN EL FUTURO ENTORNO DE ACCION DE LOS INGENIEROS. UN CAMPO MUCHO MAS AMPLIO, EN EL CUAL EL INGENIERO SE ENCONTRARA INTEGRADO AL PROCESO DE TOMA DE DECISIONES, Y POR TANTO, EN EL COMPROMISO DE LOGRAR LOS OBJETIVOS ORGANIZACIONALES DE SU EMPRESA.

LAS SIGUIENTES DEFINICIONES SON SOLO UN BUEN EJEMPLO DE COMO UN INGENIERO ES CONSIDERADO EN UNA ORGANIZACION MODERNA QUE SE DESARROLLA EN UN ENTORNO REAL ALTAMENTE COMPETITIVO.

ESTE MODELO SE FUNDAMENTA EN UN PAPEL O "ROL EXPANDIDO" PARA UNA NUEVA GENERACION DE INGENIEROS QUE TENDRAN QUE BREGAR EN UN MUNDO ALTAMENTE AUTOMATIZADO Y UN CONTEXTO TECNOLOGICAMENTE AVANZADO.

◇ INTEGRADOR DEL SISTEMA.

INGENIERO CON LAS HABILIDADES NECESARIAS PARA INTEGRAR EFICIENTEMENTE LOS COMPONENTES TECNOLOGICOS DE TODO UN SISTEMA.

◇ COMUNICADOR.

INGENIERO CON LAS HABILIDADES REQUERIDAS PARA DESARROLLAR UNA COMUNICACION EFECTIVA DENTRO DE LA ORGANIZACION A TODOS LOS NIVELES.

◇ **DISEÑADOR DE SISTEMAS ORGANIZACIONALES.**

INGENIERO CON UN GRAN CONOCIMIENTO DE SISTEMAS Y METODOS PARA DISEÑAR SISTEMAS OPERATIVOS Y ESTRUCTURAS ORGANIZACIONALES.

◇ **SOLUCIONADOR DE PROBLEMAS.**

INGENIERO CON UNA GRAN COMPETENCIA EN TECNICAS PARA SOLUCIONAR PROBLEMAS A TRAVES DE ANALISIS, HABILIDAD PARA DIAGNOSTICAR PROBLEMAS Y RESOLVERLOS PARA MEJORAR LA PRODUCTIVIDAD Y CALIDAD ASEGURANDO CON ELLO UNA ORGANIZACION EFICAZ.

◇ **INNOVADOR.**

INGENIERO CON UNA GRAN CREATIVIDAD PARA HACER UNA UTILIZACION EFICIENTE DE LOS RECURSOS DE LA ORGANIZACION.

◇ **TOMA DE DECISIONES.**

INGENIERO FORMADO A TRAVES DE UNA EVALUACION CONTINUA Y PERENNE, CON UN PROFUNDO CONOCIMIENTO DEL PROCESO PRODUCTIVO DE ALTA TECNOLOGIA.

◇ **PLANEACION DE SISTEMAS INTEGRADOS.**

INGENIERO CON CONOCIMIENTOS PRESUPUESTALES Y DE CONTROL PARA ADMINISTRAR LOS REQUERIMIENTOS FINANCIEROS EN UN CAMPO DE ALTA TECNOLOGIA. DISEÑAR ALTERNATIVAS Y TECNICAS PARA MEJORAR LA EFICACIA Y EFICACIA DE LA TOMA DE DECISIONES, TANTO PARA CORTO COMO PARA LARGO PLAZO.

◇ **MAESTRO Y MODELO.**

INGENIERO CON UN GRAN CONOCIMIENTO DEL COMPORTAMIENTO HUMANO PARA MEJORAR LA MORAL Y LA MOTIVACION EN UN CONTEXTO DE ALTA TECNOLOGIA. TENER HABILIDADES DE ASESORAMIENTO Y NEGOCIADORA PARA AYUDAR COLEGAS, SUPERIORES Y SUBORDINADOS PARA SUPERAR OBSTACULOS E INCREMENTAR LA EFICACIA DE LA PRODUCTIVIDAD DEL SISTEMA TOTAL.

◇ **LIDER DEL CAMBIO.**

INGENIERO CON UN LIDERAZGO RECONOCIDO, ORGANIZADOR DEL PROCESO ESTRUCTURADO DE GRUPO, DESARROLLADOR DE HABILIDADES, MIEMBRO Y LIDER DEL EQUIPO, DISEÑADOR DEL SISTEMA ADMINISTRATIVO.

CONCLUSIONES

LA EVOLUCION QUE HA TENIDO LA INDUSTRIA A NIVEL MUNDIAL EN LOS ULTIMOS AÑOS SE MUESTRA EN LA FIGURA EN LA QUE SE PUEDE OBSERVAR EN SOLO CUATRO CONCEPTOS FUNDAMENTALES:

- FUERZA IMPERANTE
- PROCESO DE DESARROLLO DE PRODUCTOS
- FUNCION DE LA MANUFACTURA
- PAPEL DE INGENIEROS

COMO HA EVOLUCIONADO LA FUNCION DE INGENIERIA EN LAS ULTIMAS CUATRO DECADAS.

ES POR TANTO, POSIBLE CONCLUIR QUE LA POSIBILIDAD DE DESARROLLO DE LOS INGENIEROS ELECTRICISTAS DE NUESTRO PAIS EN EL FUTURO "ENTORNO AMPLIADO" SE ANTOJA PROMISORIO. Y ES RESPONSABILIDAD DE TODOS NOSOTROS, **INGENIEROS**, QUE ESTO SE LOGRE POR EL BIEN NUESTRO, EL DEL GREMIO Y EL DEL PAIS **MEXICO**.



SUBDIRECCION DE DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION

R V P - 95

PANEL

**RETOS DE LA INGENIERIA PARA LOS SISTEMAS
DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE LA
ENERGIA ELECTRICA EN LOS INICIOS DEL
SIGLO XXI**

ING. KENNETH S. SMITH J.



SUBDIRECCION DE DISTRIBUCION Y COMERCIALIZACION

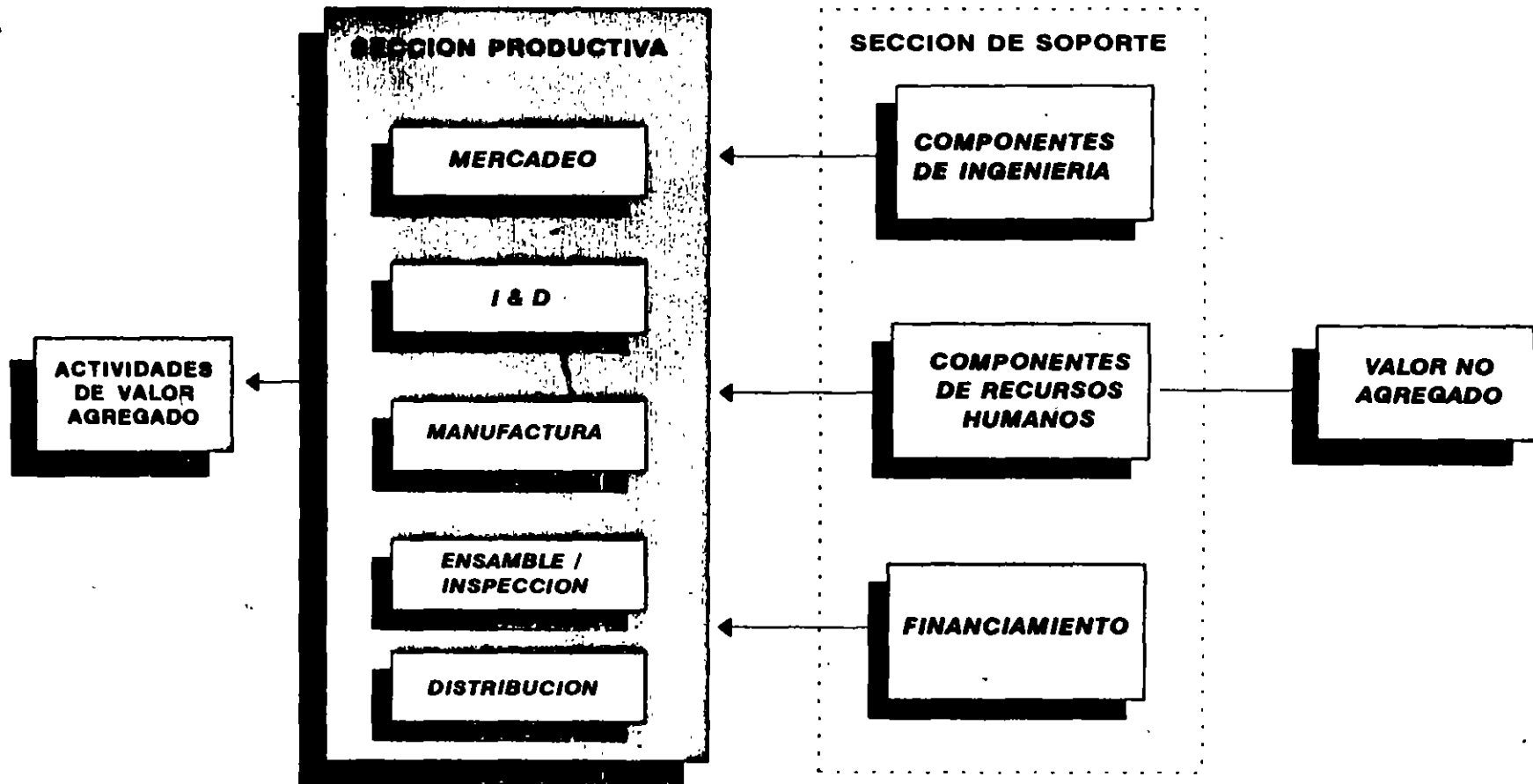
LA CALIDAD NUNCA OCURRE POR ERROR

SIEMPRE ES EL RESULTADO DE UN ESFUERZO

INTELIGENTE



EL PAPEL DEL INGENIERO EN UNA ORGANIZACION TRADICIONAL





EL INGENIERO Y LOS REQUERIMIENTOS DE LAS EMPRESAS

NECESIDAD DE UNA EDUCACION AMPLIA

HABILIDAD PARA COMUNICAR

CONOCIMIENTO DEL CONTEXTO DE LA ORGANIZACION

LOS INGENIEROS Y EL PROCESO DE TOMA DE DECISIONES



FORMACION DEL FUTURO INGENIERO

**NECESIDAD DE UNA
EDUCACION MAS AMPLIA**



**ES MUY EFECTIVO EMPLEAR
INGENIEROS CON UNA
FORMACION MULTIDISCIPLINARIA**

**REQUIEREN NUEVAS HERRAMIENTAS
PORQUE LOS TRABAJOS Y LAS
TECNOLOGIAS CAMBIAN**

**LOS INGENIEROS SON INFLEXIBLES,
INADAPTABLES, PENSADORES
CONVERGENTES**

**UNA EDUCACION TECNICA AMPLIA
ES MUY VALIOSA PORQUE
PRESENTA DIFERENTES
PANORAMAS**



**HABILIDAD
PARA COMUNICAR**



**UNA DE LAS GRANDES FALLAS DEL
INGENIERO ES SU INCAPACIDAD DE
COMUNICARSE**

**UNA EDUCACION ORIENTADA A UN
CONOCIMIENTO MAS AMPLIO DE SU
ENTORNO ES MAS VALIOSA QUE UN
SIMPLE CURSO DE COMUNICACION**

**ESTA EDUCACION LE PERMITIRA
PARTICIPAR CON CLARIDAD EN LA
DISCUSION ARGUMENTACION Y
NEGOCIACION DE LOS
PROBLEMAS DE LAS EMPRESAS**

**LA COMUNICACION ES TAN
IMPORTANTE COMO LA INGENIERIA**



**CONOCIMIENTO DEL
CONTEXTO DE LA
ORGANIZACION**



LO QUE SE IGNORA GENERA RECHAZO

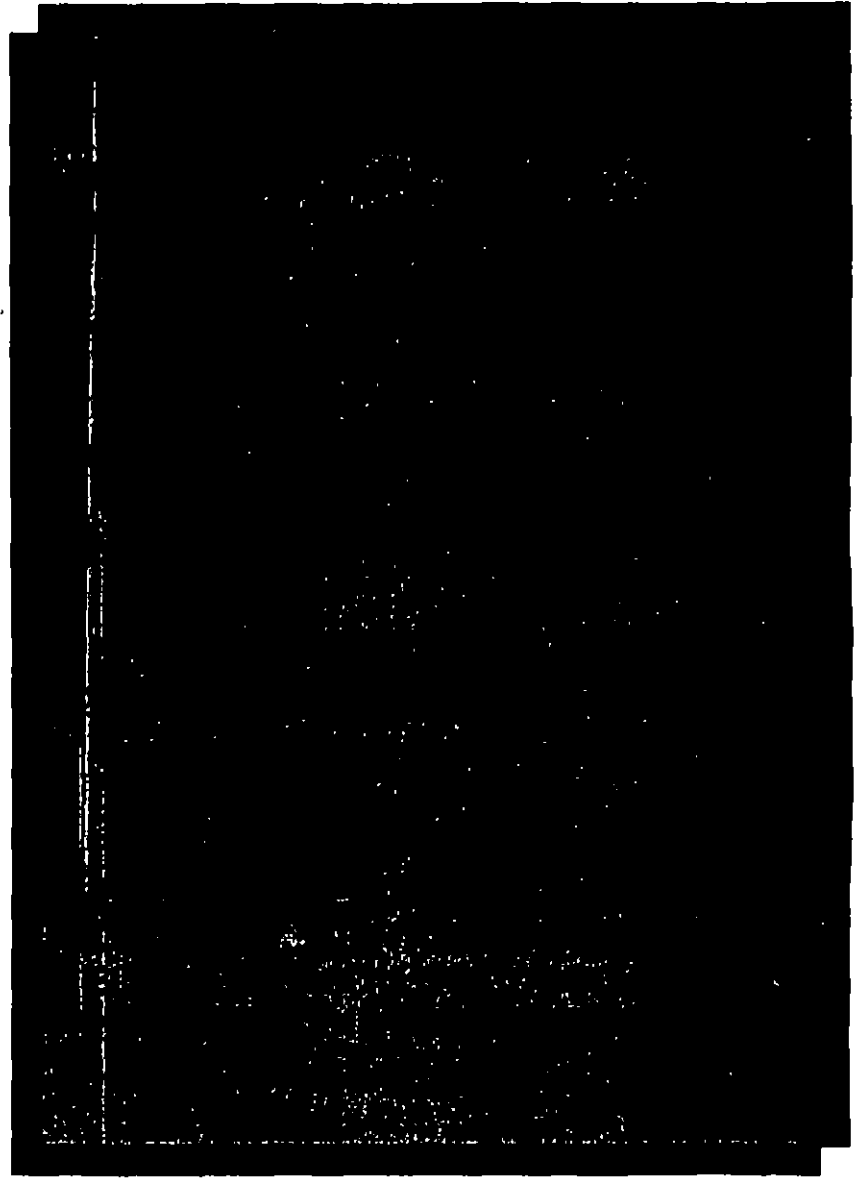
**LOS INGENIEROS FORMAN UN GRUPO
INSULAR QUE CONSIDERA INNECESARIO
PREOCUPARSE POR LA RENTABILIDAD Y
EFICIENCIA DE LA ORGANIZACION COMO
UN TODO**

**LOS INGENIEROS SE NIEGAN A
JUSTIFICAR COSTOS SI ESTO ES VISTO
COMO CUESTIONAMIENTO A SU
DESEMPEÑO, CONOCIMIENTOS Y
EXPERIENCIA**

**LOS INGENIEROS NO SON EDUCADOS
PARA CONSIDERAR OTRAS
ALTERNATIVAS. TIENEN TENDENCIAS
POSITIVAS SOLO HACIA LAS COSAS QUE
LOS OCUPAN. PERO NO SE INTERESAN
EN OBSERVAR OTROS ASPECTOS
IMPORTANTES COMO: LAS POLITICAS
ECONOMICAS Y SOCIALES TANTO DE LA
ORGANIZACION COMO DE SU ENTORNO**

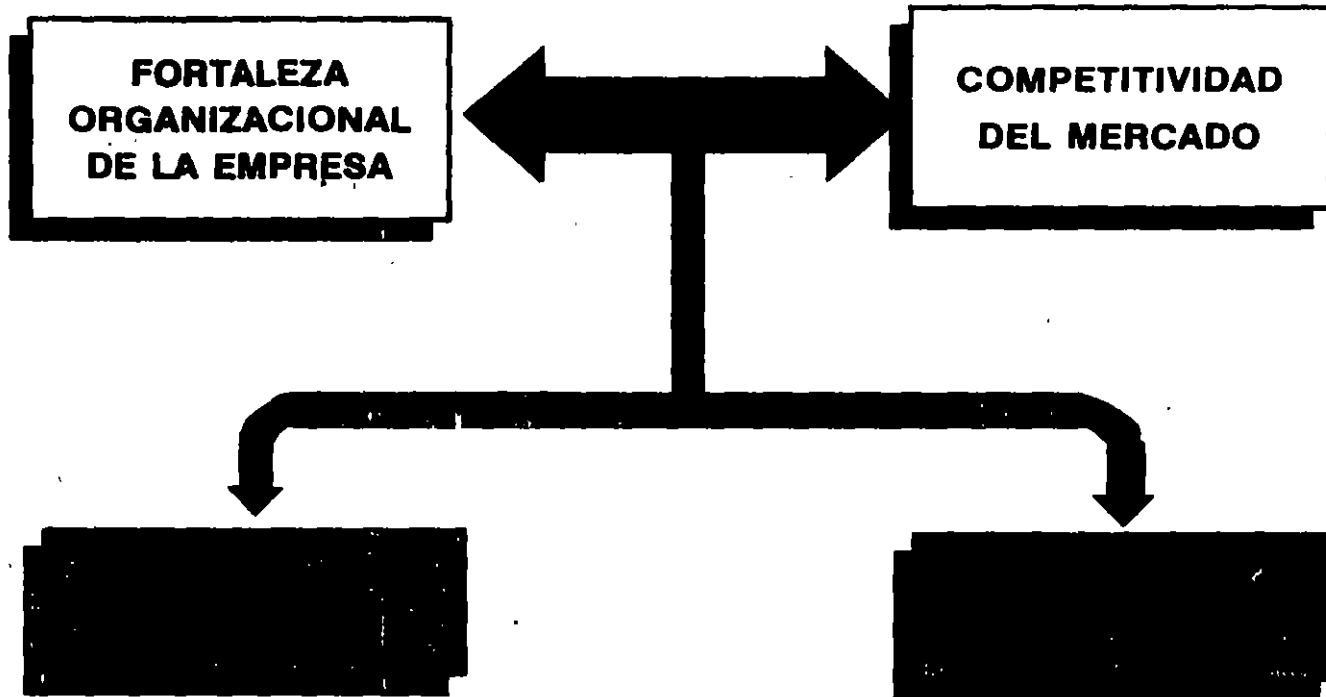


**LOS INGENIEROS EN EL
PROCESO DE TOMA DE
DECISIONES**





LA NUEVA GENERACION DE INGENIEROS



* **FUNCIONES INTEGRALES**
PROYECTOS BASADOS EN UNA BASE
FUNCIONAL CRUZADA

* * **INGENIERIA DE DETALLE**
SISTEMAS ELECTRONICOS
SISTEMAS DE PROCESAMIENTOS DE DATOS

* * * **EDUCACION/ENTRENAMIENTO**
OPERACION DE GRANDES SISTEMAS
PROCESOS HUMANOS
PROCESOS OPERATIVOS
COMPORTAMIENTO DEL MERCADO



NUEVO INGENIERO

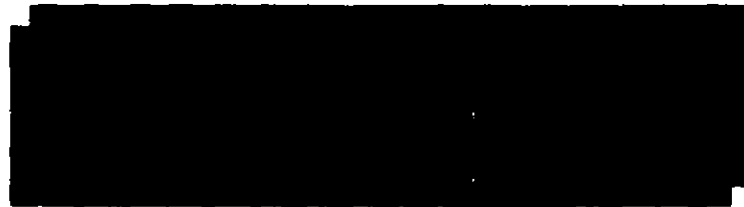
INGENIERO
EN
MANUFACTURA

INGENIERO
EN
SISTEMAS

INGENIERO
INDUSTRIAL

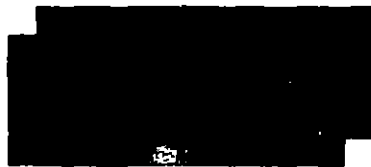
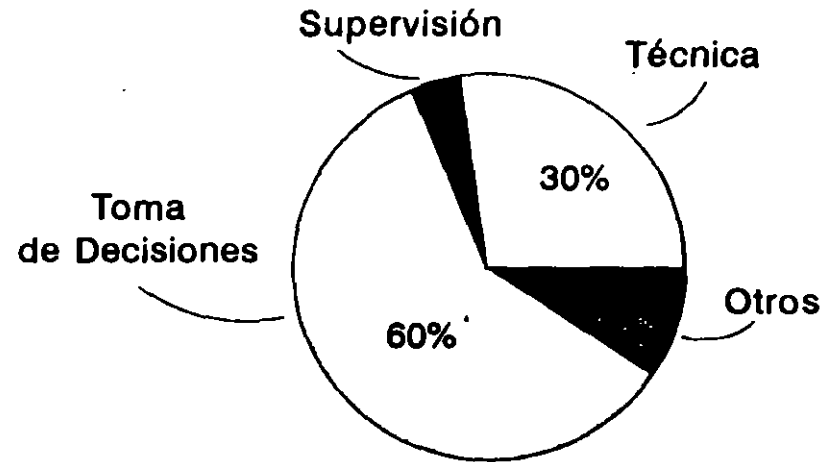
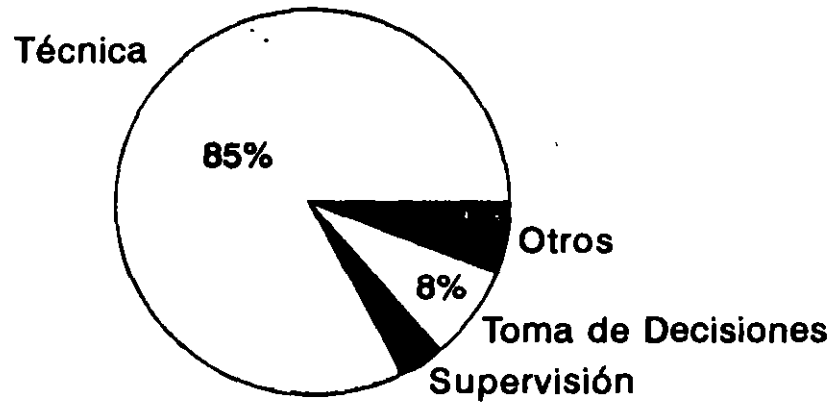
SISTEMAS TECNICOS

+





DE INGENIEROS A ADMINISTRADORES UN PAPEL CADA VEZ MAS IMPORTANTE





NECESIDADES DEL NUEVO INGENIERO

NECESIDADES



DESARROLLAR OTRAS ACTIVIDADES NO TÉCNICAS

DISEÑAR SISTEMAS INTEGRADOS

RELACIONARSE Y COORDINAR ESFUERZOS CON OTROS GRUPOS

OPERAR EN ORGANIZACIONES MATRICIALES

FIJARSE OBJETIVOS ORGANIZACIONALES Y NO SOLO ESPECÍFICOS DE SU DISCIPLINA

CONSIDERAR LOS ASPECTOS FINANCIEROS Y LABORALES DE SU ORGANIZACIÓN



PROCESO DE TRANSICION POR EL QUE DEBE EVOLUCIONAR EL INGENIERO

TECNICO ESPECIALISTA

INGENIERO CON PREPARACION Y EXPERIENCIA EN UN CAMPO DETERMINADO

GERENTE DE PROYECTO

INGENIERO ASIGNADO A LA RESPONSABILIDAD DIRECTA DE SUPERVISAR UN PROYECTO DETERMINADO, A TRAVES DE LAS TAREAS DE PLANEACION, ORGANIZACION, PROGRAMA, MONITOREO Y CONTROL

GERENTE DE GRUPO

INGENIERO ASIGNADO A LA RESPONSABILIDAD DIRECTA PARA PLANEAR, ORGANIZAR Y DIRIGIR ACTIVIDADES DE UN GRUPO QUE TIENE UN TRABAJO QUE CUMPLIR.

DIRECTOR

INGENIERO QUE SUPERVISA UNA FUNCION PARTICULAR DE LA ORGANIZACION. TIENE UNA RESPONSABILIDAD CRITICA QUE AFECTA DIRECTAMENTE LA POSICION ECONOMICA DE LA ORGANIZACION.

DIRECTOR GENERAL ADMINISTRATIVO

INGENIERO QUE SUPERVISA LAS FUNCIONES ADMINISTRATIVAS Y DEL "STAFF" DE LA ORGANIZACION. SUS RESPONSABILIDADES ESTAN DIRIGIDAS A LO LARGO DE VARIAS AREAS FUNCIONALES Y POR TANTO DEBE TENER HABILIDADES ADMINISTRATIVAS PROBADAS, ASI COMO UNA EXPERIENCIA DIVERSA PREVIA.



MODELO PARA UNA NUEVA GENERACION DE INGENIEROS

TOMA DE DECISIONES

INGENIERO FORMADO A TRAVES DE UNA EVALUACION CONTINUA Y PERENNE, CON UN PROFUNDO CONOCIMIENTO DEL PROCESO PRODUCTIVO DE ALTA TECNOLOGIA

PLANEACION DE SISTEMAS INTEGRADOS

INGENIERO CON CONOCIMIENTOS PRESUPUESTALES Y DE CONTROL PARA ADMINISTRAR LOS REQUERIMIENTOS FINANCIEROS EN UN CAMPO DE ALTA TECNOLOGIA. DISEÑAR ALTERNATIVAS Y TECNICAS PARA MEJORAR LA EFICIENCIA Y EFICACIA DE LA TOMA DE DECISIONES, TANTO PARA CORTO COMO PARA LARGO PLAZO

MAESTRO Y MODELO

INGENIERO CON GRAN CONOCIMIENTO DE COMPORTAMIENTO HUMANO PARA MEJORAR LA MORAL Y LA MOTIVACION EN UN CONTEXTO DE ALTA TECNOLOGIA. TENER HABILIDADES DE ASESORAMIENTO Y NEGOCIADORA PARA AYUDAR COLEGAS, SUPERIORES Y SUBORDINADOS PARA SUPERAR OBSTACULOS E INCREMENTAR LA EFICIENCIA DE LA PRODUCTIVIDAD DEL SISTEMA TOTAL

LIDER DEL CAMBIO

INGENIERO CON UN LIDERAZGO RECONOCIDO, ORGANIZADOR DEL PROCESO ESTRUCTURADO DE GRUPO, DESARROLLADOR DE HABILIDADES, MIEMBRO Y LIDER DEL EQUIPO, DISEÑADOR DEL SISTEMA ADMINISTRATIVO



MODELO PARA UNA NUEVA GENERACION DE INGENIEROS

INTEGRADOR DEL SISTEMA

INGENIERO CON HABILIDADES NECESARIAS PARA INTEGRAR EFICIENTEMENTE LOS COMPONENTES TECNOLOGICOS DE TODO UN SISTEMA

COMUNICADOR

INGENIERO CON LAS HABILIDADES REQUERIDAS PARA DESARROLLAR UNA COMUNICACION EFECTIVA DENTRO DE LA ORGANIZACION A TODOS LOS NIVELES

DISEÑADOR DE SISTEMAS ORGANIZACIONALES

INGENIERO CON GRAN CONOCIMIENTO DE SISTEMAS Y METODOS PARA DISEÑAR SISTEMAS OPERATIVOS Y ESTRUCTURAS ORGANIZACIONALES

SOLUCIONADOR DE PROBLEMAS

INGENIERO CON UNA GRAN COMPETENCIA EN TECNICAS PARA SOLUCIONAR PROBLEMAS A TRAVES DE ANALISIS, HABILIDAD PARA DIAGNOSTICAR PROBLEMAS Y RESOLVERLOS PARA MEJORAR LA PRODUCTIVIDAD Y CALIDAD ASEGURANDO CON ELLO UNA ORGANIZACION EFICAZ

INNOVADOR

INGENIERO CON UNA GRAN CREATIVIDAD PARA HACER UNA UTILIZACION EFICIENTE DE LOS RECURSOS DE LA ORGANIZACION



CAMBIOS EN EL CONTEXTO DE MANUFACTURAS

CONCEPTO	1960's	1970's	1980's	1990's
FUERZA IMPERANTE	MERCADOS	FINANZAS	MERCADOTECNIA E INNOVACION TECNOLÓGICA	PODER DEL CLIENTE
PROCESO DE DESARROLLO DE PRODUCTOS	CAMBIOS MARGINALES BASADOS EN EXPERIENCIA Y USO DE HERRAMIENTAS SIMPLES	USO MODERADO DE EQUIPOS ELECTRONICOS HARDWARE Y SOFTWARE	USO INTENSIVO DE EQUIPOS ELECTRONICOS HARDWARE & SOFTWARE (3D-CAD)	GRAN PARTICIPACION DEL CLIENTE EN EL DISEÑO DEL PRODUCTO SISTEMAS CAD
FUNCION DE LA MANUFACTURA	PRODUCCION MASIVA, PROCESOS DE LABOR INTENSIVOS, Y BAJA ESPECIALIZACION	SISTEMAS DE AUTOMATIZACION MANEJO DE MATERIALES Y ENSAMBLE	FLEXIBILIDAD DE SISTEMAS DE AUTORIZACION INTEGRADO A SISTEMAS DE MANUFACTURAS PROCESOS CONTROLADOS POR COMPUTADORA	FILOSOFIA JUSTO A TIEMPO (JIT) ORIENTACION A LAS FILOSOFIAS DE CALIDAD Y PRODUCTIVIDAD
PAPEL DE INGENIEROS DE MANUFACTURA	HABILIDADES TECNICAS TRADICIONALES	HABILIDADES, CONOCIMIENTOS BASICOS DE ADMINISTRACION	ENFOQUE DE SISTEMAS CONOCIMIENTOS ESPECIFICOS SISTEMAS ELECTRONICOS	ENFOQUE INTEGRAL DE SISTEMAS PROYECTOS ADMINISTRATIVOS TQM ADMINISTRACION



PRINCIPALES CONTRATANTES DEL INGENIERO ELECTRICISTA

**LEY DEL
SERVICIO ELÉCTRICO
NACIONAL
1993**

**TRATADO DE
LIBRE COMERCIO**



ANTES

CFE

LyF

**INDUSTRIA
MANUFACTURAS
ELÉCTRICAS**

ACTUAL

CFE

LyF

**INDUSTRIA
MANUFACTURAS
ELECTRICAS**

+

**GENERACIÓN
SERVICIOS**



INGENIEROS ELECTRICISTAS EN LyF

1400

		OTRAS	
No.	%	No.	%
570	40	830	60

CANTIDAD	60	336	492	314	237
EDAD	22-25	25-30	30-40	MAYOR DE 40	



SECTOR EDUCATIVO INGENIERÍA ELÉCTRICA

LICENCIATURA INGENIERÍA ELÉCTRICA (1989-1992)

INSTITUCIONES
DE EDUCACIÓN
SUPERIOR

INSTITUCIÓN	MATRÍCULA	EGRESADOS
UNAM	18,373	2,245
IPN	9,703	1,190
UAM	3,690	128
INS. TEC.	25,217	2,634
ITESM	2,425	202
UIA	1,737	163
U. ANAHUAC	303	60
TOTAL	61,448	6,622

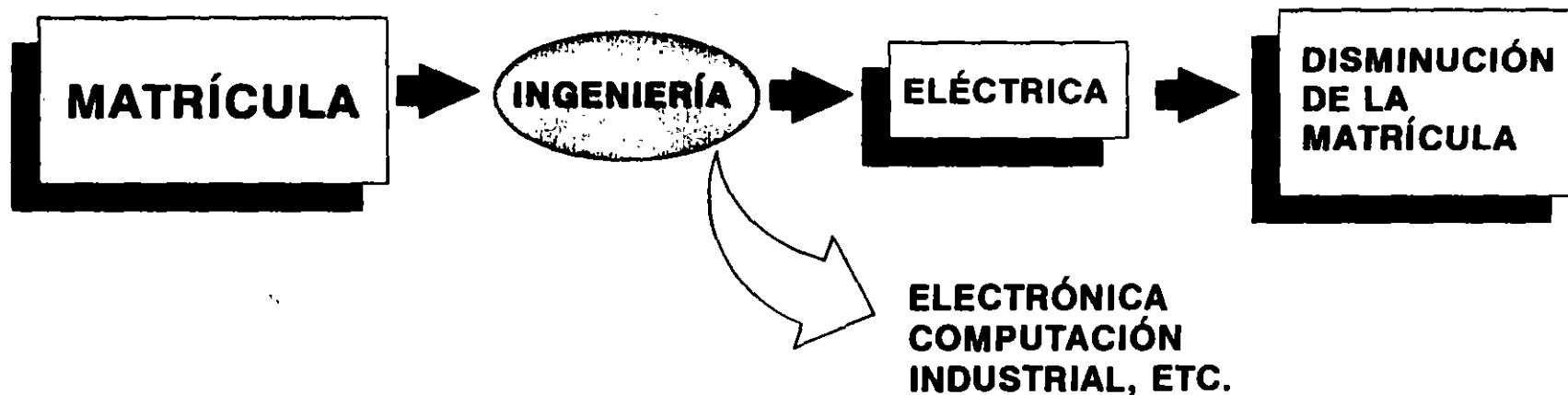


CARACTERISTICAS DE LA OFERTA

INSTITUCIONES PUBLICAS - 90%
INSTITUCIONES PRIVADAS - 10%

MÁS DE: 140

PROGRAMAS DIFERENTES DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA EN EL PAÍS



NÚMERO DE EGRESADOS >> EMPLEOS



CARACTERÍSTICAS ACTUALES DE FORMACIÓN EN LIC. DE ING. ELÉCTRICA

**PÚBLICAS
90%**

- * MATEMÁTICAS
- * GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN
- * NORMATIVIDAD
- * OPERACIÓN DE EQUIPO
- * DOCENCIA

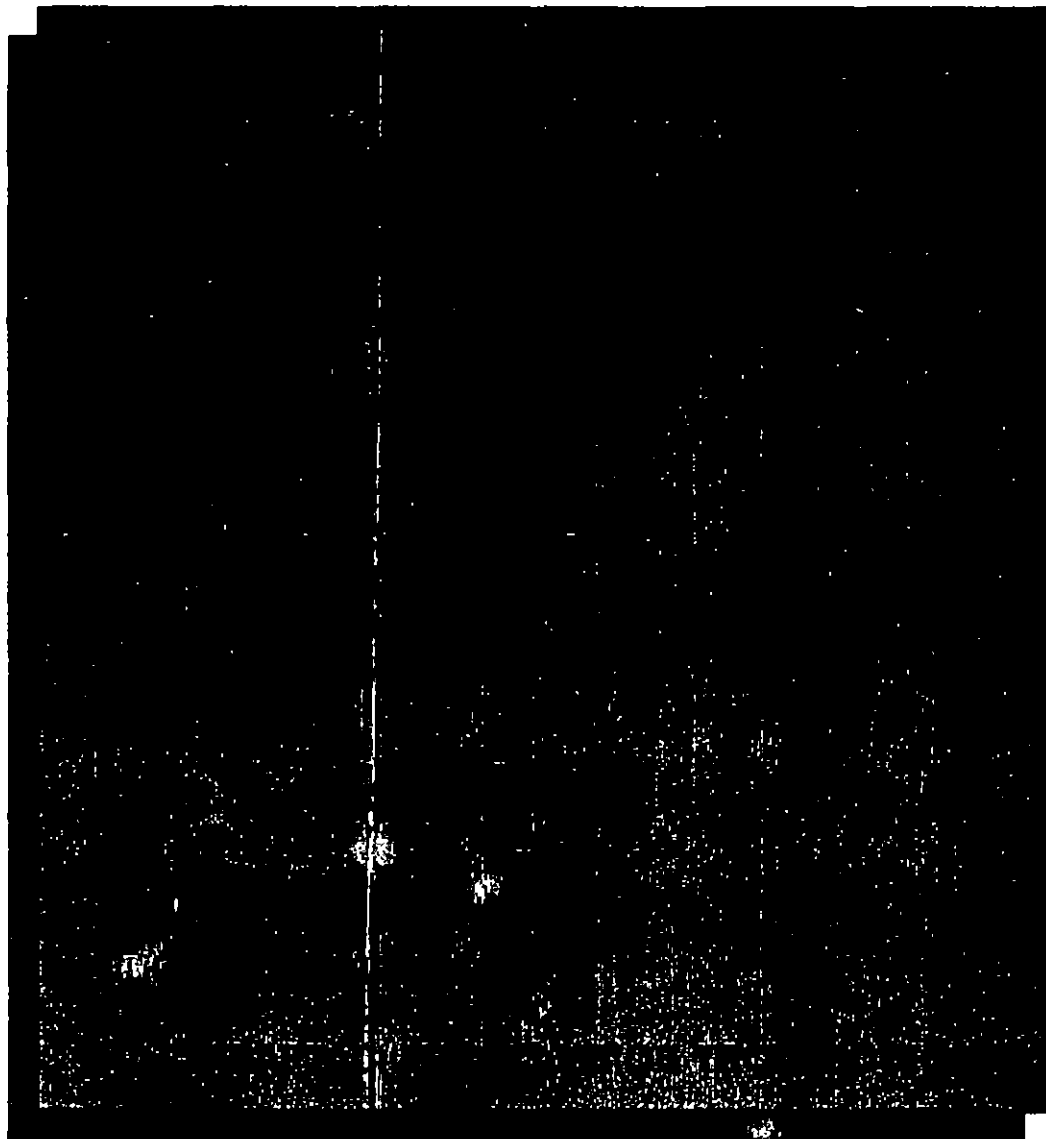
**PRIVADAS
10%**

- * IDEM INSTITUCIONES PÚBLICAS
- * ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS
- * FORMACIÓN DE EMPRESAS
- * INGENIERÍA DE MANUFACTURAS
- * IDIOMAS EXTRANJEROS



FUTUROS REQUERIMIENTOS

**FORMACIÓN
ACADÉMICA
QUE
DEMANDARÁ
EL SECTOR
ELÉCTRICO**





SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL

OFERTA - DEMANDA DE INGENIEROS ELECTRICISTAS

TENDENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA

- * PRIVATIZACIÓN DE ÁREAS DE GENERACIÓN DE E.E.
- * IMPLANTACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS EN CFE Y LyF (CONTROL, AUTOMATIZACIÓN)
- * INDUSTRIA DE MANUFACTURAS ELÉCTRICAS:
 - MAYOR COMPETENCIA (TLC)
 - PRODUCTIVIDAD
 - ECOLOGÍA
 - AHORRO DE ENERGÍA

CAMPO LABORAL

- * DEMANDA ACTUAL PRÁCTICAMENTE NULA. SOBRE OFERTA
- * CADA 8 AÑOS LA DEMANDA DE E.E. SE DUPLICA
- * EMPRESAS PRIVADAS DE GENERACIÓN Y SERVICIOS
- * EMPRESAS DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS Y MANTENIMIENTO
- * APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS EN CFE, LyF, PEMEX E IME
- * ESTUDIOS Y APLICACIÓN DE SISTEMAS DE AHORRO DE ENERGÍA Y ECOLOGÍA



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**CURSOS ABIERTOS
II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS
MODULO I: SISTEMAS DE DISTRIBUCION**

GESTION COMERCIAL

ING. JOSE LUIS A. GPE. GTZ. KATTHAIN
Palacio de Minería Calle de Tacuba 5 Primer piso Deleg. Cuauhtémoc 06000 México, D.F. APDO. Postal M-2285
Teléfonos: 512-8955 512-5121 521-7335 521-1987 Fax 510-0573 521-4020 AL 26

GESTION COMERCIAL.

La gestión comercial para los servicios de energía eléctrica, consta básicamente de los siguientes aspectos:

- SOLICITUD Y CONTRATACION DEL SERVICIO.
- FACTURACION DEL SERVICIO.

SOLICITUD Y CONTRATACION DEL SERVICIO.

El primer paso para la solicitud y contratación de un servicio de energía eléctrica, consiste en determinar si para proporcionar el servicio, el suministrador requiere construir, ampliar o modificar sus instalaciones, en cuyo caso se requerirá un presupuesto y proyecto para efectuar dichos trabajos.

Los servicios individuales en baja tensión con carga menor a 20 kW se pueden contratar directamente en las unidades comerciales y no requieren de la tramitación de una solicitud de presupuesto a menos que se encuentren ubicados en una zona en la que no exista red de baja tensión. Todos los demás casos, como son servicios individuales en baja tensión con mas de 20 kW, servicios en media y alta tensión, servicios en concentración (edificios, mercados, conjuntos comerciales, etc.), unidades habitacionales, fraccionamientos, colonias, etc. requieren la tramitación de un presupuesto y proyecto para poder suministrarlos. A continuación se muestra el formato para solicitud de servicio y en el flujograma se muestra el proceso que sigue la atención de solicitudes de servicio que requieren de un proyecto y presupuesto previo a su contratación.

Aquí es conveniente mencionar las siguientes disposiciones y consideraciones:

1.-GENERALES.-

- El solicitante debe cumplir con la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, su Reglamento y demás disposiciones vigentes.
- El suministrador tendrá en todo tiempo la facultad de sustituir o modificar equipos e instalaciones conforme a sus necesidades, y el usuario se obliga

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

SOLICITUD DE SERVICIO PARA EL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

PARA USO EXCLUSIVO DE L.F.C.

SOLICITUD DE SERVICIO No. _____ FECHA _____ APORTACION NS _____

SOLICITUD DE PRESUPUESTO (S.P.) No. _____ FECHA _____ I.V.A. NS _____

OCR _____ TOTAL NS _____

IMPORTANTE: A) LEER LAS DISPOSICIONES GENERALES CONTENIDAS AL REVERSO
 B) ESTA SOLICITUD DEBE LLENARSE A MAQUINA O CON TINTA EN LETRA DE MOLDE Y ENTREGAR EN ORIGINAL Y DOS COPIAS

POR MEDIO DE LA PRESENTE SOLICITO SE LLEVE A CABO EL ESTUDIO TECNICO Y SE ELABORE EL PRESUPUESTO PARA OBTENER EL SERVICIO DE ENERGIA ELECTRICA EN LA DIRECCION Y CON LOS DATOS QUE SE INDICAN A CONTINUACION

DATOS DEL SOLICITANTE

a) PROPIETARIO b) ARRENDATARIO c) POSEEDOR d) OTROS

NOMBRE O RAZON SOCIAL _____

DIRECCION DEL SERVICIO SOLICITADO (*) _____ COLONIA _____

DELEGACION O MUNICIPIO _____ ESTADO _____ C.P. _____ TEL.: _____

ENTRE _____ Y ENTRE _____

(*) ANEXAR CROQUIS DE LOCALIZACION SEÑALANDO EL LUGAR EN DONDE SOLICITA EL EQUIPO DE MEDICION Y/O LA ORIENTACION DE LA LA SUBESTACION EN EL PREDIO

DIRECCION COMERCIAL DEL SOLICITANTE _____ TEL.: _____

(PARA USO DE CORRESPONDENCIA)

COLONIA _____ DELEGACION O MUNICIPIO _____ ESTADO _____ CODIGO POSTAL _____

FACTURAR A NOMBRE DE: _____ RFC (ANEXAR COPIA) _____

DOMICILIO FISCAL _____ TEL.: _____

COLONIA _____ DELEGACION O MUNICIPIO _____ ESTADO _____ CODIGO POSTAL _____

TIPO DE SERVICIO SOLICITADO

SERVICIO EN: _____ SOLICITA: _____ TIPO DE SERVICIO: _____ CLASE: _____

BAJA TENSION (A) SERVICIO NUEVO HABITACIONAL EDIFICIO

MEDIA TENSION (B) AMPLIACION O MODIFICACION PUBLICO FRACCIONAMIENTO

ALTA TENSION No. DE CONTRATO (O C) _____ COMERCIAL U OFICINA U HABITACIONAL

No. DE CUENTA _____ INDUSTRIAL O TALLER MERCADOS

No. DE SP ANTERIOR _____ AGRICOLA COLONIAS

GIRO O ACTIVIDAD _____ OTRO _____ PUEBLOS

CONDOMINIOS HORIZONTALES

OTRO _____

DATOS GENERALES DEL SERVICIO

(A) CARGA SOLICITADA (*) _____ kW DEMANDA SOLICITADA (*) _____ kW

(B) MODIFICACION DEL SERVICIO POR INCREMENTO O DISMINUCION DE CARGA

CARGA SOLICITADA DE _____ A _____ kW (*) DIFERENCIA _____ kW

DEMANDA SOLICITADA DE _____ A _____ kW DIFERENCIA _____ kW

(*) ANEXAR RELACION DE CARGA Y DEMANDA DESGLOSADAS SEGUN EJEMPLOS INDICADOS EN LAS GUIAS L.F.C. F-328-1A Y F-328-1B

DATOS GENERALES DE LA SUBESTACION O DEL LOCAL (SI SE REQUIERE)

UBICACION DE LA SUBESTACION O DEL LOCAL (*) PARA SUBESTACION PLANTABAJA PRIMER SOTANO OTRO (A CONVENIR CON L.F.C.)

(*) SOLO EN CASO DE REQUERIRSE POR L.F.C.

TENSION PRIMARIA EN 23 kV

TENSIONES RESTRINGIDAS 13.2 kV 8 kV

CAPACIDAD DE SUBESTACION PARTICULAR _____ kVA

TIPO DE SUBESTACION: PEDESTAL BLINDADA INTEMPERIE (ABERTA) POSTE OTRO

ACEPTO CUMPLIR LAS DISPOSICIONES QUE CONSTAN AL REVERSO Y LAS EXIGIBLES CON MOTIVO DE LA PRESTACION DEL SERVICIO. ASI MISMO LOS REQUISITOS DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS Y CIVILES A QUE SE REFIERE ESTA SOLICITUD.

TECNICO QUE ACORDARA CON PERSONAL DE L.F.C., SI LA CARGA SOLICITADA ES MAYOR A 10 kW. REGISTRO No. _____ TELEFONO _____ _____ NOMBRE Y FIRMA	_____ NOMBRE Y FIRMA DEL GESTOR (PRESENTAR CARTA PODER)	_____ NOMBRE Y FIRMA DEL SOLICITANTE (PRESENTAR CARRA PODER)
---	---	--

PROCESO DE ATENCION DE UNA SOLICITUD DE PRE-SUPUESTO

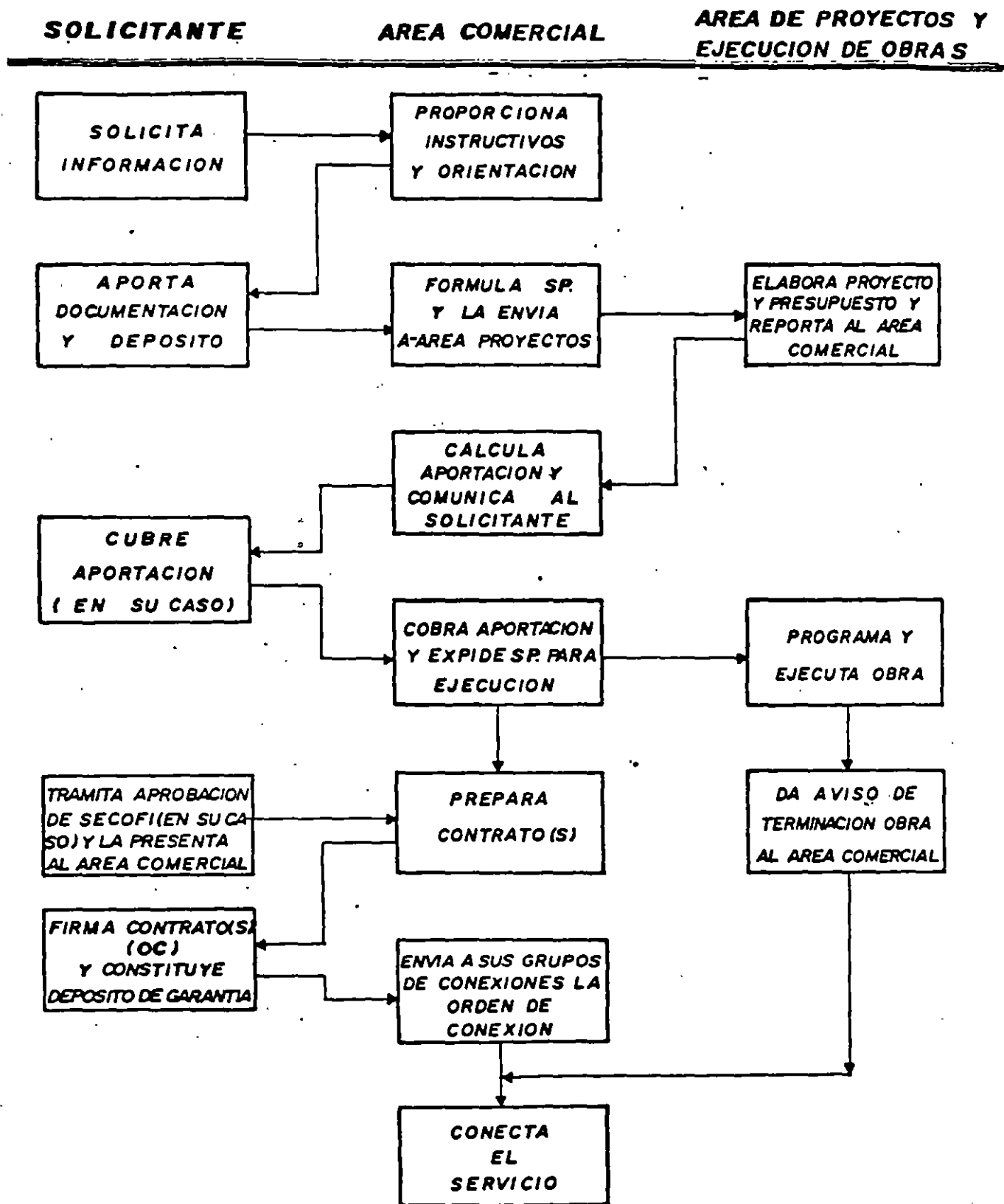


Figura 2

a que el acceso a los mismos sea permanente, exclusivo y sin obstrucción.

-Las obras civiles necesarias dentro del predio para el suministro de energía eléctrica, serán construidas por el usuario de acuerdo a las especificaciones proporcionadas por el suministrador.

2.-SERVICIOS EN BAJA TENSION.-

-En zonas de red aérea, la acometida será aérea para demandas menores a 35kW. Para demandas superiores a 35 kW, servicios en zonas de red subterránea y servicios en media tensión, la acometida será subterránea.

-El usuario deberá invariablemente proporcionar el espacio requerido para la instalación de los medidores.

-Si por las condiciones de la carga se requiriera un transformador de capacidad superior a 150 kVA, el usuario proporcionará un local de dimensiones mínimas de 3.0m de ancho por 2.30m de alto para alojar una subestación propiedad del suministrador, con libre acceso desde la entrada del inmueble para facilitar la instalación y cambio del equipo en caso necesario.

3.-SERVICIOS EN MEDIA TENSION.-

-Para demandas menores a 200 kW, la medición será por el lado de baja tensión de la subestación del usuario y para demandas superiores a 200 kW, la medición será por el lado de media tensión.

-Si la demanda es menor a 200 kW y el usuario solicita se mida por el lado de media tensión, se atenderá su solicitud si el usuario cubre la diferencia en costo de los equipos de medición y los trabajos necesarios para modificar la instalación.

-Los servicios en 13.2 kV y 6 kV están restringidos y sólo se proporcionan cuando no sea factible el suministro en 23 kV, pero el transformador del usuario debe estar preparado para poder recibir el suministro en 23 kV.

-Únicamente se acepta el uso de subestación tipo poste cuando el servicio esté ubicado en zona rural y la capacidad del transformador no sea mayor a 225 kVA.

4.-LUGAR DEL EQUIPO DE MEDICION.-

-El suministrador instalará los equipos de medición en el acceso principal y en el límite del inmueble del usuario.

-El usuario es responsable del equipo de medición y de la conservación en buen estado del espacio o local en que se ubique el mismo e instalaciones del suministrador y por los daños que ocasione en los mismos su intervención o la de terceros. En el espacio o local citados no existirán otras instalaciones tales como teléfonos, agua, gas, etc.

En forma paralela con el trámite de presupuesto y proyecto, los solicitantes de servicios en media y alta tensión, y de servicios que se consideran lugares de concentración pública de acuerdo con lo que establece el artículo 518 de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEMP-1994, deberán tramitar la certificación de los proyectos e instalaciones eléctricas a través de una Unidad de Verificación aprobada por la Secretaría de Energía. Esta certificación será requisito indispensable para la celebración del contrato de suministro.

Una vez reunidos los requisitos descritos, se procede a formular el contrato de suministro, el solicitante debe cubrir el depósito de Garantía que marcan las tarifas y finalmente se conecta el servicio.

LA FACTURACION DE LOS SERVICIOS.

INTRODUCCION.- La relación comercial entre los usuarios de los servicios de energía eléctrica y las empresas suministradoras, se rige básicamente por el contrato de suministro. El costo del servicio se rige por la aplicación de las Tarifas Eléctricas, las que son autorizadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Se tratará de mostrar en una forma sencilla, las Tarifas que actualmente están en vigor, la forma general en que se facturan los servicios de energía eléctrica y los parámetros que influyen en el precio de la misma, de cuyas magnitudes y arreglos, dependerá en forma sustancial el costo de la misma.

CONCEPTOS GENERALES.-A continuación definiremos los conceptos que normalmente aparecen en el manejo de las Tarifas y los cálculos de las facturaciones:

CARGA CONECTADA: Es la suma de las capacidades de los aparatos y equipos que consumen energía eléctrica en un servicio. También se le conoce como **CARGA INSTALADA** y se expresa en kilowatts (kW).

DEMANDA: Es la carga promedio funcionando en una instalación eléctrica o sistema, durante un tiempo especificado. Se expresa en kilowatts (kW).

DEMANDA CONTRATADA: Es la que el suministrador y el usuario del servicio convienen en el contrato de suministro. Generalmente se le considera como un porcentaje, no inferior al 60% de la carga instalada ni menor del 90% de la capacidad de la subestación (en su caso) ni menor que la capacidad del aparato o equipo más grande que conforma la carga instalada.

DEMANDA MAXIMA: Es la mayor demanda medida en un ciclo de facturación (generalmente un mes), durante un intervalo de 15 minutos, en el cual el consumo sea mayor que en cualquier otro intervalo similar en el ciclo.

DEMANDA MEDIA: Es el consumo de energía en kilowatts-hora (kWh) medido en un período, dividido entre el número de horas de ese período.

FACTOR DE CARGA: Es el cociente de la demanda media entre la demanda máxima.

FACTOR DE POTENCIA: Es un valor calculado a partir de la medición de energía, el cual indica la relación entre la capacidad real utilizada por el usuario y la capacidad instalada requerida por el suministrador para proporcionarla.

LA ESTRUCTURA DE LAS TARIFAS.- Es de todos conocido que en cualquier relación comercial existan los parámetros "producto, demanda del producto, consumidor y precio". En el comercio de la energía eléctrica se tienen estos mismos parámetros, pero con la singularidad de que el "producto" no es almacenable y los "consumidores" son de características muy heterogéneas.

De aquí que las tarifas, que no son más que los precios de venta del producto, tengan características muy peculiares. Sería ideal poder vender el producto a un

precio unico, pero esto serfa injusto para el consumidor, porque a unos se les cobrarfa mas y a otros menos, con relación a los costos que se tendrían para poder llevar el servicio a cada tipo de usuario. Esto equivale a decir que el precio serfa el mismo al mayoreo o medio mayoreo que, al menudeo. No se consideraría que algunos usuarios requieren la energfa en alta tensión, otros en media tensión y otros en baja tensión, algunos en grandes cantidades y otros en cantidades pequeñas y que todo esto influye en los costos del suministrador. De hecho, estos detalles influyen en la estructura de las tarifas.

En resumen, las particularidades que se presentan son:

- La energfa eléctrica no puede almacenarse.
- Hay que llevarla desde donde se produce hasta el usuario.
- Hay que tenerla disponible a cualquier hora que el usuario la requiera.
- Hay que mantenerla el tiempo que el usuario la requiera.
- Hay que disponerla en la cantidad que se solicite.

Lo anterior obliga a que el suministrador tenga una capacidad instalada que no se aprovecha en forma contfua (ver curva de demanda horaria típica). De hecho, se requiere un capital invertido desproporcionadamente grande con respecto a la producción, comparado con otras industrias.

Esta necesidad de capital invertido representa la parte más grande del costo del servicio y es función directa de la demanda e independiente de la generación (consumo). Para que esto quede más claro, consideremos a dos usuarios:

USUARIO 1 : Requiere 100 kW durante 100 horas en un mes.

Su consumo es: 10,000 kWh.

Su demanda es: 100 kW.

USUARIO 2 : Requiere 50 kW durante 200 horas en un mes.

Su consumo es: 10,000 kWh.

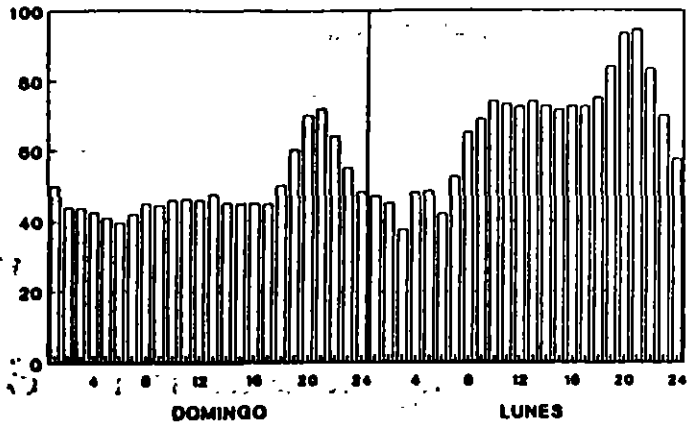
Su demanda es: 50 kW.

El costo de suministro es, obviamente, mayor para el usuario 1, ya que se requiere más capacidad de equipo (más inversión de capital), para proporcionarle el servicio.

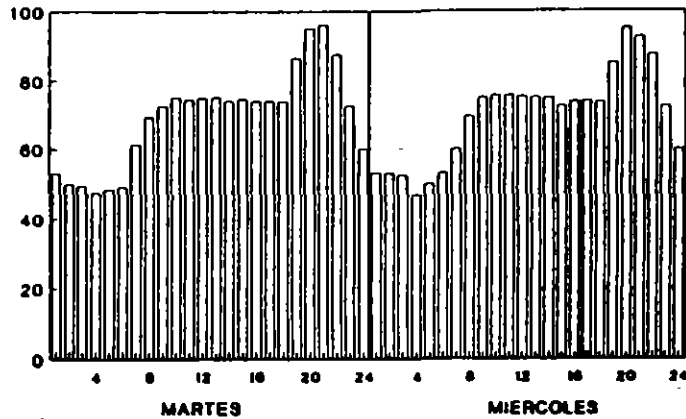
Regresando a las curvas de demanda horaria, la participación de cada usuario o

CURVAS TÍPICAS DE CARGA DIARIA

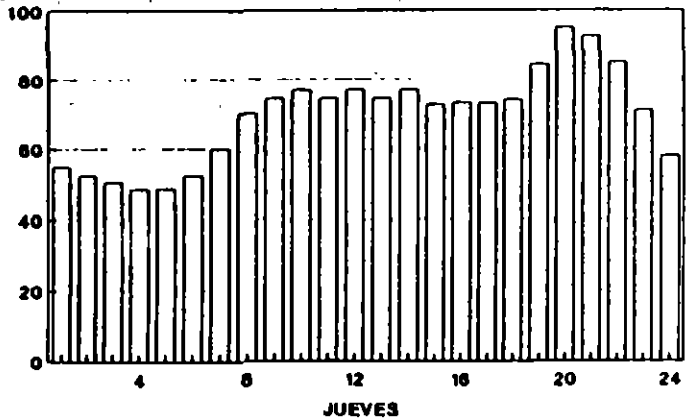
ENERO



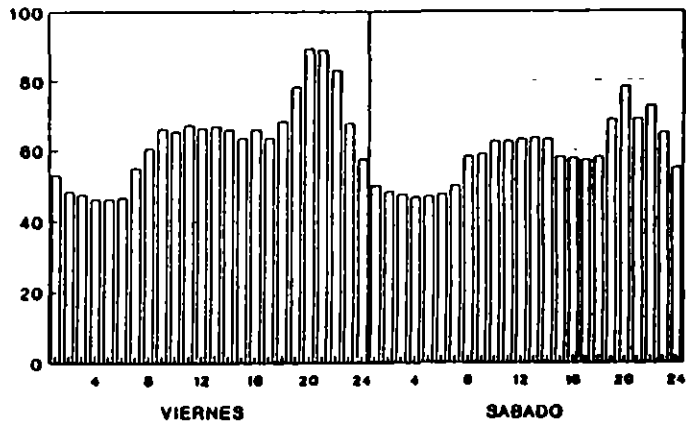
ENERO



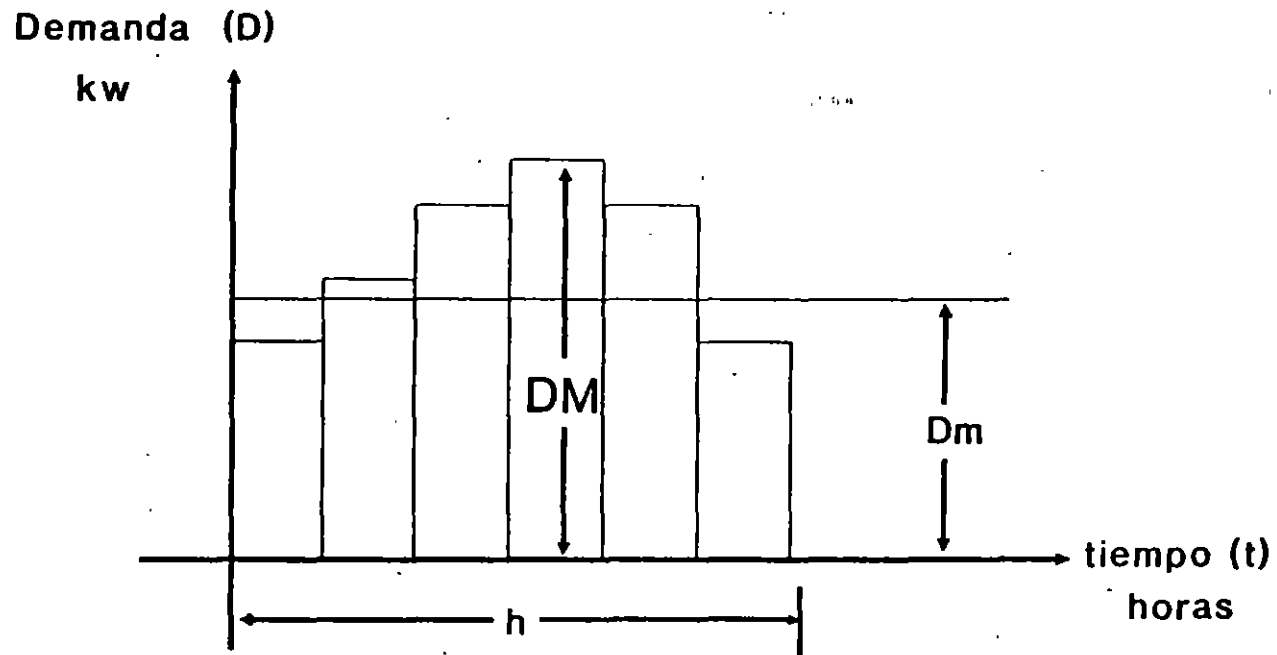
ENERO



ENERO



FACTOR DE CARGA



$$D_m = \frac{\sum_{t=t}^h D}{h} = \frac{\text{Consumo}}{h}$$

$$f_c = \frac{D_m}{DM} = \frac{\text{Consumo}}{DM \times h}$$

grupo de usuarios, durante el momento en que ocurre el "pico", explica la existencia de las distintas tarifas y precios por tarifa. Por ejemplo, en forma proporcional, el servicio para uso doméstico es más caro ya que es el que provoca mayor demanda a la hora pico, tiene un costo por unidad mayor, un costo de toma de lecturas, facturación y manejo de cuenta, muy similar al de una industria, cuya carga y consumo son mayores. No es posible aplicar los mismos elementos constitutivos de la tarifa (demanda, consumo, etc.) iguales para todos los grupos de usuarios ya que no es costeable y complicaría demasiado el proceso de facturación.

Imaginemos que para los 4'600,000 servicios domésticos que se tienen en la ciudad de México y estados circunvecinos se les tuviera que medir consumo, reactivos y demanda máxima. Sería sumamente complicado. Sin embargo, estos conceptos se han integrado en los costos de la tarifa correspondiente, en forma proporcional y de acuerdo con estudios y datos estadísticos.

Por otra parte, la estructura tarifaria presenta para el usuario del servicio, en aquellos casos en los que interviene la demanda, un incentivo al aumentar el factor de carga, ya que en estas condiciones el costo es menor. La figura nos muestra la relación aproximada entre el precio medio del kWh y el factor de carga.

Asimismo, en la estructura tarifaria se contemplan incentivos a través de costos menores para quienes consumen más fuera de la hora pico.

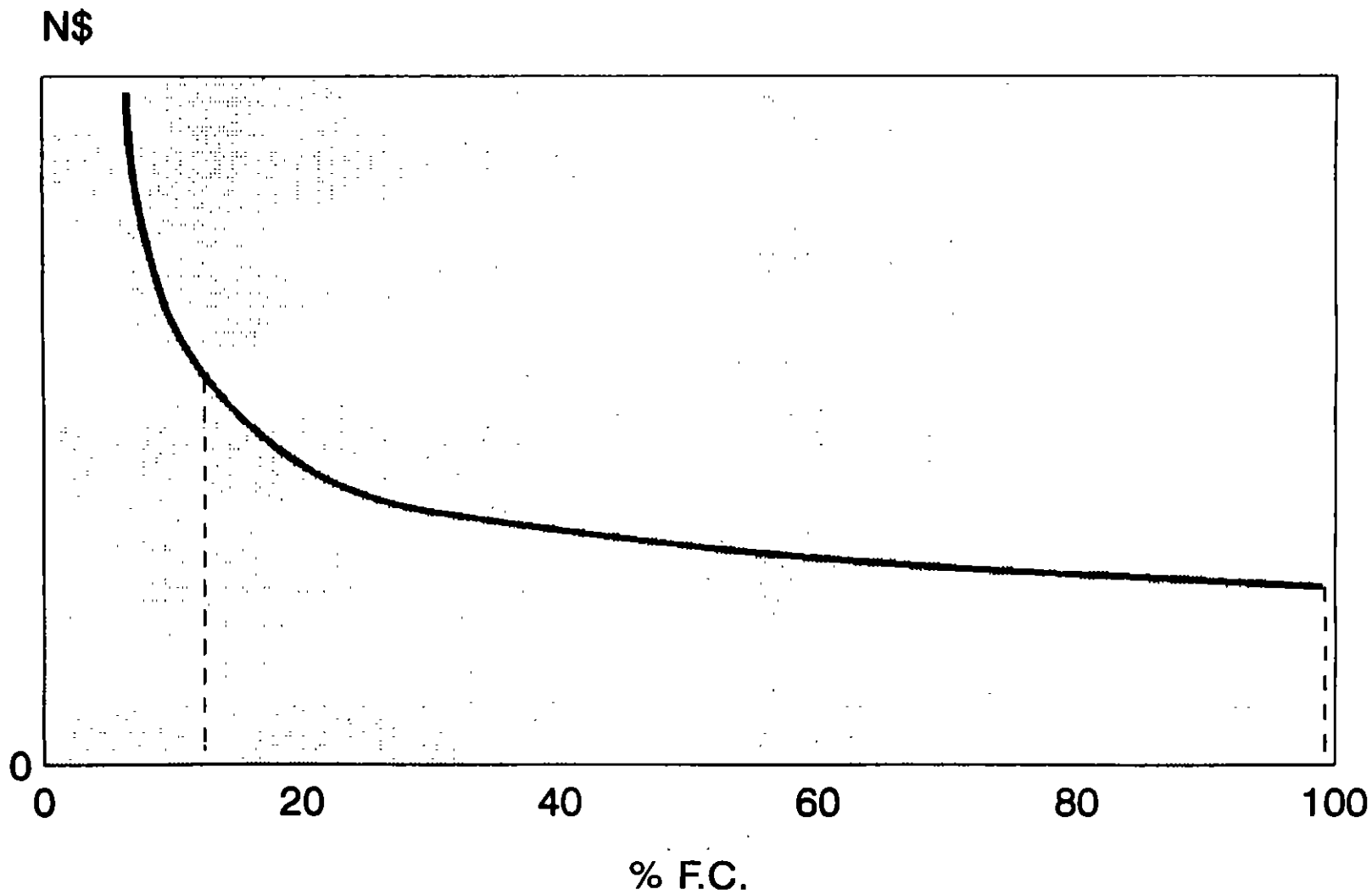
LAS TARIFAS ACTUALES.- En el actual sistema tarifario existen dos tipos de tarifas:

- TARIFAS GENERALES.
- TARIFAS ESPECIFICAS.

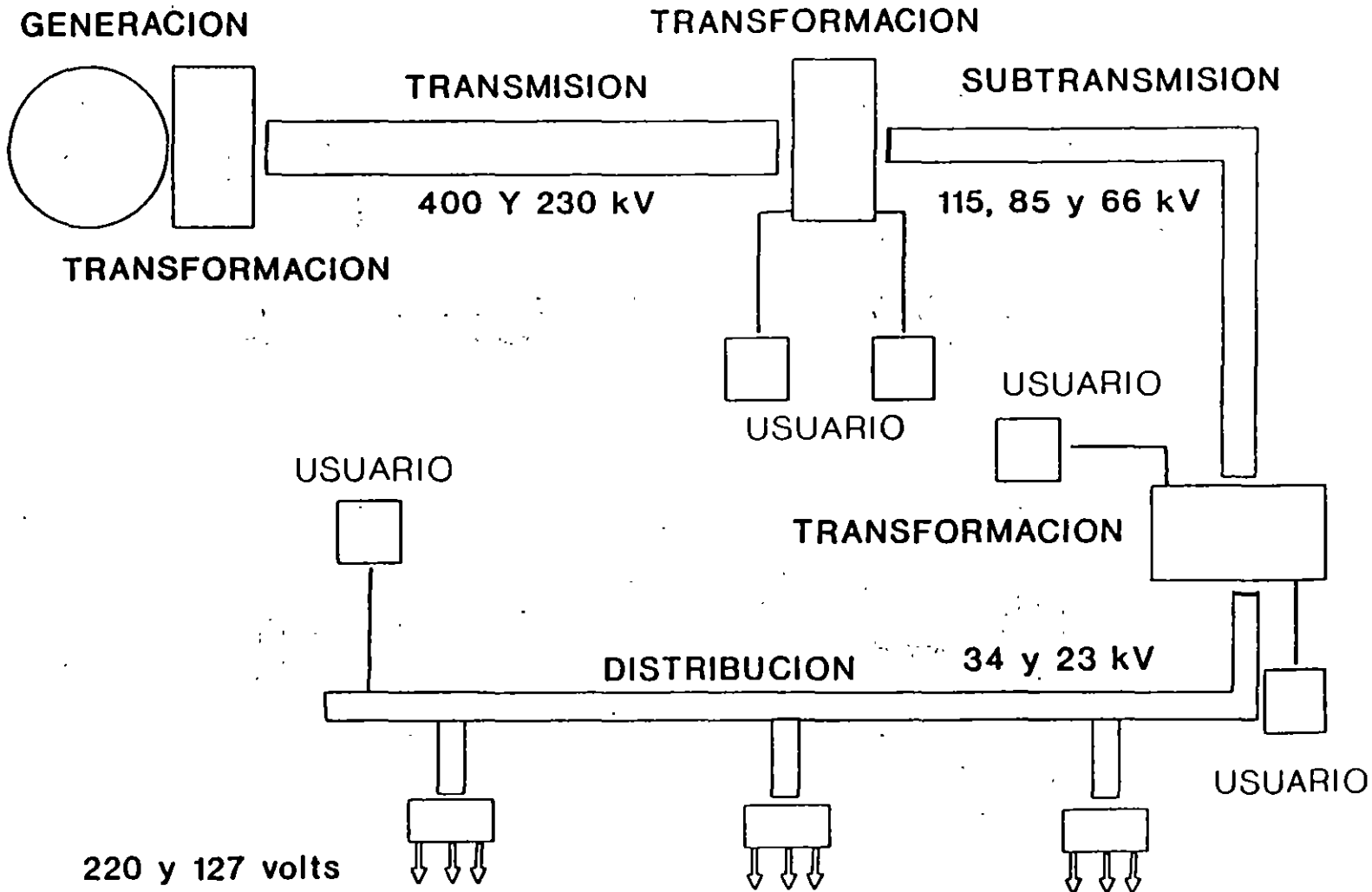
En términos generales, las tarifas se aplican dependiendo de las características particulares del servicio que se considera.

Asimismo, las tarifas tienen diferentes costos dependiendo de la ubicación geográfica de los servicios, es decir, se encuentran REGIONALIZADAS.

RELACION APROXIMADA ENTRE PRECIO MEDIO DEL KWH Y EL FACTOR DE CARGA.

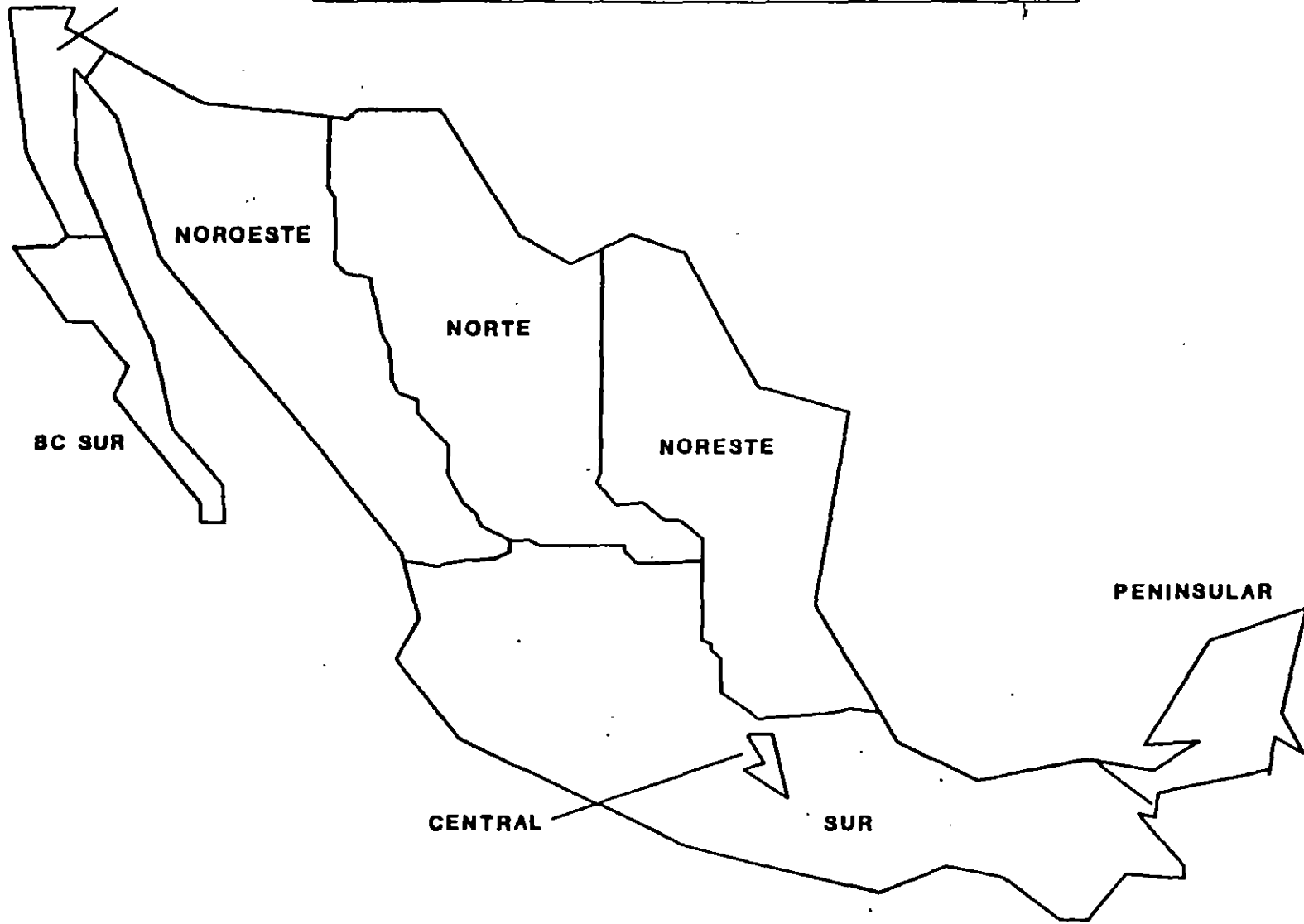


EL SISTEMA ELECTRICO

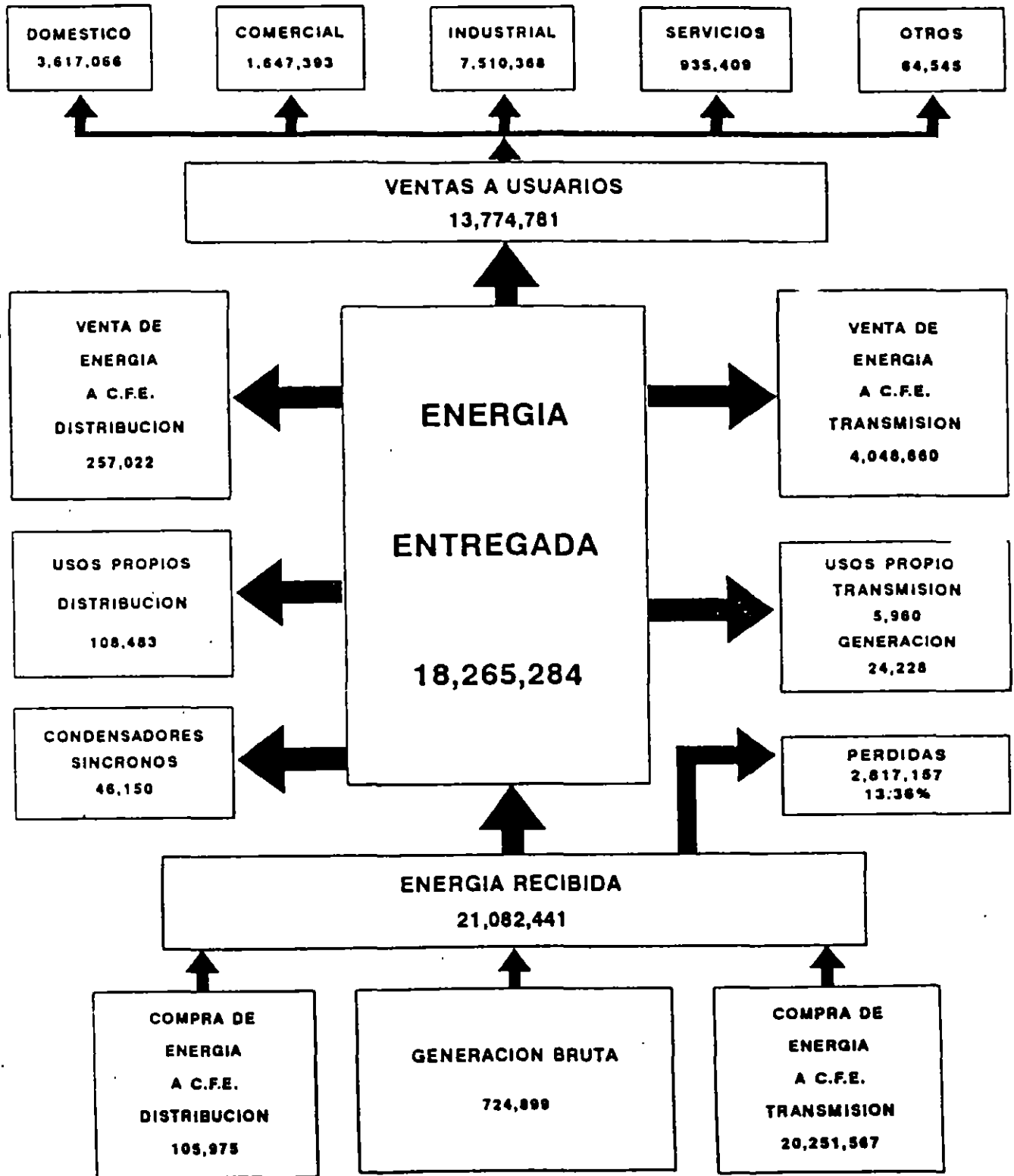


REGIONALIZACION TARIFARIA

BAJA CALIFORNIA



GERENCIA COMERCIAL - SUBGERENCIA DE E. ECONOMICO
BALANCE DE ENERGIA ACUMULADA (MWh) A JULIO DE 1995



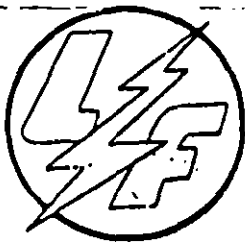
(4)

DATOS TECNICOS

LONGITUD DE CIRCUITOS DE LINEAS			
TENSION kV	1992	1993	1994
400	379	379	379
230	920	920	920
150	9	9	10
115	109	109	109
85	1,718	1,724	1,725
23	12,282	12,633	13,089
13.2	1,687	1,628	1,637
6	4,473	4,458	4,468

LONGITUD DE CIRCUITOS DE CABLES SUBTERRANEOS			
TENSION kV	1992	1993	1994
230	63	63	77
85	55	61	61
23	1,973	2,040	2,117
6	1,011	1,014	1,018

CAPACIDAD INSTALADA EN SUBESTACIONES		
1992	1993	1994
17,506	17,736	17,912



LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

INFORMACION ESTADISTICA
1994

**ESTADO CONSOLIDADO DE VENTAS POR TARIFA
Y NUMERO DE USUARIOS
AGOSTO DE 1995**

TAR.	CLASE DE SERVICIO	IMPORTE N \$	CONSUMO (MWh)	USUARIOS VIGENTES	PRECIO PROM. N\$/kWh	CONSUMO PROMEDIO kWh/USU.
1	DOMESTICO	123,843,885	462,999	4,194,510	0.267	110
2	GENERAL HASTA 25 kW DE DEMANDA	100,220,520	150,240	526,339	0.667	285
3	GENERAL PARA MAS DE 25 kW DE DEMANDA	70,613,000	124,795	12,757	0.566	9,782
5	ALUMBRADO PUBLICO	27,580,566	41,853	338	0.659	123,825
5A	ALUMBRADO PUBLICO	2,707,465	5,511	159	0.491	34,660
6	BOMBEO AGUAS POTABLES O NEGRAS, SERV. PUBLICO	26,634,002	81,895	2,637	0.325	31,056
7	TEMPORAL	228	0	1	0.000	0
OM	GRAL. MEDIA TENSION <1000 kW	137,269,879	532,367	7,712	0.258	69
HM	GRAL. MEDIA TENSION >1000 kW	71,056,294	307,268	314	0.231	978,561
	SUMA OM Y HM	208,326,173	839,635	8,026	0.248	104,614
9	BOMBEO DE AGUA PARA RIEGO AGRICOLA	701,410	5,148	1,423	0.136	3,618
	GRAL. ALTA TENSION :					
HS	NIVEL SUBTRANSMISION	21,729,053	112,551	20	0.193	5,627,550
HSL	NIVEL SUBT. LARGA DURACION	13,468,075	80,553	10	0.167	8,055,300
	SUMA HS Y HSL	35,197,128	193,104	30	0.182	6,436,800
HT	NIVEL TRANSMISION	3,268,049	14,825	3	0.220	4,941,667
HTL	NIVEL TRANS. LARGA DURACION	869,114	4,782	1	0.182	4,782,000
	SUMA HT Y HTL	4,137,163	19,607	4	0.211	4,901,750
	SUMA HS, HSL, HT y HTL	39,334,291	212,711	34	0.185	6,256,206
	TOTAL	599,961,540	1,924,787	4,746,224	0.312	406

(5)

TARIFAS ACTUALES.

TARIFA	DESCRIPCION	TIPO	OBSERVACIONES
1	SERV.DOMESTICO	ESPECIFICA	
1-A	SERV.DOMESTICO	ESPECIFICA	VERANO 25°C
1-B	SERV.DOMESTICO	ESPECIFICA	VERANO 28°C
1-C	SERV.DOMESTICO	ESPECIFICA	VERANO 30°C
2	GENERAL BT. HASTA 25kw	GENERAL	
3	GENERAL BT.MAS DE 25kW	GENERAL	
5	ALUMBRADO PUBLICO	ESPECIFICA	DF., MONTERREY Y GUADALAJARA
5-A	ALUMBRADO PUBLICO	ESPECIFICA	RESTO DEL PAIS
6	BOMBEO AGUAS NEGRAS O POTABLES	ESPECIFICA	SOLO SERVICIO PUBLICO.
7	SERV.TEMPORAL	GENERAL	MENOS DE 1 MES
9	BOMBEO PARA RIEGO AGRICOLA	ESPECIFICA	
O-M	MEDIA TENSION	GENERAL	DEMANDA MENOR A 1000 kW.
H-M	HORARIA EN MEDIA TENSION	GENERAL	DEMANDA MAYOR A 1000 kW.
H-S	HORARIA EN ALTA TENSION	GENERAL	TENSIONES ENTRE 35 Y 230 kV

TARIFA	DESCRIPCION	TIPO	OBSERVACIONES
H-T	HORARIA EN ALTA TENSION	GENERAL	TENSIONES DE 230 kV Y MAYORES
H-SL	HORARIA EN ALTA TENSION	GENERAL	LARGA UTILIZACION DE LA DEMANDA
H-TL	HORARIA EN ALTA TENSION	GENERAL	LARGA UTILIZACION DE LA DEMANDA
I-15	HORARIA INTERRUPTIBLE AVISO 15 MINUTOS.	GENERAL	EN ALTA TENSION PARA DEMANDA MAYOR DE 10,000kW CON 7,000kW MINIMO PARA INTERRUPTIR.
I-30	HORARIA INTERRUPTIBLE AVISO 30 MINUTOS.	GENERAL	EN ALTA TENSION PARA DEMANDA MAYOR A 20,000kW CON 7,000kW MINIMO PARA INTERRUPTIR
HS-R	HORARIA DE RESPALDO PARA FALLA Y MANTENIMIENTO EN A.T.	ESPECIFICA	PRODUCTOR EXTERNO ENTRE 35 Y 230kV.
HS-RF	HORARIA DE RESPALDO PARA FALLA EN A.T.	ESPECIFICA	PRODUCTOR EXTERNO ENTRE 35 Y 230kV.
HS-RM	HORARIA DE RESPALDO PARA MANTENIMIENTO EN A.T.	ESPECIFICA	PRODUCTOR EXTERNO ENTRE 35 Y 230kV.

TARIFA	DESCRIPCION	TIPO	OBSERVACIONES
HT-R	HORARIA DE RESPALDO PARA FALLA Y MANTENIMIENTO EN A.T.	ESPECIFICA	PRODUCTOR EXTERNO PARA 230kV Y MAYORES
HT-RF	HORARIA DE RESPALDO PARA FALLA EN A.T.	ESPECIFICA	PRODUCTOR EXTERNO PARA 230kV Y MAYORES
HT-RM	HORARIA DE RESPALDO PARA MANTENIMIENTO EN A.T.	ESPECIFICA	PRODUCTOR EXTERNO PARA 230kV Y MAYORES

GERENCIA COMERCIAL
SUBGERENCIA DE ESTUDIOS ECONOMICOS

TARIFAS GENERALES AUTORIZADAS 1995

A PARTIR DEL 1o DE ABRIL DE 1995

Nuevos \$

ARIFA	CARGO FIJO O DEM.	CARGO POR CONSUMO						MINIMOS	DEPOSITO DE GARANTIA		
01		1/25 .87944	24/50 .1929	51/75 .14903	76/100 .17304	101/200 .19132	ADICIONAL .62234	0.63555	UN HILO ** 7.00	DOS HILOS ** 34.00	TRES HILOS ** 43.00
	CARGO POR MANTO	5.08	5.92	6.79	6.79	8.47	13.06				
02	CARGO FIJO 5.64594	1/50 .42546	51/100 .53209			ADICIONALES .59483		5.64594	37.00	182.00	272.00
	CARGO POR MANTO	7.91									
03	CARGO POR DEM. 58.24674	UN SOLO ESCALON 29262 X kWh						470.77348	MULTIPLICAR POR kW CONTRATADOS 125.41		
	CARGO POR MANTO	13.16									
05		MEDIA TENSION UN ESCALON .54102 X kWh			BAJA TENSION UN ESCALON .64450 X kWh			MT 65.78854 BT 78.37002	MULTIPLICAR kW CONTRATADOS POR MT 280.40 BT 334.04		
	CARGO POR MANTO	13.16									
05A		MEDIA TENSION UN ESCALON .40577 X kWh			BAJA TENSION UN ESCALON .48340 X kWh			MT 49.33992 BT 56.78126	MULTIPLICAR kW CONTRATADOS POR MT 210.31 BT 250.34		
	CARGO POR MANTO	13.16									
06	CARGO FIJO 55.52537	UN SOLO ESCALON .30739 X kWh						55.52537	CUALQUIER CARGA 237.00		
07	CARGO POR DEM. 36.95537	UN SOLO ESCALON .92402 X kWh						4 hrs/dia 100% DEM	EL DOBLE DE LA CANTIDAD QUE RESULTE DE APLICAR LOS CARGOS A LA DEMANDA Y CONSUMO ESTIMADO UNICAMENTE CUANDO HAY MEDICION		
	CARGO POR MANTO	13.16									
09		1/5000 .10520	5001/15000 .12576	15001/35000 .13880	ADICIONALES .15412			EXENTA	MULTIPLICAR kW CONTRATADOS POR 5.24		
	CARGO POR MANTO	3.00									
04M	CARGO POR DEM. R. CTRO. 23.778 R. SUR 23.086	UN SOLO ESCALON .13972 X kWh .13565 X kWh						237.78 230.86	MULTIPLICAR kW CONTRATADOS POR 49.30		
	CARGO POR MANTO	12.60									
TARIFAS HORARIAS			D.P.	kWh/PUNTA		kWh/BASE					
II-M	TENSION DE SERVICIO 110 V A 25 kV	R. CTRO. R. SUR	24.135 23.432	20120 .19534		.12575 .12209		241.35 234.32			
H-S	TENSION DE SERVICIO 35.1 kV A 220 kV	R. CTRO. R. SUR	24.320 23.612	.15859 .15397		.08827 .08570		486.40 472.24			
II-T	TENSION DE SERVICIO MAS DE 220 kV	R. CTRO. R. SUR	22.496 21.842	.14897 .14463		.08266 .08025		449.92 436.84	MULTIPLICAR kW CONTRATADOS POR 49.58		
				MINIMA	EXCEDENTE						
H-SL	TENSION DE SERVICIO 35.1 kV A 220 kV	R. CTRO. R. SUR	24.320 23.612	25449 24901	.11702 .11362	.06889 .06689		486.40 472.24	DP = DEM PUNTA + 02 (DEM BASE - DEM PUNTA) SIDEM PUNTA > DEM BASE --> DP = DEM PUNTA		
H-TL	TENSION DE SERVICIO MAS DE 220 kV	R. CTRO. R. SUR	22.496 21.842	.19090 .18533	.10785 .10471	.06697 .06502		449.92 436.84			
	CARGO POR MANTO	12.60 (PARA TODAS LAS TARIFAS HORARIAS)									
TARIFAS ADICIONALES		TARIFA	BONIF.	FOR CADA kW DE DEMANDA INTERRUPTIBLE BONIFICABLE				DEMANDA INTERRUPTIBLE BONIFICABLE SERA LA MINIMA ENTRE LA DEMANDA INTERRUPTIBLE CONTRATADA Y EL RESULTADO DE RESTAR A LA DEMANDA MAXIMA MEDIDA EN PERDIDO DE PUNTA LA DEMANDA FIRME CONTRATADA			
I-30	PARA SERVICIOS INTERRUPTIBLES	H-SY H-SL H-TY H-TL	5.257 4.984								
I-15	(A SOLICITUD DEL USUARIO)	H-SY H-SL H-TY H-TL	10.474 9.976								

VALORES EN \$

* = APLICAR FACTOR DE INCREMENTO MENSUAL ACUMULATIVO DEL 1.00797 (VER CUOTAS Y TASAS ANEXAS)

** VALORES VIGENTES DURANTE EL AÑO DE 1995

1 ABRIL DE 1995

COMO SE COMPONE LA FACTURACION DE UN SERVICIO:

$$\begin{array}{r} \text{CARGO POR CONSUMO} \\ + \\ \text{CARGO POR DEMANDA} \\ \hline = \text{FACTURACION BASICA} \end{array}$$

A LA FACTURACION BASE SE LE AGREGAN OTRAS CUOTAS O CARGOS DE LA SIGUIENTE MANERA:

CARGO POR MANTENIMIENTO (1148)

AJUSTE POR COSTO DE COMBUSTIBLE

CARGO/BONIFICACION POR FACTOR DE POTENCIA

DERECHOS DE ALUMBRADO PUBLICO

DERECHOS POR SERVICIOS COMUNES
DE ILUMINACION Y BOMBEO

*El cargo por mantenimiento es una cuota fija mensual.

*El ajuste por costo de combustible en + ó - es una función de los kilowatts-hora consumidos.

*Los derechos de alumbrado público son función de la suma de la facturación básica más el ajuste por costo de combustible, más el cargo/bonificación por factor de potencia y únicamente se aplica en aquellos municipios que de acuerdo con su legislación estatal hayan celebrado un convenio con el suministrador.

*Los derechos de servicios comunes de iluminación y bombeo son cobros que se convienen entre el suministrador y la administración de unidades habitacionales grandes para el prorrateo y cobro de la facturación de los servicios generales de iluminación y bombeo en las facturas individuales de los colonos.

Finalmente, después de sumar todos los conceptos anteriores, se carga el Impuesto al Valor Agregado a la tasa que corresponda.

ACUERDO QUE ESTABLECE LOS REQUISITOS QUE DEBEN CONTENER LOS PROYECTOS Y LAS INSTALACIONES ELECTRICAS QUE REQUIEREN CERTIFICACION A TRAVES DE UNA UNIDAD DE VERIFICACION APROBADA POR LA SECRETARIA DE ENERGIA, MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL

Artículo 1o.- Requieren certificación por medio de una unidad de verificación de instalaciones eléctricas, aprobada por la Secretaría de Energía Minas e Industria Paraestatal y acreditada por la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, las instalaciones de energía eléctrica con las siguientes características:

- I.- Suministros en alta tensión, de más de 1000 volts entre conductores o más de 600 volts con respecto a tierra, en corriente alterna (exceptuando los señalados en el artículo 2º).
- II.- Lugares de concentración pública (exceptuando los señalados en el artículo 2º).

Se entiende como lugares de concentración pública:

- Albergues
- Asilos
- Arenas de box, lucha, patinaje, etc.
- Auditorios
- Baños Públicos
- Bares
- Bibliotecas públicas
- Bodegas, almacenes, expendios y envasadoras de materias líquidas, sólidas y gaseosas peligrosas
- Cárceles
- Cantinas
- Carpas
- Centros de convenciones
- Centros deportivos
- Centros nocturnos, cabaretes, discotecas, etc.
- Cines
- Circos
- Cortijos
- Centros para culto religioso
- Cafeterías
- Clínicas
- Edificios nuevos ocupados por arrendatarios, copropietarios o condominios habitacionales y de oficinas, de más de 3 niveles;

exclusivamente en las instalaciones de los servicios comunes y alimentación general.

- Escuelas y demás centros docentes
- Estadios
- Expendios de Leche
- Exposiciones
- Fábricas de pinturas a base de solventes inflamables
- Fábricas de muebles de madera
- Fábricas de productos de hule y sus derivados
- Fábricas donde haya áreas de niquelado, galvanoplastia y polvos metálicos
- Fábricas textiles
- Ferias
- Funerarias
- Galerías
- Gasolineras y Estaciones de Servicio
- Guarderías
- Gimnasios
- Hangares y talleres de reparación aeronáutica
- Hoteles.
- Hospitales y Sanatorios
- Instituciones financieras
- Juegos mecánicos
- Laboratorios
- Lavado y engrasado de automotores
- Lienzos charros
- Madererías
- Mercados
- Minas
- Molinos de Nixtamal
- Moteles
- Museos
- Parques de diversiones
- Plantas de bombeo y rebombeo de hidrocarburos líquidos y gaseosos
- Plantas químicas y petroquímicas
- Plantas de refinación en general
- Plantas de tratamiento de carbón
- Plazas taurinas
- Restaurantes
- Reclusorios
- Salones de fiestas
- Salones de baile
- Talleres de costura
- Teatros
- Terminales para pasajeros (aéreos, terrestres, marítimas)

- Tiendas departamentales y de autoservicio
- Tortillerías

Los demás inmuebles o áreas destinadas a fines de esparcimiento, recreativos, culturales, para recibir un servicio, concertar negocios o cualquier otro motivo de reunión en forma habitual, así como los que se indican en la sección 501 de la Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-001-SEMP-1993.

Artículo 2o.- No se requerirá la certificación expedida por una unidad de verificación, en los siguientes tipos de instalaciones eléctricas:

a) CON CARGA CONTRATADA HASTA 10 KW.

- Albergues
- Cárceles
- Cantinas
- Cortijos
- Cafeterías
- Ferias
- Funerarias
- Galerías
- Instituciones financieras
- Juegos mecánicos
- Lienzos Charros
- Mercados
- Parques de Diversiones
- Plazas taurinas
- Restaurantes

- Reclusorios
- Talleres de costura
- Terminales para pasajeros (aéreos, terrestres, marítimas)
- Expendios exclusivamente de leche, molinos de nixtamal y tortillerías.
- Los demás inmuebles o áreas destinadas a fines de esparcimiento, recreativos, culturales, para recibir un servicio, concertar negocios o cualquier otro motivo de reunión en forma habitual.

b) CUALQUIER CARGA CONTRATADA

- Servicios de alumbrado público, Tarifas 5 y 5A para alumbrado (hasta en tanto existan NOM).
- Subestación tipo poste y red aérea, en alta tensión, tarifa 9, para bombeo de agua para riego agrícola.
- Subestación tipo poste y red aérea, en alta tensión, tarifa 6, para bombcos de aguas potables o negras del servicio público.
- Reconstrataciones por cambio de razón social o giro sin incremento de carga contratada.
- Reconstrataciones por disminución de la carga contratada.
- Reconstrataciones sin cambio de razón social en servicios que fueron dados de baja, dentro de un período de 12 meses sin incremento de carga contratada.
- Instalaciones eléctricas que serán entregadas al suministrador para su operación.
- Instalaciones eléctricas utilizadas para la construcción de los inmuebles.
- Instalaciones del Ejército, Armada y la Fuerza Aérea, que sean de carácter y fines exclusivamente militares y estén enmarcados

dentro de la Seguridad Nacional (Las instalaciones armadas serán responsables de que dichas instalaciones cumplan con los ordenamientos legales).

c) CON CARGA CONTRATADA HASTA 40 KW Y CON SUMINISTROS EN BAJA TENSION

- Microindustrias
- Talleres exceptuando los de costura
- Fábricas exceptuando las que contengan ambiente peligroso.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

C U R S O S A B I E R T O S

II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS .

MODULO I: SISTEMAS DE DISTRIBUCION

TEMA: ASPECTOS DE LA CALIDAD DE LA ENERGIA
 SUMINISTRADA CON EQUIPO SENSIBLE.

DR. RAUL VELAZQUEZ SANCHEZ .

En todo sistema eléctrico ocurren perturbaciones y problemas inesperados y en algunos casos inevitables por causa de fenómenos naturales como las descargas atmosféricas, el clima, vientos intensos, por factores humanos o por la operación misma de la red. Lo anterior provoca variaciones en la calidad de la energía eléctrica: interrupciones del servicio, depresiones o impulsos de voltaje, variaciones en la frecuencia y la generación de armónicas.

Esta situación afecta la continuidad de las actividades productivas, en particular de las industriales que emplean equipos electrónicos cada vez más avanzados pero a la vez más sensibles. Para contrarrestar este problema las empresas eléctricas están considerando no sólo el mejoramiento de sus instalaciones y procesos, sino la participación del propio usuario, que debe diseñar sus instalaciones eléctricas de manera que sus procesos de producción resulten lo menos afectados por las alteraciones en la calidad de la energía eléctrica.

La Comisión Federal de Electricidad mantiene acciones en este sentido mediante registros estadísticos relativos a la calidad del suministro eléctrico y brindando la información y asesoría necesarias a los usuarios. Por su parte el Instituto de Investigaciones Eléctricas está trabajando en la caracterización de los principales parámetros que definen la calidad de la energía, así como en el establecimiento de métodos para evaluar las mejores opciones de equipos y de diseño de sistemas de protección en las plantas industriales.

La participación conjunta de las empresas eléctricas, los usuarios y la investigación aplicada permitirá combinar menores variaciones del suministro eléctrico con la selección y diseño adecuados de las instalaciones eléctricas industriales utilizadas en aquellos procesos productivos que se basan y dependen en gran medida de la energía eléctrica.

Aspectos de la calidad de la energía suministrada a industrias con equipo sensible

Héctor G. Sarmiento Uruchurtu
Raúl Velázquez Sánchez

El equipo utilizado en plantas industriales modernas se está volviendo más sensible a las depresiones de voltaje.

La actividad más útil para cualquier planta es llevar a cabo un estudio de alteraciones por un periodo de uno o dos meses, incluyendo la temporada de lluvias.

Introducción

En el sistema eléctrico es frecuente la presencia de alteraciones y problemas inesperados causados por fenómenos naturales, accidentes o por la operación misma de la red. La mayoría de los usuarios de energía eléctrica experimentan pocos problemas con la "calidad de energía", ya que sus cargas son insensibles a variaciones en el voltaje de alimentación y en la frecuencia, a la presencia de armónicas, a las depresiones, picos e impulsos.

Sin embargo, el equipo utilizado en plantas industriales modernas (controladores de procesos, controladores de velocidad, robótica) se está volviendo más sensible a estas depresiones de voltaje al elevarse el grado de complejidad de los equipos y al aumentar su contenido de electrónica de potencia.

El Departamento de Transmisión y Distribución ha realizado estudios en empresas con procesos continuos, en donde muchas de las fallas en el sistema de transmisión ocasionan depresiones de voltaje de tal magnitud y duración que disparan a equipos utilizados para controlar la velocidad de motores en procesos continuos. El disparo de estos equipos interrumpe dichos procesos, con un consecuente impacto económico importante debido, principalmente, a la pérdida de producción y al desperdicio de material. Dichas depresiones momentáneas tienen una dura-

ción típica de 100 a 200 ms (6 a 12 ciclos) y pueden llegar a una disminución de la tensión nominal hasta del 30%. En la figura 1 aparece un histograma con información sobre la distribución de las depresiones de voltaje, con datos de dos años. Las cuatro barras presentan el número de veces que se ha tenido una depresión de voltaje en la que la tensión ha caído dentro de un intervalo determinado. Por ejemplo, se

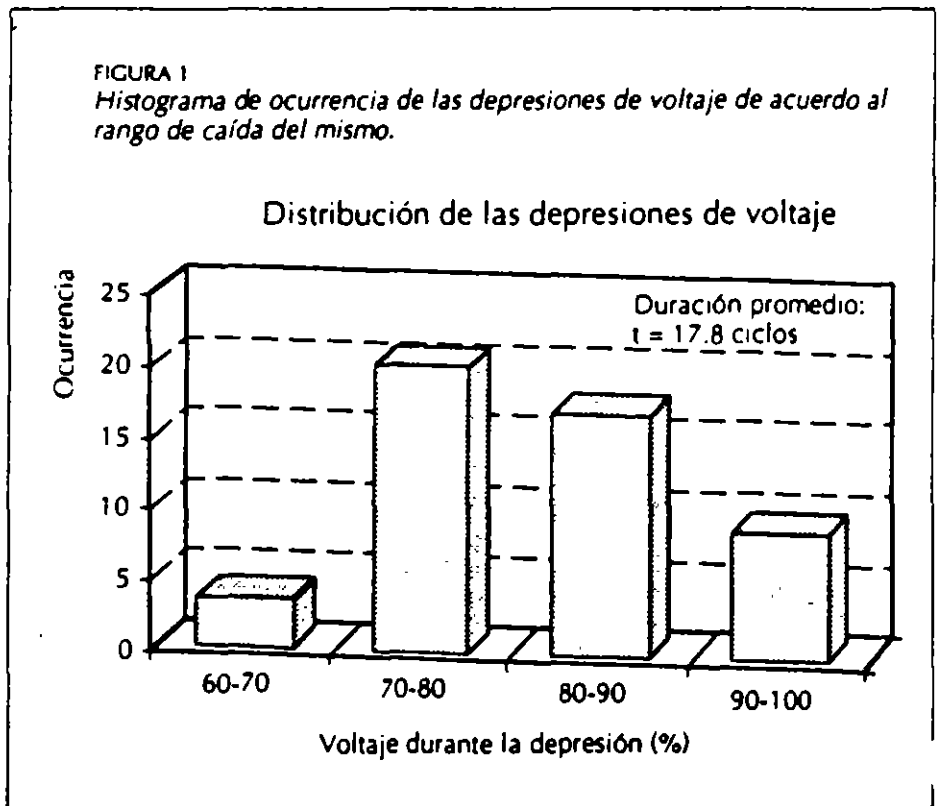
registraron veinte depresiones en las que el voltaje nominal se abatió a un valor entre el 70 y el 80%.

Generalidades

Existen tres cambios fundamentales en la naturaleza de la carga del usuario del sistema de potencia que concuerdan con la calidad de la energía [Carte, 1989]:

FIGURA 1

Histograma de ocurrencia de las depresiones de voltaje de acuerdo al rango de caída del mismo.



La microelectrónica ha producido una creciente categoría de cargas residenciales, comerciales e industriales que son muy sensibles a las variaciones de la calidad de la energía. Los esquemas de diseño de integración a gran escala (LSI) y a muy gran escala (VLSI) de los chips modernos han resultado en dispositivos más rápidos, más complejos y con mayor capacidad de memoria para una misma superficie. La lógica para estos circuitos requiere de niveles de tensión y de energía menores, reduciendo el consumo de potencia y por lo tanto los requerimientos de ventilación. Desafortunadamente estos niveles de tensión son más fáciles de perturbar [Flory et al, 1990].

La electrónica de potencia ha producido una nueva generación de dispositivos de alta capacidad y bajo costo, lo que ha extendido su utilización. Sin embargo, estos mismos dispositivos producen perturbaciones en la calidad de la energía, a los que la microelectrónica es sensible. Se estima que la porción de la energía eléctrica total generada para aquellas cargas procesadas por electrónica de potencia, se incrementará de un nivel actual de 10-20% al 50-60% en el año 2010.

Mientras que estos cambios dramáticos se están dando en las cargas, las empresas eléctricas y los clientes industriales continúan aplicando capacitores para la corrección del factor de potencia para controlar el voltaje y reducir el flujo de reactivos. Estos capacitores influyen en los muchos tipos de problemas de calidad de la energía, ya que son como una "coladera" para corrientes de alta frecuencia y pueden mejorar la situación o agravarla significativamente, al incrementar los niveles de armónicas, dependiendo de los parámetros del sistema.

La proliferación de las cargas y fuentes no lineales (electrónica de potencia) se ha dado en ausencia de normas completas que limiten las señales armónicas que el sistema de potencia debe ser capaz de soportar y que las empresas eléctricas puedan absorber. Esta situación conduce a problemas de calidad de la energía tanto para las empresas eléctricas como para sus clientes: la caracterización de las fuentes de "ener-

gía sucia" y los requisitos de "energía limpia" para cargas sensibles. Lo anterior demanda el establecimiento de guías y normas que seguramente requerirán de evaluaciones técnicas y económicas exhaustivas [Domijan et al, 1993].

Definiciones

No existe un consenso en la terminología que defina las alteraciones más comunes que afectan la calidad de la energía. A continuación se enlistan los términos más utilizados y aceptados en este campo, tanto por fabricantes como usuarios de equipo de monitoreo de calidad de la energía. Una descripción más detallada de estas perturbaciones la dan De la Rosa y Velázquez [1992].

- Depresiones de voltaje ("voltage sags"). Es un término aceptado comúnmente y que significa una reducción breve en el voltaje nominal, con una duración que va desde 10 ms (0.6 ciclos) hasta 2.5 seg (150 ciclos).

- Impulso. Pulso unidireccional con duración menor a dos milisegundos. La magnitud es el valor absoluto del pulso después de filtrar la componente fundamental.

- Sobretensión. Un aumento en el voltaje nominal mayor a 0.01 s (0.6 ciclos) y menor que 2.5 s (150 ciclos).

- Bajo voltaje. Una reducción en el voltaje nominal por más de 2.5 s.

- Alto voltaje. Un incremento en el voltaje nominal por más de 2.5 s.

- Distorsión armónica. Significa sencillamente que la forma de onda de la tensión (o corriente) no es una senoidal pura. Esto resulta de la adición de una o más ondas armónicas que se superponen a la onda fundamental o de 60 Hz.

Encuestas sobre calidad de la energía

En la literatura técnica aparecen cada vez con mayor frecuencia estadísticas que se han llevado a cabo en redes industriales o de otro tipo, con objeto de caracterizar los problemas de calidad de la energía. Por ejemplo, el porcenta-

je de los trastornos que se presentan como depresiones de voltaje (sags), como sobretensiones, como impulsos, por distorsiones de la onda senoidal, etc. También es preocupación actual cuantificar las magnitudes y duraciones de tales trastornos, que afectan a los diferentes tipos de cargas, principalmente a aquellas que hacen uso intensivo de la electrónica de potencia.

En Wagner, Van et al [1989] también se reportan resultados de una encuesta: en ese caso las depresiones de voltaje fueron las únicas alteraciones que ocasionaron directamente pérdida de producción y representaron el 68% de las alteraciones registradas. Del análisis de estas depresiones se determinó que el umbral para afectar la producción lo representaban las depresiones mayores al 13% de la tensión nominal y con una duración mayor a 8.3 ms (1/2 ciclo).

En Carter [1989] se ilustran algunos resultados de encuestas realizadas en diferentes industrias:

- Un poco más del 62% de los desajustes fueron depresiones de voltaje con duración menor a medio segundo (30 ciclos). Regularmente son resultado de condiciones de falla: un corto circuito en el sistema de la empresa suministradora, descargas atmosféricas, problemas por contacto de ramas de árbol o pequeños animales. Las depresiones de voltaje también son resultado del arranque de un motor, aunque estas subten-siones comúnmente son mayores en duración de 30 ciclos y el voltaje asociado no es tan bajo. La magnitud y duración de la depresión de voltaje determina la magnitud del daño al equipo sensible.

- Aproximadamente el 21% de las perturbaciones fueron impulsos de voltaje transitorios. La conexión y desconexión de cargas ocasiona dichos impulsos. Normalmente no representan un problema hasta que sobrepasan el 200 o 300% del voltaje rms. El impulso es una elevación transitoria con duración menor a medio ciclo. Otras causas comunes de impulsos son: descargas atmosféricas cercanas, descargas estáticas y arqueo entre contactos.

- Las interrupciones constituyeron el

14% de los desarreglos. Ningún sistema es invulnerable a las interrupciones. Estas son ocasionadas por corto circuitos, descargas atmosféricas, malfuncionamiento del equipo, accidentes automovilísticos, excavaciones en sistemas subterráneos, etcétera.

- Las sobretensiones de voltaje representaron el 2%.

Otro estudio citado con frecuencia en la literatura técnica fue realizado por los laboratorios de la compañía Bell Telephone, con los siguientes resultados [Wagner, Van et al, 1989]:

- Se observó la siguiente distribución entre las perturbaciones:

Sobretensiones = 0.7%

Interrupciones = 2.6%

Impulsos = 7.4%

Depresiones = 87.2%

Debido a que las depresiones se registraron simultáneamente en todos los sitios de monitoreo, la fuente de las mismas está en el sistema de la compañía suministradora.

contextos

Actividades en torno a la calidad de la energía eléctrica en la División Golfo Norte de la Comisión Federal de Electricidad

Entrevista con el ingeniero José Luis Apodaca Villarreal, subgerente de Distribución.

La Comisión Federal de Electricidad mantiene diversas acciones para asegurar la calidad del suministro eléctrico. En esta entrevista se comentan algunas de las medidas que se han implantado en la Subgerencia de Distribución de la División Golfo Norte para lograr un mejor servicio a sus usuarios.

¿Cuáles son las funciones de la Subgerencia de Distribución de la División Golfo Norte?

En general la Subgerencia de Distribución como entidad divisional tiene dos objetivos fundamentales: modernizar y actualizar constantemente los sistemas y procesos de trabajo, para que funcionen con mayor eficacia y se contribuya a proporcionar mejor calidad de producto y servicio a los usuarios, y vigilar el comportamiento de los procesos de distribución por medio de índices generales que, en primer lugar, nos permitan medir y mejorar la calidad del servicio al cliente, y, en segundo, nos lleven a reconocer los esfuerzos de nuestra gente cuando se obtienen resultados sobresalientes, así como participar activamente en la corrección de las desviaciones cuando no se logran las metas mínimas esperadas.

Refiriéndonos más específicamente a las funciones que se realizan en distribución, conjuntamente entre la subgerencia, sus departamentos divisionales y los departamentos de distribución de las zonas, los objetivos serían:

- Dirigir el desarrollo de las instalaciones de subtransmisión y distribución de la división para atender el crecimiento de la demanda de energía, mediante la planeación y construcción de las mismas.

- Asegurar que la construcción de subestaciones, líneas



JOSE LUIS APODACA VILLARREAL

El ingeniero José Luis Apodaca Villarreal es egresado de la Universidad de Nuevo León, Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica (generación 1962-1967). Hizo su maestría en la Universidad de Monterrey (generación 1991-1993). En 1969 ingresó a la CFE donde ha colaborado en diversas áreas: Departamento Divisional de Protección y Control (1967-1969); Zona de Distribución Metropolitana Monterrey: mantenimiento, operación, planeación y construcción de sistemas de distribución (1969-1977); Departamento de Planeación Divisional: jefe de oficina y posteriormente jefe de departamento; y desde 1987 a la fecha es subgerente de distribución. El año de 1992 le fue otorgada la medalla "Adolfo López Mateos".

La duración media de las depresiones fue de 190 ms (11.4 ciclos) y ninguna ocurrió por menos de 100 ms (6 ciclos).

- Se encontró una correlación importante entre las tormentas eléctricas y las depresiones de tensión más severas. El 81% de éstas ocurrieron durante tormentas eléctricas en el área, y 8 de las 16 más severas fueron el resultado de dos tormentas únicamente.

- No se encontró correlación alguna entre la ocurrencia de impulsos y las

descargas atmosféricas. Los ocho impulsos de mayor magnitud que se registraron en una subestación de 40 kV fueron comparados con los datos del sistema de detección de rayos de la empresa eléctrica. En siete de estos casos, no hubo actividad de rayos dentro de un área de varios cientos de kilómetros. En uno de los casos hubo descargas atmosféricas no más próximas a 32 km de la planta.

- El último grupo de alteraciones que se consideraron fueron tensiones arriba

y abajo del valor rms nominal. Ninguna de éstas se pudo correlacionar con algún paro de producción en la planta.

Equipo acondicionador de línea

Los equipos acondicionadores de línea se encuentran disponibles en una amplia variedad de tipos, configuraciones y diseños, dependiendo de la aplicación. Dicha variedad comprende desde supresores de transitorios sencillos, pasando por reguladores de tensión constante, motores-generadores, hasta uni-

contextos

de subtransmisión, redes y líneas de distribución, que se programan como resultado de la planeación, se hagan con calidad, cuidando que se cumplan estrictamente las normas de diseño y construcción, y las especificaciones de materiales y equipos.

- Asegurar que se efectúen sistemáticamente los programas de mantenimiento preventivo de instalaciones, para lograr la conservación del buen estado de las mismas y evitar fallas que deriven en interrupciones del suministro. Tener agilidad de respuesta para los mantenimientos correctivos, por fallas que no se pueden evitar.

- Operar convenientemente las instalaciones de subtransmisión y distribución, para lograr continuidad óptima del suministro, atendiendo con prontitud las fallas que pudieran ocurrir y reduciendo al mínimo las áreas afectadas.

¿Cómo está organizada la Subgerencia de Distribución y cuál es la función de sus principales áreas?

Comprende los departamentos de Planeación, Distribución, Construcción y Subestaciones. El Departamento de Planeación es el encargado de las siguientes actividades:

- Atender todas las solicitudes de suministro muy importantes, que normalmente se proporcionan en 115 Kv o voltaje mayor y por lo general requieren de líneas de subtransmisión y nuevas subestaciones.

-Elaborar y actualizar el estudio de mercado de la división, con un pronóstico de la demanda de energía para un periodo futuro de diez años.

- Actualizar la planeación a 10 años de las obras y su respectivo programa de subestaciones y líneas de subtransmisión, acorde con el incremento de la demanda pronosticada, e integrar el correspondiente programa de inversiones.

- Conjuntamente con las zonas, elaborar la planeación a cinco años de las instalaciones de media y baja tensión, in-

cluyendo las mejoras que permitan incrementar la continuidad del suministro.

- Elaborar e integrar el presupuesto de inversiones y controlar su ejercicio.

- Capacitar a los ingenieros y técnicos de distribución.

- Actualizar y supervisar el funcionamiento en las zonas de distribución de los siguientes procesos: atención de solicitudes importantes; proyectos de redes de distribución de nuevos fraccionamientos; elaboración de planes de reestructuración de redes de distribución sobrecargadas; actualización de estudios de pérdidas en instalaciones; elaboración de planes de desarrollo de instalaciones a cinco años.

El Departamento de Distribución tiene como funciones principales:

- Seleccionar y capacitar a los ingenieros de distribución.

- Capacitar a las cuadrillas de línea en trabajos en línea viva.

- Abastecer materiales y equipos.

- Reparar transformadores de distribución y equipos.

- Actualizar y supervisar el funcionamiento de los siguientes procesos: operación del sistema de distribución; atención de reportes de falla; mantenimiento preventivo; mantenimiento correctivo; programa de trabajo de las cuadrillas de línea, y reparación y mantenimiento de equipos de distribución.

El Departamento de Construcción tiene como función principal la ejecución del programa de subestaciones y líneas de subtransmisión, a través de los siguientes procesos:

- Elaboración de proyectos y presupuestos de las subestaciones y líneas de subtransmisión comprendidos en el programa de obras y los requeridos para atender las solicitudes importantes que se proporcionan en alta tensión.

dades combinadas; sistemas ininterrumpibles de energía (UPS por sus siglas en inglés) híbridos, estáticos y rotatorios. En el presente inciso se está denominando como equipo acondicionador de línea a cualquier dispositivo que contribuya a resolver alguno de los problemas de calidad de la energía que se han mencionado anteriormente. Cabe hacer la aclaración de que algunos autores [Waterman, s.f.] denominan equipo acondicionador de línea solamente a aquel que cumple como mínimo las siguientes tres funciones:

- Proporcionar aislamiento entre la salida y la entrada, permitiendo un sistema de tierras adecuado en la carga
- Regular el voltaje de salida, mitigando los efectos de depresiones de voltajes y sobretensiones
- Proporcionar filtros (atenuación), tanto de ruido de modo común como de modo transversal.

De cualquier manera, el propósito de este inciso es ilustrar con una breve

descripción la función de diferentes dispositivos, relevante a los problemas de calidad de la energía.

a. *Supresores de sobretensiones transitorias.* Dispositivos de bajo costo disponibles para microcomputadoras con contactos múltiples e incluyendo varistores de óxido de metal. Eliminan los efectos de picos breves de alto voltaje.

b. *Filtros.* Remueven señales de alta frecuencia (ruido), armónicas y otros contaminantes de los sistemas de ener-

contextos

- Preparar las requisiciones de materiales y equipos para las obras programadas y hacer un seguimiento de su abastecimiento.
- Preparar los catálogos de conceptos unitarios y presupuestos base para concursar obras.
- Supervisar las obras contratadas y preparar y autorizar las estimaciones de avance.

El Departamento de Subestaciones tiene como funciones principales:

- Supervisar y controlar el cumplimiento de los programas de mantenimiento de subestaciones y líneas de transmisión, ejecutados por las zonas de distribución; las zonas de transmisión o contratados externamente.
- Programar la reparación de transformadores de potencia y equipos principales de subestaciones.
- Coordinar los apoyos a zonas de distribución durante mantenimientos correctivos mayores de subestaciones o líneas.
- Coordinar la puesta en operación de subestaciones y líneas de subtransmisión.
- Actualizar el programa de sustitución de equipos principales de subestaciones bajo condición de fallas probables.
- Capacitar en mantenimiento, control y protecciones a los ingenieros y técnicos de la división.

¿Cómo se considera el concepto de calidad de la energía en la subgerencia y cuáles son las principales actividades que se realizan en torno a ella?

El suministro de energía eléctrica es el principal producto o bien que proporciona la CFE a los usuarios. Las características de calidad de dicho producto son continuidad, variación de voltaje, variación de frecuencia, contenido de ar-

mónicas y capacidad para atender el crecimiento de la demanda. Como el área de distribución es el cliente interno de los sistemas de transmisión y generación, se negocia con estas entidades de la CFE que en los puntos de entrega se reciba la energía con calidad en sus aspectos de continuidad, voltaje y frecuencia.

Los principales servicios que proporciona distribución a los usuarios, con su respectiva característica de calidad, abarcan: Atención de interrupciones del suministro y restablecimiento en tiempos cortos; atención de variaciones de voltaje y corrección dentro de rangos especificados en el menor tiempo posible; atención de nuevos clientes importantes y tiempo mínimo en proyectos y presupuestos; atención de nuevos fraccionamientos industriales, comerciales y residenciales, optimizando también la elaboración de proyectos y presupuestos.

En general todas las actividades realizadas en la Subgerencia de Distribución están relacionadas con los procesos que dan por resultado que el bien que suministramos, esto es, la energía eléctrica, y los servicios antes mencionados, se proporcionen dentro de las especificaciones que tenemos establecidas y con una tendencia comprometida hacia la mejora continua.

¿Qué tipo de relación mantiene la subgerencia con los usuarios respecto a la calidad de la energía?

Obviamente, en primer término se atienden todas las quejas, solicitudes de servicio o requerimientos de información de parte de los usuarios, por medio de nuestras oficinas de operación y departamentos técnicos. Muchos de nuestros índices de gestión, la mayoría de los cuales son índices nacionales, tienden a medir estadísticamente, con periodicidad mensual, la calidad de producto y servicio que proporcionamos a nuestros usuarios, en las diferentes áreas de las zonas de distribución:

- El tiempo de interrupción promedio por usuario (TIU) es una medida del grado de continuidad del suministro.

gía y de datos. Estos equipos normalmente incluyen una combinación de transformadores y capacitores que permiten la reducción tanto del ruido de modo común como de modo transversal. También se pueden incluir circuitos de supresión para atenuar picos de alto voltaje y alto contenido de energía.

c. *Transformadores de aislamiento.* Evitan que el ruido de la fuente de potencia llegue a las computadoras y a otros equipos sensibles. Un transformador de tal tipo está construido con los devanados separados entre el primario y secundario para la atenuación del ruido de modo común. También habilitan el establecimiento de una conexión a

tierra de alta calidad próxima a la carga. Los transformadores de aislamiento están equipados frecuentemente con una jaula de Faraday entre el devanado primario y secundario. Se trata de una pantalla consistente en una lámina conductora de material no-magnético conectado a tierra para reducir el efecto del acoplamiento capacitivo entre los devanados primario y secundario, formando una trayectoria para el ruido de modo común que se convierte en ruido de modo normal en el devanado secundario del transformador.

d. *Transformadores de tensión constante o reguladores de voltaje.* Proporcionan el voltaje nominal requerido en

la carga, a pesar de amplias fluctuaciones en la tensión de suministro. Algunos diseños dependen de la saturación y pérdidas del núcleo; dichos diseños pueden no ser extrapolables a niveles mayores de potencia (>250 kW) debido al calentamiento excesivo asociado con las pérdidas [Domijan et al, 1993].

A los diseños que dependen de la saturación se les conoce como transformadores ferro-resonantes. Están formados por un transformador especial combinado con un capacitor diseñado para resonar a la frecuencia nominal. El transformador normalmente se encuentra incorporado en un transformador de aislamiento, junto con filtros adicio-

contextos

- El índice de quejas por cada mil usuarios (IMU) es un complemento del índice TIU, que comprende las quejas del usuario a nivel de sectores secundarios, bajos o altos voltajes, acometidas, medidores y quejas comerciales.

- El tiempo promedio requerido para atender un reporte de falla.

- El intervalo promedio para atender una solicitud de presupuesto para servicios importantes.

- El periodo requerido para atender solicitudes de proyectos de redes de distribución.

- El tiempo necesario para ejecutar obras para atender nuevos servicios importantes.

¿Se han emprendido algunas acciones para el mejoramiento de la atención al cliente? ¿Cuáles son y por qué se han implantado? ¿Se realizan a escala nacional o sólo en la División Golfo Norte? ¿Qué relación guardan con el concepto de la calidad de la energía eléctrica?

Los índices de gestión antes mencionados han permitido establecer metas de mejoramiento que tanto en esta división como a escala nacional se han estado cumpliendo. Anualmente cada zona de distribución se compromete a mejorar sus índices.

La planeación estratégica de la Subdirección de Distribución comprende en primer término proporcionar un servicio de calidad a los usuarios, con oportunidad y al menor costo posible. También contempla la seguridad y productividad de los trabajadores; reducción de pérdidas; optimizar la operación y mantenimiento de los sistemas; modernizar los sistemas informáticos; y optimizar la electrificación de la población rural y semiurbana. Como puede apreciarse, to-

dos los elementos de esta planeación estratégica tienen una repercusión positiva sobre la calidad de productos y servicios a los usuarios.

Nacionalmente se ha dado especial importancia a dotar de control supervisorio a las subestaciones y ejecutar proyectos piloto de automatización de redes de distribución, como son los casos de Monterrey y Guadalajara.

Se está efectuando el mapeo digital de las redes y líneas de distribución y se ha implantado un sistema computarizado de análisis que permitirá el aprovechamiento y desarrollo óptimo de las mismas.

Están ya en funcionamiento los centros de continuidad y conexiones en las principales ciudades del país y próximamente, en Monterrey, se implantará la modalidad de Centros de Servicio al Cliente, los cuales, mediante equipos y sistemas modernos de cómputo y personal adecuadamente capacitado, permiten dar atención inmediata a todo tipo de quejas o solicitudes que se reciban de parte de los usuarios. En el aspecto comercial, se tienen ya en funcionamiento los sistemas de cómputo que permiten manejar en tiempo real toda la información relativa a los usuarios, lo que permite atenderlos de inmediato.

¿Cuál debe ser el papel de los usuarios en lo que se refiere a la calidad de la energía y cuál el de la empresa eléctrica?

En primera instancia los usuarios deben conocer las especificaciones del suministro de energía en sus aspectos de calidad de producto y de servicio, para estar en posibilidad de que el comportamiento del suministro sea acorde con sus expectativas y requerimientos. Esto obliga a la CFE a proporcionar la información estadística disponible en el área de aplicación y a fijar cuál es el mejoramiento esperado en un futuro próximo.

nales para eliminar armónicas autoinducidas. El efecto de filtrado del transformador ferro-resonante también reduce la distorsión armónica. Como estos transformadores presentan una alta impedancia a la salida, su comportamiento con cargas que varían bruscamente a la salida no es satisfactorio. Entre sus principales ventajas están su sencillez, confiabilidad y bajo costo. Pueden aceptar una tensión de entrada hasta de -30% de la tensión nominal, manteniendo una tensión a la salida de $\pm 5\%$, o menos. Entre sus desventajas se menciona que son pesados, grandes, ineficientes y ruidosos. Son muy sensibles a la frecuencia y no resultan adecuados para operar en un medio donde exista variación de la misma.

Dentro de esta clasificación existen también los transformadores cambiadores electrónicos de taps, que proporcio-

nan un control activo a la salida. Los cambiadores de taps incluyen un circuito para sensar la salida, permitiendo a la lógica de control seleccionar el tap adecuado. Pueden incluir aislamiento completo y blindaje, así como atenuación de ruido de modo común.

e. *Sistemas motor-generador.* Los constituye un motor eléctrico de CA que opera un generador de CA de manera que la carga esté aislada eléctricamente de la línea de alimentación. Proporcionan un voltaje de salida igual o diferente a la tensión de entrada. Mantienen el voltaje constante mediante reguladores automáticos, controlando la excitación del campo. Representan el método más tradicional para mejorar la calidad de la energía. Pueden acomodar un amplio rango de voltajes de entrada, como $\pm 40\%$ y al mismo tiempo

mantener una salida muy reducida del orden de $\pm 2\%$, o menos. Esencialmente, ni ruidos, ni impulsos, ni otra perturbación puede pasar de la línea a la carga, pues existe un aislamiento absoluto tanto físico como eléctrico. La eficiencia típica de estos sistemas es baja, de manera que los costos de energía en un periodo de tiempo largo pueden ser importantes. Su confiabilidad es muy alta.

f. *Sistemas ininterrumpibles de energía (UPS).* Estos sistemas representan la única protección completa contra cualquier alteración de entrada. Los sistemas UPS operan en línea con un rectificador CA-CD a la entrada, que se usa para alimentar un inversor, al mismo tiempo que se mantiene la batería a plena carga. El inversor convierte la CD en CA. Los UPS también proporcionan

contextos

Es importante que los usuarios den prioridad al buen diseño y selección de equipos de sus instalaciones interiores, ya que, en ocasiones, de ello depende el buen comportamiento de sus aparatos y dispositivos y que se obtenga eficiencia en las conversiones electromecánicas.

Las aplicaciones modernas de electrónica de potencia generan armónicas que afectan negativamente a los transformadores y bancos de capacitores y esto tiene repercusión tanto en las instalaciones interiores como en las externas. Algunos de esos dispositivos son sensibles a las depresiones de voltaje que son originadas por fallas en otros puntos del sistema y pueden derivar en efectos desfavorables para los procesos continuos de producción; aquí también es necesario que los clientes sepan el comportamiento esperado de los sistemas eléctricos, para que se haga una selección adecuada de sus equipos.

Los usuarios deberán dar relevancia al uso racional de la energía: Un aspecto fundamental de calidad es evitar el derroche de ésta, ya que nuestro país está obligado a lograr la competitividad a nivel mundial en sus índices de cantidad de bienes producidos por unidad de energía empleada para ello. Se requiere legislar respecto a la obligatoriedad de aislar térmicamente las construcciones en las áreas de climas cálidos, para evitar consumos irracionales de energía para aire acondicionado.

Como antes lo mencionamos, es un deber de la CFE atender oportunamente las quejas que presenten los usuarios respecto de la calidad del suministro. También se están efectuando planes y programas para que de manera preventiva se detecten los problemas antes de que se reflejen como falta

de calidad en el producto o servicio que recibe el usuario.

¿Qué otras acciones piensan impulsarse o convendría emprender en la CFE en relación con la calidad de la energía?

Los cambios que últimamente se han efectuado en las formas de administración de los recursos humanos y materiales de la CFE están muy orientados hacia el incremento en la productividad y la competitividad, y tienen un alto enfoque hacia la calidad de servicio al usuario. Se está dando también máxima prioridad hacia la capacitación de los trabajadores y la modernización de los procesos.

Considero nuestro deber dar seguimiento estricto a los planes y programas que se tienen en distribución, para asegurar su cumplimiento, para que a corto plazo podamos estar bajo estándares de calidad en el suministro muy similares a los de países avanzados del mundo.

¿En este mismo sentido, cuál debe ser el papel de la investigación y en qué aspectos debe concentrarse?

Las aplicaciones modernas de las instalaciones plantean cambios continuos en las especificaciones de los materiales y equipos que se utilizan. Nuevos diseños de equipos desplazan a los anteriores y las características de los materiales utilizados para fabricar herrajes y accesorios tienden a mejorar. Las investigaciones deben orientarse hacia una retroalimentación eficaz a las áreas normativas de la CFE, para hacer más oportuna y expedita la aplicación de las innovaciones y estar en posibilidad de abaratar las instalaciones o mejorar su comportamiento, como una manera de influir positivamente en la calidad del servicio al cliente.

una buena regulación de voltaje a la salida y pueden brindar 60 dB de atenuación de ruido. Algunos sistemas recientes se denominan sistemas interactivos, ya que la alimentación de la compañía eléctrica se conecta directamente al sistema del inversor. De manera que al haber una interrupción del servicio, el inversor simplemente toma la carga, obviando la necesidad de una cuchilla de transferencia. Los sistemas estáticos y rotatorios UPS utilizan baterías como fuente de energía cuando se interrumpe la alimentación normal; sin embargo, algunos sistemas rotatorios no requieren baterías. Ya que la energía de las baterías es cara, se limita a periodos cortos de 5 min a 1 hr, siendo un valor típico 15 min. Presentan la desventaja de que pueden ser una fuente de armónicas cuando la tensión de entrada es 10% mayor que la nominal.

g. *Sistemas rotatorios UPS.* Son diferentes en concepto y en diseño a los sistemas estáticos UPS. El aspecto común entre los sistemas rotatorios UPS es que la carga se alimenta por un conjunto motor-generador durante operación normal y durante la pérdida de energía. La salida del motor generador es una onda senoidal limpia, de baja distorsión, completamente aislada de las alteraciones en la alimentación de entrada del motor. Muchos de los sistemas rotatorios comerciales son lo suficientemente silenciosos como para instalarse dentro del mismo cuarto que el sistema de computación. Debido a su confiabilidad y robustez, los UPS con elementos de potencia rotatorios continúan siendo populares, particularmente en aplicaciones de alta potencia.

Los fabricantes de equipo industrial tratan de incorporar inmunidad contra las perturbaciones. Sin embargo, estos fabricantes operan en un mercado extremadamente competitivo y deben encontrar un balance entre el comportamiento del equipo, las solicitudes del usuario y el costo. Sin información específica sobre los requisitos de calidad de la energía en el sitio, los fabricantes incorporan aquellas características que ellos creen satisfacen las necesidades de la mayoría de las instalaciones.

El equipo acondicionador de línea se puede instalar en aquellos sitios que

CUADRO 1
Alteraciones más comunes y la tecnología que los resuelve

Tecnología	Sags	Impulsos	Salidas	Sobretensiones	Costo/kVA (dólares EU)
Supresores de sobretensiones transitorias		X			\$ 15 a 100
Transformadores de aislamiento		X			\$ 50 a 250
Reguladores de voltaje	X			X	\$ 130 a 600
Acondicionadores de línea	X	X		X	\$ 150 a 500
Motor generador	X	X		X	\$ 100 a 400
UPS	X	X	X	X	\$ 500 a 2000

presentan problemas específicos, analizados caso por caso.

En el cuadro 1 se presentan, por una parte, las tecnologías comúnmente utilizadas en la actualidad para resolver problemas de calidad de la energía y por otra aparecen las perturbaciones que "contaminan" al suministro de energía eléctrica, indicándose con una 'X' la tecnología que resuelve cada uno de ellos.

Origenes de las depresiones de voltaje

Las fallas que resultan en depresiones de voltaje pueden ocurrir en la planta o en el sistema eléctrico de la compañía suministradora. La condición de depresión de voltaje dura hasta que la falla se libera por algún dispositivo de protección. En la planta ello sucederá por la operación de un fusible o algún interruptor. En el sistema de alimentación, la falla puede despejarse por un fusible o un interruptor de la subestación. Si la empresa eléctrica emplea recierres, la condición de depresión de voltaje puede ocurrir múltiples veces.

Las fallas en el sistema eléctrico pueden ocurrir en el ámbito de la transmisión o en el de la distribución. Las fallas en el primer caso pueden afectar a más usuarios, inclusive aquellos localizados

a varios kilómetros de distancia, en otras partes de la red. Es posible que usuarios a distancias de cientos de kilómetros del punto de la falla puedan experimentar una depresión de voltaje que resulte en la mala operación de algún equipo. Las depresiones en distribución pueden afectar a usuarios en un alimentador adyacente.

Las depresiones de voltaje por alteraciones en transmisión normalmente son más cortas que en distribución. Debido a la gran cantidad de energía involucrada en las fallas de transmisión, éstas se liberan lo más rápido posible. Otra razón por la cual las depresiones en transmisión son de duración corta se debe a que la mayor parte de los sistemas de transmisión tienen cierto grado de interconexión, a diferencia de la mayoría de los sistemas de distribución, que son radiales.

La mayoría de las fallas en un sistema eléctrico son del tipo monofásico a tierra. Las fallas trifásicas son más severas, pero menos comunes. Las fallas monofásicas a tierra resultan de condiciones ambientales como rayos, viento y hielo. La contaminación de los aisladores, el contacto por animales, ramos que caen o accidentes de transporte también son causas de falla. Aunque la empresa eléctrica intenta prevenir todo

tipo de falla en el sistema, éstas no se pueden eliminar en su totalidad. Las descargas atmosféricas pueden causar flameos por rayos directos o por flameo inverso. A pesar de las medidas tomadas (apartarrayos, hilos de guarda, baja resistencia a tierra), las fallas por rayos no se pueden eliminar por completo. Siempre podrá existir una descarga atmosférica con la suficiente magnitud o frente de onda rápido que ocasione flameos.

Voltaje en la planta durante una falla monofásica a tierra

Las fallas monofásicas a tierra en el sistema eléctrico de la empresa suministradora son la causa más común de las depresiones de voltaje en una planta industrial. El voltaje en la fase fallada se va a cero en el punto de la falla. El voltaje en la subestación o en alimentadores paralelos dependerá de su distancia al punto de la falla. En general, mientras más cercano el punto de falla a una planta industrial, mayor será la depresión registrada en dicha planta.

Los parámetros importantes para la sensibilidad del equipo son los voltajes en la barra del usuario. Estos dependen de las conexiones del transformador entre el sistema fallado y el bus del usuario. Para el caso del sistema de distribución, el peor caso ocurre cuando la falla está cerca de la subestación de la planta o de la subestación que la alimenta. Los voltajes en el bus del usuario dependerán de las conexiones del transformador como lo indica el cuadro 2.

Aun con una falla monofásica en el primario del transformador, la depresión de voltaje en el bus del usuario no será en teoría menor que el 33% del valor nominal.

Equipo industrial afectado por depresiones de voltaje

Los voltajes que se experimentan durante una condición de depresión dependerán de la conexión del equipo. El cuadro 2 muestra que los voltajes de fase a neutro individuales y los fase a fase durante condiciones de falla monofásica pueden ser muy diferentes entre sí. Algunas cargas monofásicas no se afectarán mientras que otras saldrán

CUADRO 2

Voltajes mínimos en el secundario con falla a tierra en el primario del transformador

Conexión del transformador	Voltaje mínimo fase a fase	Voltaje mínimo fase a neutro
estrella aterrizada-estrella aterrizada	0.58	0.00
estrella aterrizada-estrella	idem	idem
estrella-estrella	0.58	0.33
estrella-estrella aterrizada	idem	idem
delta-delta	idem	idem
estrella-delta	0.33	-
estrella aterrizada-delta	idem	-
delta-estrella aterrizada	0.33	0.58
delta-estrella	idem	idem

de servicio, aun cuando su sensibilidad a depresiones de voltaje sea idéntica.

Las diferentes categorías de equipo e incluso las diferentes marcas de equipo dentro de una misma categoría (por ejemplo dos modelos diferentes de controladores de velocidad) tienen diferencias significativas en cuanto a su sensibilidad a depresiones de voltaje. Esto hace difícil desarrollar un estándar único que defina la sensibilidad del equipo en procesos industriales.

Las curvas reportadas en la literatura especializada, limitadas todavía a equipo procesador de datos, muestran que la sensibilidad al voltaje es muy dependiente de la duración de la depresión del mismo. Las depresiones permitidas van desde 0% de voltaje durante 1/2 ciclo hasta el 87% de voltaje durante 30 ciclos.

En realidad, las características operacionales del equipo industrial varían durante estas depresiones de voltaje. Algunos ejemplos son:

- Contactores de motores y relevadores electromecánicos

Los datos proporcionados por un fa-

abricante indican que su línea de contactores para motores se dispara al 50% del voltaje si la condición persiste por más de un ciclo. Estos datos variarán entre fabricantes y algunos contactores se disparan al 70% del voltaje nominal.

- Lámparas de alta intensidad

Las lámparas de mercurio se extinguen aproximadamente al 80% de su voltaje nominal y requieren de algún tiempo para volver a prenderse. Una depresión de voltaje que extingue una lámpara de alta intensidad es interpretada en ocasiones como una interrupción de larga duración.

- Controladores de velocidad

Algunos controladores están diseñados para soportar las depresiones de voltaje. Esta capacidad de soporte puede ser de 0.05 seg (3 ciclos) a 0.5 seg (30 ciclos), dependiendo del fabricante y del modelo. Otros modelos se disparan con una depresión del voltaje al 90%, detectada por 50 mseg (3 ciclos).

- Controladores lógicos programables

Se trata de una categoría importar.

de equipo para procesos industriales, porque el proceso completo está bajo el control de estos dispositivos. Aunque la sensibilidad a depresiones de voltaje varía entre las diferentes partes de los controladores, se ha encontrado, por ejemplo, que las unidades remotas de entrada/salida se disparan con voltajes tan altos como el 90% del valor nominal durante unos cuantos ciclos.

La amplia gama de sensibilidades subraya la importancia de trabajar con el fabricante para asegurarse que el equipo puede trabajar en un medio ambiente adecuado.

Evaluación de soluciones

Para el caso de un planta en funcionamiento, es útil obtener datos históricos que puedan correlacionar la operación de equipo sensible con los trastornos del sistema de potencia.

La actividad más útil para cualquier planta es llevar a cabo un estudio de alteraciones por un periodo de uno o dos meses, incluyendo, si es posible, la temporada de lluvias. Se sugiere realizar el monitoreo en el mismo punto que alimenta al equipo sensible y usar equipo capaz de registrar los transitorios que pueden dañar a las cargas sensibles.

Existe en la actualidad equipo diseñado para llevar a cabo estas funciones de monitoreo que, a diferencia de los registros de voltaje tradicionales en gráficas circulares, son capaces de registrar variaciones de voltaje en periodos cortos de tiempo y operar continuamente durante semanas.

De ser posible, el equipo sensible se debe alimentar mediante una línea "dedicada", lo más próxima posible a la alimentación de la empresa eléctrica para minimizar los efectos de otras cargas en el sistema que pudieran, en todo caso, generar disturbios de voltaje.

La evaluación adecuada de alternativas para mejorar el equipo de la planta y la red de distribución requiere de una comparación costo-beneficio. Por ejemplo, una vez determinados los costos de instalar algún método para mejorar la depresión de voltaje en algún equipo

de proceso sensible, deben determinarse los beneficios de recuperar la producción perdida; el material, la calidad en el producto y la respuesta del consumidor. Si existen los datos necesarios, el costo de implantar una determinada solución se puede evaluar contra el flujo de efectivo esperado de la recuperación de las pérdidas en producción.

Referencias

Carter, Wendell, W (1989), *Control of Power Quality in Modern Industry*, IEEE Annual Textile Industry Technical Conference, Cat#89CH2697-1, p.11/1-4.

Datta, S.K., J.T. McKenna (1989), *The Effects of Power Line Disturbances on Switching Regulators and Power Pollution caused by Mitigation Equipments*, Proceedings Power Quality, octubre.

Datta, S.K., J.T. McKenna (1992), *Power Conditioning & Protection*, EC&M, Vol.91, No.12, noviembre, p.110.

De la Rosa, F., R. Velázquez (1992), "Aspectos relacionados con la calidad de la energía eléctrica suministrada", Boletín IIE, Vol.16, No 6, septiembre/octubre, p 277.

Domjan, A., G. T Heydt, A.P.S. Meliopoulos, S. S Venkata, y S West (1993), *Directions of Research on Electric Power Quality*, IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 8, No. 1, enero

Flory, John E., et al (1990), *The Electric Utility-Industrial User Partnership in Solving Power Quality Problems*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No. 3, agosto, pp 878-886

McEachem, A. (1993), *Power Quality: How Bad is Bad?*, EC & M, febrero, p.26.

Wagner, Van E., et al (1989), *Power Quality and Factory Automation*, Proceedings Power Quality, octubre.

Waterman, John (s. f.), *Power Quality Improvement Equipment*.

HECTOR GERARDO SARMIENTO URUCHURTU

Obtuvo la licenciatura en ingeniería mecánica y eléctrica en la Universidad Iberoamericana (1975), la maestría en ingeniería eléctrica en potencia en el Rensselaer Polytechnic Institute Troy, Nueva York (1977) y el



doctorado en ingeniería eléctrica en la Universidad de Concordia, Montreal (1985). Trabajó en la Comisión Federal de Electricidad de 1975 a 1976. Tiene experiencia docente: Universidad Iberoamericana, UNAM e ITESM, campus Morelos. Autor de más de 40 textos de investigación, niveles nacional e internacional. De 1978 a la fecha labora en el IIE, actualmente como coordinador de especialidad en análisis de sistemas de transmisión y distribución. Es miembro del Sistema Nacional de Investigadores desde 1986.



RAUL VELAZQUEZ SANCHEZ

En la ESIME-IPN obtuvo el grado de ingeniero electricista y el de maestro en sistemas de potencia. Se doctoró en sistemas de potencia en la Universidad de Montreal, Canadá. Ingresó a la Comisión Federal de Electricidad como investigador en el Instituto de Investigaciones de la Industria Eléctrica y desde 1977 es investigador del IIE, donde ha participado en la formación y el desarrollo del Departamento de Transmisión y Distribución, que dirige actualmente. Ha dictado cursos de licenciatura y posgrado en la ESIME del IPN, y a diversos grupos de la CFE, dirigido tesis y participado como ponente en foros nacionales e internacionales; es autor de diversos informes y artículos técnicos.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

C U R S O S A B I E R T O S

**II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS .
INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS.**

MODULO I: SISTEMAS DE DISTRIBUCION

TEMA: BANCOS DE CAPACITORES

PONENTE:

ING. HECTOR ENRIQUE VAZQUEZ GONZALEZ

USEFUL CAPACITOR FORMULAE

NOMENCLATURE : "C" = Capacitance (microfarads)
 "V" = Voltage
 "A" = Current
 "K" = 1000

A. Capacitors connected in parallel :

$$C_{total} = C_1 + C_2 + C_3 + \dots$$

B. Capacitors connected in series :

1) For two (2) units

$$C_{total} = \frac{C_1 \times C_2}{C_1 + C_2}$$

2) For more than two (2) units

$$C_{total} = \frac{1}{\frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2} + \frac{1}{C_3} + \dots}$$

C. Reactance - X_c (Capacitive)

$$1) X_c = \frac{10^6}{(2\pi f)C}$$

$$2) X_c = \frac{KV^2 \times 10^3}{KVAR}$$

$$3) X_c = \frac{2653}{C} \text{ @ } 60 \text{ HZ (} 1 \mu\text{F} = 2653 \text{)}$$

D. Capacitance - C

$$1) C = \frac{10^6}{(2\pi f)X_c}$$

$$2) C = \frac{KVAR \times 10^3}{(2\pi f)(KV)^2}$$

E. Capacitive Kilovars

$$1) KVAR = \frac{(2\pi f)C \times (KV)^2}{10^3}$$

$$2) KVAR = \frac{10^3 \times (KV)^2}{X_c}$$

F. Miscellaneous

1) Power Factor = $\cos \theta = KW/KVA$

SINGLE PHASE

$$2) KW = \frac{V \times A \times PF}{10^3}$$

$$3) KVA = \frac{V \times A}{10^3}$$

$$4) \text{ Line Current} = \frac{KVA \times 10^3}{V}$$

THREE PHASE

$$2) KW = \frac{\sqrt{3} \times V \times A \times PF}{10^3}$$

$$3) KVA = \frac{\sqrt{3} \times V \times A}{10^3}$$

$$4) \text{ Line Current} = \frac{KVA \times 10^3}{\sqrt{3} V}$$

USEFUL CAPACITOR FORMULAE

F. Miscellaneous (continued)

5) Capacitor current = $(2\pi f)CV \times 10^{-6}$

also : $\frac{\text{KVAR} \times 10^3}{V}$ $\frac{\text{KVAR} \times 10^3}{\sqrt{3} V}$

6) KVA = KW/PF : (KW Motor Input)

7) KW (Motor Input) = $\frac{\text{hp} \times 0.746}{\text{efficiency}}$

8) Approximate Motor KVA = Motor HP (at full load)

G. Additional

1) Improved voltage @ transformer due to capacitor addition

$$\% V. R. = \frac{\text{KVAR (cap.)} \times \% \text{ Transformer Reactance}}{\text{KVA (transformer)}}$$

2) Losses Reduction

$$\% L. R. = 100 - 100 \left(\frac{\text{Original PF}}{\text{Improved PF}} \right)^2$$

3) Operation at other than rated voltage and frequency

a) Reduced Voltage :

$$\text{Actual KVAR (output)} = \text{Rated KVAR} \left(\frac{\text{Actual Voltage}}{\text{Rated Voltage}} \right)^2$$

b) Reduced Frequency :

$$\text{Actual KVAR (output)} = \text{Rated KVAR} \frac{\text{Actual Frequency}}{\text{Rated Frequency}}$$

H. Back - to - Back Switching

$$I_r = 1.333 \sqrt{\text{KVAR}_{\text{eff}}/L}$$

I_r - peak inrush current

L - $10 \mu\text{H}$ (assumed) $10 \times 10^{-6} \text{ H}$

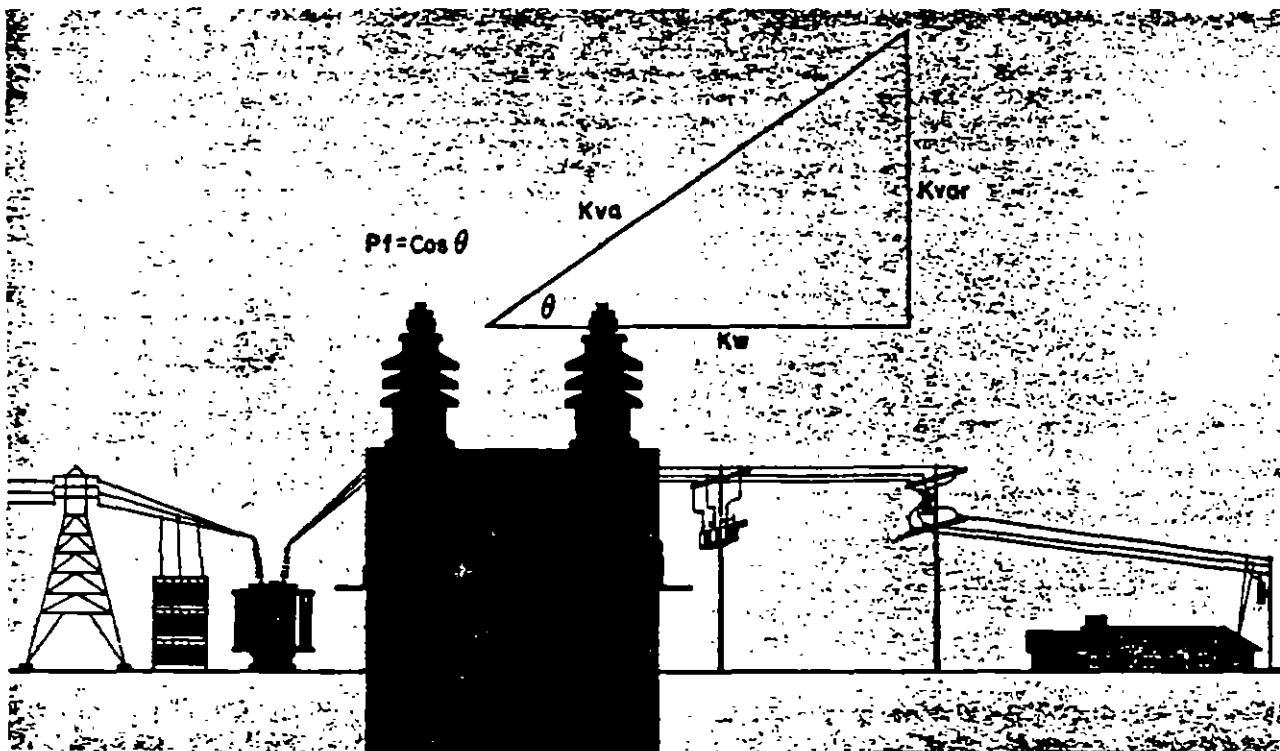
$$\text{KVAR}_{\text{eff}} = \frac{\text{KVAR}_1 \times \text{KVAR}_2}{\text{KVAR}_1 + \text{KVAR}_2}$$

Westinghouse



Shunt Capacitors

Application to Electric Utility Systems



In This Application Data

Description	Page
General application information.....	1
Shunt capacitor vs synchronous condenser.....	2
System location.....	2
Fundamental effects of shunt capacitors.....	4
Reduction of line current.....	4
Increased voltage level at load.....	4
Reduced system losses.....	5
Increased power factor of source circuits.....	6
Reduced loading on source generators and circuits.....	6
Reduced demand on interchanges.....	6
Reduced system investment.....	6
Calculation and evaluation of shunt capacitor benefits.....	7
Released system and equipment capacity.....	7
Reduced system and equipment losses.....	8
Increased revenue from higher system voltage.....	9
Summary of evaluation of shunt capacitor benefits.....	10
Determination of system shunt capacitor requirements.....	10
Estimate of total system needs.....	10
Location of capacitors - system wide.....	10
Location of capacitors within sections of system.....	14
Electrical connection of shunt capacitors.....	15
Protection of capacitor banks.....	17
Contingent effects of shunt capacitors.....	18
Telephone interference.....	18
Effect on system stability.....	18
Resonance problems encountered.....	19
Operation of capacitors under abnormal system conditions.....	19
Bibliography.....	20

General Application Information

The capacitor, when connected in shunt on the electric utility system, is a static source of reactive current. It is used to supplement the system generators, which cannot practically or economically supply the overall reactive load.

Theoretically, all load, both real and reactive could be carried by the system generation. However, the high voltage required to maintain adequate VAR flow, increased losses, and increased capacity required, would create an intolerable situation both from an operating and economic standpoint. Therefore, the shunt capacitor has proven itself to be an invaluable item of equipment to the electric utility - providing a source of reactive current which can be installed close to the load. This allows full appreciation of the reduced current in the system up to the point of application, resulting in increased voltage level at the load, and decreased line losses because transportation of a large percentage of the system's reactive load is eliminated.

The effect of a shunt capacitor on a simple radial system is shown in fig. 1.

March, 1962
Supersedes Application Data 39-593, pages 1-20 dated September, 1970

Westinghouse



General Application Information, Continued

Shunt Capacitor

Vs Synchronous Condenser

The same general effect could be obtained from a synchronous condenser at the load bus. However, the economic size of synchronous machines prohibits their use close to reactive loads unless the load is large and highly concentrated. A comparison between the shunt capacitor and the synchronous condenser is shown in table 1. The use of synchronous condensers has decreased markedly in recent years largely because of costs/kvar obtained from rotating sources has been increasing and the cost/kvar using capacitors has been decreasing. Other important advantages of the shunt capacitor are shown in table 1.

System Location

The optimum location of a capacitor bank on the power system can only be determined from a complete, thorough analysis of the power system, both from an operating and economic viewpoint. The majority of utility planners do not, however, seek the optimum in power capacitor application. Initially, a utility in need of reactive com-

ensation will install fixed or switched capacitor banks on distribution feeders. The capacitor banks range in size from 150 to 1800 KVAR and are pole mounted in pre-wired frames. A typical installation is shown in fig. 2. Where capacitor banks of this type are required, but it is undesirable to locate them on top of a pole, similar equipments can be pad mounted in metal enclosures as shown in figure 3.

Where load from a distribution substation is sufficiently concentrated, such as a business area or where industrial loads emanate directly from the substation, a switched bank can be installed on the substation bus. These are either open racks or enclosed banks as shown in fig. 4 and usually range in size from 600 to 10800 KVAR.

Three-fourths of the typical power system's reactive load comes from customer's magnetizing requirements. Maximum benefit from capacitor application will be obtained when the reactive source is located as close as possible to the reactive load. This does not mean categorically that all capacitors should be located on the distribution feed-

ers. The power system itself, in its generation, transformation, transmission, and distribution equipment, creates a large reactive load. In particular, the transmission system, operating fully loaded and at power factors well below unity, can in many cases use reactive compensation directly at transmission voltage to: (1) correct for its own VAR load, and (2) compensate for accumulated VAR load on distribution circuits.

The installation of distribution system capacitors, both feeder and bus type, is usually the first step in raising the power factor of a power system to unity. Once saturation is reached at this level, determined by light load voltage level and economics, the installation of capacitors to supply reactive current is carried back to the subtransmission and transmission voltage level. The installation of large high voltage banks of capacitors such as shown in fig. 5 have become quite common, although the engineering time and precautions which accompany an application of this type are more involved than that required on lower voltage banks.

Due to the higher cost/kvar of capacitors in the secondary voltage class, power factor correction by utilities at the load itself has been a relatively small part of the total installed capacitors. Economic studies have indicated, however, that there are some

Table 1 - Comparison of Shunt Capacitor with Synchronous Condenser

Application Factors	Synchronous Condenser	Shunt Capacitor
Voltage ratings	Requires transformer above 18 KV	Directly applicable to any voltage class
KVA ratings	Minimum economic size, 15000 KVAR	Available in units, 50 KVAR and up
Control	Stepless control inherent - fully adjustable	Usually switched in large discrete steps
Output VARS	Varies inversely with terminal voltage	Varies directly as square of terminal volts
Effect on voltage regulation	Instantaneous voltage regulation	Switched units provide delayed regulation in steps
Supply of lagging VARS	Inherent supply up to 50% of rating	No supply
Installation	Complicated and expensive installation - location sometimes prohibits use	Very simple and versatile - no location problem
Maintenance	Expensive procedure as with any rotating machinery	No maintenance
Protection against internal fault	Standard relaying dependent on size of machine	Individual fuses and unbalance protection dependent on size
Protection against external fault	Breakers and relays normally associated with synchronous equipment	None required
Function during system emergency - need for additional KVAR	Additional KVAR obtained for short time by raising excitation	KVAR output varies as square of system voltage - usually of no value under emergency
Correction of light flicker	Cost usually too high to justify small unit, but can be used for correction of large loads	Cannot be switched fast enough to be effective
Correction of power factor	Installation too costly to justify for this use alone	Low cost installation makes this practical alone
Aid to system stability	Automatically aids system during swings by supplying VARS	Output varies as square of terminal voltage

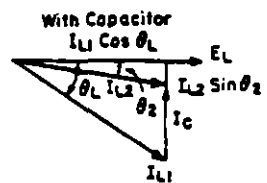
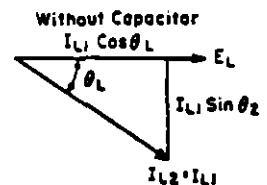
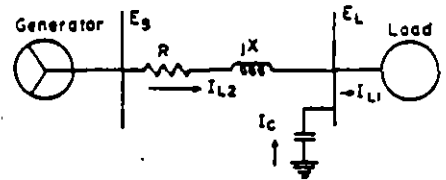


Figure 1. Fundamental vector diagrams showing effect of shunt capacitors.

Shunt Capacitors

Application to Electric Utility Systems

locations where load, characteristics and released transformer capacity will justify the use of secondary units. These are usually single phase capacitors pole mounted at the service drop.

A different secondary capacitor has been used for some time in low voltage network systems, where the special requirements of underground sealed entrances, and submersion preclude the use of standard units.

In addition, the high load densities encountered in secondary networks usually dictate the use of banks directly at the network transformer vault for maximum economic benefit.

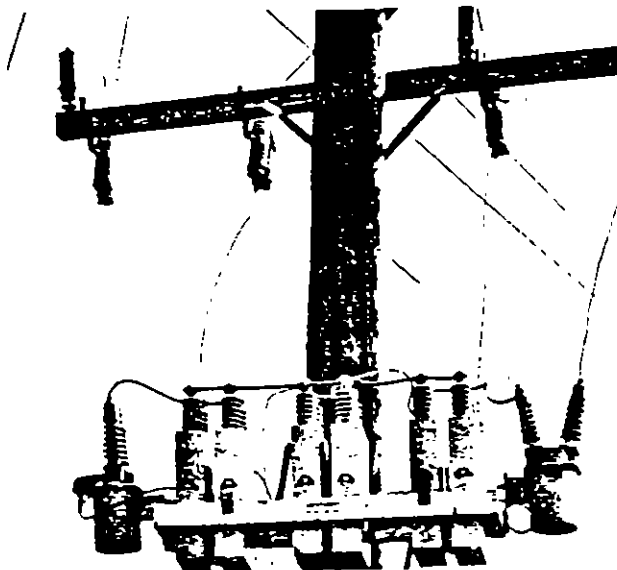


Figure 2. Pole-mounted Capacitors

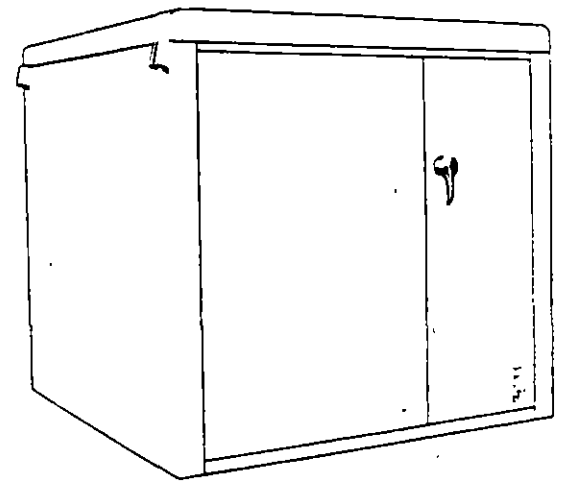


Figure 3. Metal Enclosed Capacitor Equipment

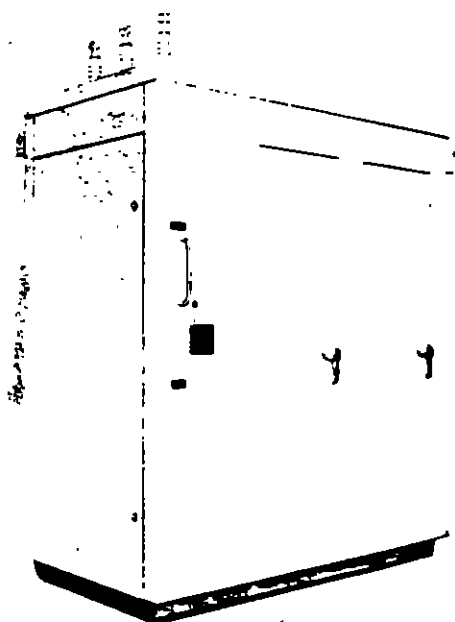


Figure 4. MOD-UL-VAR Metal Enclosed Capacitor Equipment



Figure 5. Substation Stacked Capacitors

Westinghouse



Fundamental Effects of Shunt Capacitors

As pointed out in previous paragraphs, the shunt capacitor is a static source of reactive current. Fig. 1 shows how it reduces the reactive current required from the generating source, by supplying a reactive current proportional to the capacitor size to the power system load. All the benefits obtained from shunt capacitor installation are derived from this basic fact. Because the power system planner must evaluate all the effects of shunt capacitors in order to determine whether capacitors are economically feasible, and where on the system they should be located, complete understanding of this basic principle is necessary.

Reduction of Line Current

The reactive current from the source circuits is reduced in direct proportion to the capacitor current, however, the total line current is reduced a considerably smaller amount since it has two components, one of which remains fixed. Inspection of fig. 1 verifies this on the assumption that the load remains the same after capacitor installation.

The expression for current I_{L2} in fig. 1 is:

$$I_{L2} = I_{L1} \cos \theta_L - j I_{L1} \sin \theta_L + j I_C \quad (1)$$

where I_{L1} = line current without capacitors

I_{L2} = line current with capacitors
 $\cos \theta_L$ = initial power factor

Example A:

What is the reduction in total current and reactive current respectively on a 4160 V circuit with 1000 KVA of load at 80% power factor when 500 KVAR of capacitors is added?

$$I_{L1} = \frac{1000}{\sqrt{3} (4.16)} / 36.8^\circ = 139 / 36.8^\circ = 111 - j84 \text{ amps}$$

$$I_C = \frac{500}{\sqrt{3} (4.16)} / 90^\circ = +j70 \text{ amps}$$

$$I_{L2} = 111 - j84 + j70 = 112 \text{ amps}$$

Thus, the reduction in reactive current from the source is $70/84 \times 100$ or 83% while the total current is reduced $27/139 \times 100$ or 19.3%.

While the reduction in total current is important when considering released capacity, it is also true that in many cases the greatest part of the system voltage drop is caused by reactive current. The components of voltage drop in any circuit can be expressed as follows:

$$\% E_r = \frac{KVA \times R \cos \theta_L}{10 \times (KV)^2} \quad (2)$$

$$\text{and } \% E_x = \frac{KVA \times X \sin \theta_L}{10 \times (KV)^2} \quad (3)$$

where R = resistance of source circuits
 X = reactance of source circuits

From inspection of equations 2 and 3, it can be seen that the reactive portion of the voltage drop is greater than the resistive drop whenever

$$X \sin \theta_L > R \cos \theta_L$$

Since for typical power systems, X ranges from 2 to 15 times R, it is evident that at most operating power factors below 90%, with normal conductor sizes, the reactive drop will exceed the resistive drop.

Practically, this means that the reduction in the lagging component of current, as accomplished by shunt capacitors, will compensate for a large percentage of the voltage drop, thereby improving system voltage levels, and extending voltage regulator range.

A per unit expression for the line current after adding capacitors can be obtained from equation 1 by dividing by I_{L1} .

$$\text{then } \frac{I_{L2}}{I_{L1}} = \cos \theta_L - j (\sin \theta_L - ckva) \quad (4)$$

$$\text{where } ckva = \frac{I_C}{I_{L1}} = \frac{KVAR}{KVA}$$

If no additional load is added after the capacitors are installed, the per unit reduction in total line current can be obtained by subtracting equation 4 from unity.

$$\text{then p. u. } |I_L| = \frac{1}{1 - \sqrt{\cos^2 \theta_L + (\sin \theta_L - ckva)^2}} \quad (5)$$

This relationship is plotted in fig. 6 as a function of capacitor bank size and original load power factor.

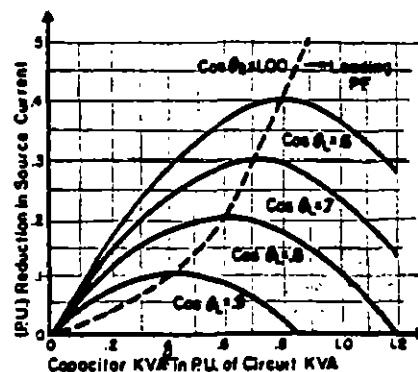


Figure 6. Reduction of line current as an effect of shunt capacitors.

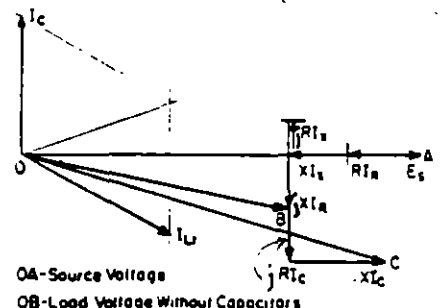
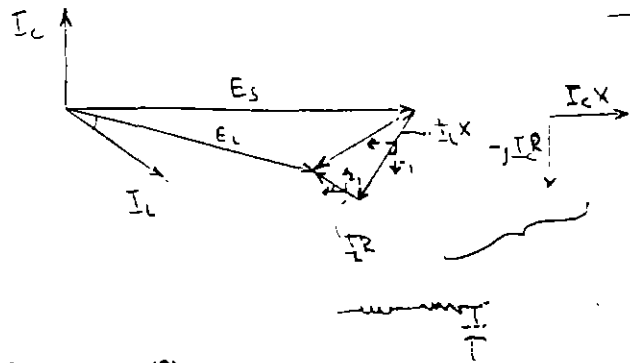


Figure 7. Components of system voltage drop.

All benefits from shunt capacitor installation are a direct function of the reduction in lagging current, however, the effects on power system operation may vary, depending on how they are considered. The following paragraphs discuss briefly each of these contingent benefits and how they affect operation and economics.

Increased Voltage Level at the Load

For the simple radial system shown in fig. 1, the complete expression for voltage drop at the load would be

$$E_L = E_s - I_{L1} Z \quad (6)$$

$$E_L = E_s - I_{L1} (R \cos \theta_L + X \sin \theta_L) - j I_{L1} (X \cos \theta_L - R \sin \theta_L)$$

where

- E_L = voltage at load
- E_s = source voltage
- R = line and source resistance
- X = line and source reactance

other symbols as previously defined. In equation 6 let

$$I_a = I_{L1} \cos \theta_L$$

$$j I_x = I_{L1} \sin \theta_L$$

then

$$E_L = E_s - R I_a - X I_x - j I_x R + j I_a X \quad (7)$$

This relationship is shown in the vector diagram of fig. 7 and E_L is the vector OB.

If capacitors are added to the circuit, the equation for voltage at the load becomes

$$E_L = E_s - R I_a - X I_x - j I_x R + j I_a X - j I_{C1} R + X I_{C1} \quad (8)$$

In fig. 7 the voltage at the load bus with shunt capacitors added to the circuit is vector OC. The voltage at the load is increased because the voltage drop to that point in the circuit is less, due to the decreased magnitude of line current.

A simplified expression for the load voltage on any circuit is:

$$E_L = E_s - R I_a - X I_x + X I_{C1} \quad (9)$$

Shunt Capacitors

Application to Electric Utility Systems

Equation 9 is obtained from equation 8 by neglecting the quadrature voltage drop. This results in a much simpler and sufficiently accurate solution for practically all cases.

From equation 9 it can be seen that if I_c is sufficiently large, the effect of both the resistive and reactive drop can be cancelled.

Also, since the components of load current I_a and I_x are dependent on the load itself, during light load periods XI_c could be larger than both the RI_a and XI_x voltage drops. The line would then be overcompensated, and the resulting power factor would be leading. Leading power factor as an isolated condition on a distribution feeder is unimportant, however, as a general system condition it would be undesirable. Operating at leading power factor lessens the static stability margin and increases losses above that obtained at unity power factor. Figs. 6 and 9 illustrate that the reduction in current and losses is maximum at a resultant power factor of unity.

A fixed capacitor, therefore, does not change the basic regulation of a radial feeder since the capacitor affects an increase in voltage at both light and full load. It is necessary to investigate the rise in voltage and the system VAR requirements during light load periods to determine if the condition is tolerable to the associated electrical equipment. Switching of the capacitor bank may be necessary in some installations to alleviate an undesirable condition.

Since the rise in voltage at the load is approximately proportional to XI_c , the percent voltage rise for a given capacitor installation is approximately

$$\% \text{ rise} = \frac{\text{KVAR} \times X \times d}{10 \times (KV_{L-L})^2} \quad (10)$$

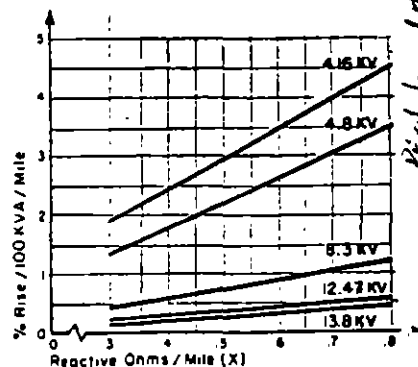


Figure 8. Typical voltage rise curves for various distribution system voltages.

where X = reactance of source up to installation of capacitors in ohms/mile

KVAR = capacitor bank size

d = miles from regulated bus to installation

KV_{L-L} = line-to-line voltage

Generally, this formula is used to find the voltage rise caused by a capacitor at a specific location, which in turn is superimposed on the feeder voltage profile to obtain net voltage characteristics.

Example B:

What voltage rise is expected if a 500 KVAR bank is installed 2 miles from a substation on a 4160 volt circuit using 5/0 ACSR?

KVAR = 500

$X = 0.681 \Omega/\text{mi}$ $0.4232 \Omega/\text{mi}$

$d = 2 \text{ mi}$ 3.215 km

KV = 4.16

$$\% \text{ rise} = \frac{500 \times 0.681 \times 2}{10 \times (4.16)^2} = 3.92$$

Voltage rise curves for typical distribution voltages are illustrated in fig. 8.

Reduced System Losses

Losses on any portion of a power system are a function of the square of the current and the system inductance and resistance. The losses are usually considered as two components, the I^2R power loss and the I^2X var loss. Since the shunt capacitor installation reduces the reactive component of line current, the loss reduction due to capacitors is a function of reactive current only. The real component of current need not be used in the calculation.

The reduction in I^2R power loss due to adding shunt capacitors is:

$$LR_R = (I_x)^2 R - (I_x - I_c)^2 R = 2I_c I_x R - (I_c)^2 R \quad (11)$$

Likewise, the reduction in I^2X var loss is:

$$LR_X = 2 I_c I_x X - (I_c)^2 X \quad (12)$$

In equations 11 and 12, I_c is the capacitor current, I_x is the reactive current in the circuit before capacitors are added, R is the circuit resistance and X is the circuit reactance.

The effect of shunt capacitors on system losses is plotted in fig. 9 as a percent of original circuit losses and as a function of the percent capacitor installation. Note that losses are a minimum when $\text{ckva} = \sin \theta_L$.

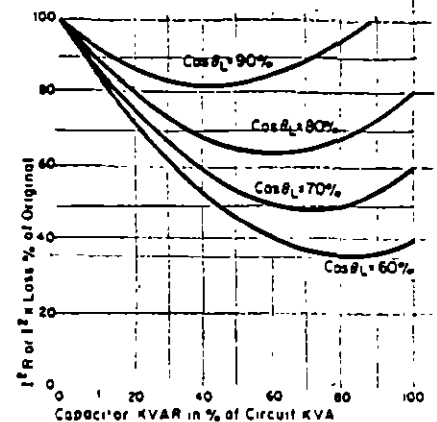


Figure 9. Reduction in circuit losses from adding capacitors.

Example C:

What is the loss reduction in a 4160 V circuit with a load of 1000 KVA when 500 KVAR of capacitors are added. Circuit parameters are as follows:

source imp $Z = 0.6 + j0.8 \text{ ohms}$ $(1.0 \angle 53.1^\circ) : 1.3$

load power factor = 80%

$$I_L = \frac{1000}{\sqrt{3}(4.16)} = 140 \text{ amps}$$

$$I_x = 140 \times \sin \theta_L = 140 \times 0.6 = 84 \text{ amps}$$

$$I_c = \frac{500}{\sqrt{3}(4.16)} = 70 \text{ amps}$$

from equation 11

$$LR_R = 2 \times 70 \times 84 \times 0.6 - (70)^2 \times 6$$

$$LR_R = 4120 \text{ watts}$$

from equation 12

$$LR_X = 2 \times 70 \times 84 \times 0.8 - (70)^2 \times 8$$

$$LR_X = 5480 \text{ vars}$$

The original system losses calculated are 11760 watts and 15680 vars. If the loss reductions calculated in the above example are subtracted from the original system losses, the final losses are about 65% of the original. This agrees with the result obtained from fig. 9 for this example.

Increased Power Factor of Source Circuits

Since the capacitor can be considered a generator of vars, any shunt capacitor installation reduces the var burden on the system generation. This reduced var demand from the source generators allows the excitation level to be changed so the machines may be operated nearer unity power factor if desired.

For an indication of how the source power factor increases, refer to fig. 10. The result-

Westinghouse



Fundamental Effects of Shunt Capacitors, Continued

ant source power factor is plotted as a function of initial power factor and shunt capacitor installation in percent of circuit loading. These curves are derived on the basis that the load on the source is held constant after the capacitors are added. The resultant power factor would be higher if the circuit loading was reduced by the amount of KVAR added. For instance, if 500 KVAR is added to a 1000 KVAR circuit operating at 60% power factor, the resultant power factor, if no new load is added, would be 89%. If the source loading is held constant by adding more load at the same original power factor, the resultant power factor according to fig. 10 would be 81%.

Reduced Loading on Source Generators and Circuits

The increase in the source power factor, due to reduced lagging component of current, decreases the kva loading of each source generator and circuit. This may relieve an existing overload, delay purchase of new equipment, or release capacity needed for additional load growth on some circuits. The reduction in loading is proportional to the reduced line current discussed previously, and illustrated in fig. 6.

If the capacitor benefits are considered because of released capacity for increasing load, the amount of capacitors necessary for a required load increase is a valuable yardstick. The allowable load increase is calculated on the basis of adding load at the original power factor until the source circuits are loaded to the same point as before adding capacitors. The capacitor KVAR per KVA of load increase is plotted in fig. 11 as a function of percent capacitor

KVAR and original power factor. If this quantity is multiplied by the cost per KVAR of installed capacitors, the product is the average cost of supplying each additional KVA of load. This cost, neglecting other advantages of the capacitor, can be compared with other methods of adding circuit capacity - such as reconductoring, higher rated transformers, or increased generation.

Example D:

If the original load power factor is 80%, and 50% capacitor KVA is added, the capacitor KVAR required per KVA increase in load is 2.2 from fig. 11. If the installed cost of capacitors is \$10 per KVAR, the increase in ability to supply load is obtained at a cost of \$22 per KVA.

The cost per KVA of adding transformer to accommodate increased load may be much greater than by adding capacitors. Note from fig. 11 that the number of capacitor KVAR required per KVA of increased load carrying ability increases rather sharply with the higher original power factor.

Reduced Demand on Interchange and Purchase Power Locations

The benefit derived from capacitor installation on tie lines, and purchase power locations is essentially as described in previous paragraphs except that it is completely economic in nature. The cost of purchased power is usually based on a KVA demand charge plus incremental charges for real power. Since a capacitor installation will reduce the KVA demand through the tie line, a corresponding reduction will occur in the cost of purchased power. In some cases, it can be proven that correction to 100% power factor is economical.

Relatively few interchange contracts have actual power factor clauses - except in the case of a large industrial plant with generation, connected to an electric utility. However, the economic benefit to be gained from keeping VAR interchange to a minimum is usually quite apparent.

Reduced System Investment per Kilowatt of Load

The typical electric utility arrives at a cost per kilowatt of delivered load by considering its total investment in system facilities and property plus the cost of production. If there were an accepted method of obtaining a cost per KVAR delivered, the reduced system investment from a capacitor installation could be directly equated. Unfortunately, many utilities allot no cost to KVAR supply, others derive a cost related

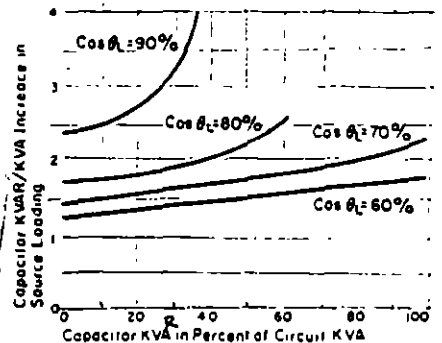


Figure 11. Allowable load increase due to adding shunt capacitors.

to system losses and still others use a cost obtained from exciter losses.

If capacitors are installed to release system capacity or improve voltage conditions, it is generally accepted that the reduction in overall system investment is a direct function of the ratio of cost per KVA for different methods of obtaining the same results.

As discussed previously, the increase in source power factor may allow increased loading of the source generators. One practical method of determining the effect on system investment is to consider this benefit as a deferred investment for system facilities.

Example E:

If a capacitor installation of 50% KVAR rating allowed a 15% increase in load carrying ability, the capacitor KVAR required per KW of load increase is 3.32. Therefore, at \$10 installed cost per KVAR, the cost per KW of load increase is \$33.20. If an average cost of \$500 per KW of delivered power is assumed, and the annual charge is 15%, the deferred investment savings would be (.15 × 500) - \$33.20 = \$41.80 per KW per year.

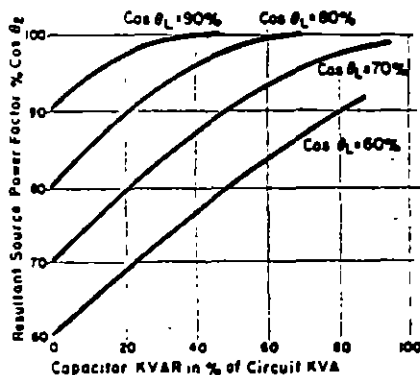


Figure 10. Increase in source power factor as an effect of shunt capacitors.

para carga constante

Shunt Capacitors

Application to Electric Utility Systems

Calculation and Evaluation of Shunt Capacitor Economic Benefits

In the installation of shunt capacitors on utility systems the utility planning engineer must, as in the case of any other equipment addition, justify the purchase of the equipment. Initially, justification of capacitors was considered primarily on the basis of released capacity in feeder equipment plus some compensation for reduced feeder losses. It was generally felt that correction above 90% was not practical.

Recent system studies indicate that in addition to considering the same factors, that of released capacity and reduced feeder copper losses, the utility engineer should consider the reduced I²X kilowatt losses, reduced losses in generating and transmission equipment, and the reduced system investment carrying charges.

These studies also emphasize another factor which has become important in the economic comparison, that is, the location of the capacitor bank with respect to the overall system rather than to its position on the individual feeder. Substantially different results can be realized depending upon whether the capacitor is installed on the secondary of the distribution transformer, or on the distribution substation bus. It is these factors which are now considered in addition to the others in making the economic comparison.

Due to the lower cost per KVA of capacitors compared to the higher cost per KVA of generation, transmission, and distribution equipment, the generally recognized theory that correction above 90% power factor was uneconomical, has been disproven. Correction to near unity power factor is commonplace, and it can be shown that it is economical.

The study of any particular utility must be based on the system as a whole rather than a particular section. The overall efficiency of operation is dependent on each portion of the system operating as near unity power factor as possible. The determination of location of the units is an economical derivation, and one must consider that the effi-

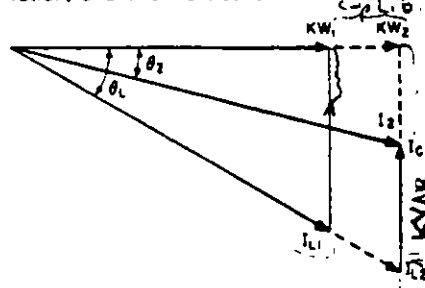


Figure 12. Vector diagram for voltage limited circuits.

ciency of the system must be weighed along with the effectiveness of the capacitor when determining its relative location.

There are four criteria on which economic comparisons involving shunt capacitors are based. They are as follows:

1. Released system and equipment capacity
2. Reduced system and equipment losses
3. Increased revenue from higher secondary voltage
4. Capital gains from reduced system investment

Each of the above criteria can be applied several times in any single economic study. The exact formula used and the extent to which the study is carried out is dictated by the proposed location of the capacitors on the utility system.

Released System and Equipment Capacity

The load carrying ability of transmission and distribution equipment is limited in some cases by voltage drop, and in other cases by thermal capacity. Generally speaking, voltage drop is the limiting factor on distribution feeder loading, and occasionally transmission line capacity is determined by maximum voltage drop. Equipment such as generators and transformers are limited by their thermal capacity, and any benefit to be gained therein from the installation of shunt capacitors should be considered on this basis.

Voltage Drop Limitation

When the reactive load current is supplied by capacitors instead of a source which possesses inductive reactance, we have shown, as a fundamental effect, that the voltage at the load side is higher than it is without the capacitors. It is higher by an amount which is equal to the inductive reactance of the source times the load current supplied by the capacitor. It is obvious, then, that if the connected load is limited by the voltage drop, a larger load can be tolerated if shunt capacitors are applied which reduce the line voltage drop. To determine the released capacity obtained by the addition of shunt capacitors, consider the allowable increase in KW loading as the released capacity. The calculation is based on the assumption that the voltage drop after capacitor installation must be the same as before adding the capacitors.

The vector diagram for this condition is shown in fig. 12.

If the voltage is constant, kilowatts and kva are directly proportional to current, and therefore, in per unit notation, they are considered equal to current. From fig. 12,

$$I_c = (\text{capacitor KVAR}) = KW_2 (\tan \theta_1 - \tan \theta_2) \quad (13)$$

where I_c = shunt capacitor current
 I_{L1} = initial load current
 I_{L2} = final load current
 I_2 = final source current

other symbols as previously described
 The increase in capacity is:

$$\frac{KW_2 - KW_1}{KW_2} = \frac{I_2 \cos \theta_2 - I_{L1} \cos \theta_1}{I_2 \cos \theta_2} = 1 - \frac{I_{L1} \cos \theta_1}{I_2 \cos \theta_2} \quad (14)$$

Since the voltage drop after adding capacitors must be equal to the original drop, the respective voltage drops can be equated as in equation 15, omitting reactive drop.

$$I_{L1} (R \cos \theta_1 + X \sin \theta_1) = I_2 (R \cos \theta_2 + X \sin \theta_2) \quad (15)$$

$$\frac{I_2}{I_{L1}} = \frac{R \cos \theta_1 + X \sin \theta_1}{R \cos \theta_2 + X \sin \theta_2} \quad (16)$$

substituting in equation 14

$$\frac{KW_2 - KW_1}{KW_2} = \frac{\tan \theta_1 - \tan \theta_2}{R/X + \tan \theta_1} \quad (17)$$

if equation 13 is divided by $KW_2 - KW_1$, capacitor KVAR =

$$\frac{KW_2}{KW_2 - KW_1} (\tan \theta_1 - \tan \theta_2) \quad (18)$$

By substituting equation 17 in equation 18, an expression for capacitor KVAR per increase in KW is obtained.

$$\frac{\text{capacitor KVAR}}{\Delta KW} = R/X + \tan \theta_1 \quad (19)$$

This analysis indicates that the kilowatts gained, where the circuits are voltage limited, depends only on the load power factor and the ratio of the system resistance to reactance.

The relationship is best plotted in terms of capacitor KVAR per gain in KW versus R/X ratio for several typical power factors. This family of curves is shown in fig. 13.

The relationship is best plotted in terms of capacitor KVAR per gain in KW versus R/X ratio for several typical power factors. This family of curves is shown in fig. 13.

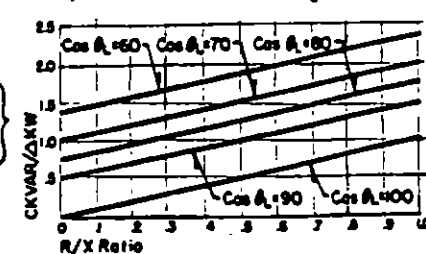


Figure 13. Released capacity on voltage limited circuits based on system R/X ratio.

Westinghouse



Calculation and Evaluation of Shunt Capacitor Economic Benefits, Continued

Voltage Drop Limitation, Continued

Example F:

If 500 KVAR in shunt capacitors is added to a circuit of 1000 KVA load at 60% initial power factor, what is the released capacity? The system X/R ratio at the point of installation is 1.0.

from equation 19

$$\frac{KVAR}{\Delta KW} = 1.0 + \tan \theta_L = 1 + 1.32$$

$$= 2.32$$

$$\Delta KW = \frac{500}{2.32} = 215 \text{ KW}$$

There is somewhat of a paradox to be noted here since it is apparent from equation 19 that the gain in kilowatts is greater for a given capacitor bank, the higher the initial load power factor. Of course, the thermal capacity of the source equipment involved will limit the extent to which the gain in kilowatts can be earned. Practically speaking, transmission lines, feeders, and secondary circuits seldom exceed their thermal ability and therefore voltage drop limits the load carrying ability. In these cases, the preceding formula and curves should be used to determine the KW gained from capacitor installations.

Thermal Ability Limitation

To determine the released capacity where thermal ability is the limiting factor, a different approach must be taken. In this case, the line current or KVA is increased, after adding capacitors, to the value assumed before capacitor installation.

The additional KVA needed to load the source circuits back to the original loading, is the amount of capacity gained due to the effect of shunt capacitors.

In deriving an expression for the increase in KVA or released capacity, the additional load is assumed to be at the original power

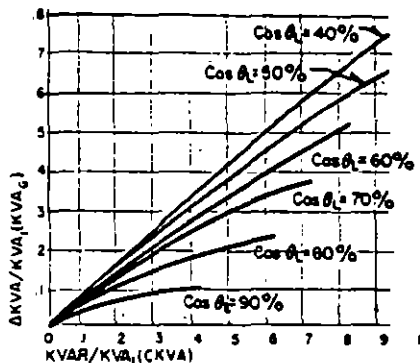


Figure 15. Released capacity on current limited circuits due to capacitor installation.

factor angle θ_L . This may be pessimistic, but it is more accurate than adding load at the resultant power factor angle θ_2 .

The vector diagram for this condition is illustrated in fig. 14. Where

- ΔKVA = load added at original power factor after capacitor installation
- KVAR = capacitor bank size
- KVA_1 = original source loading
- KVA_2 = final source loading
- other symbols as defined previously

If KVA_1 is designated as the radius of a circle with center at O, and X and Y are coordinates of a point on the circle, the equation for that circle is:

$$X^2 + Y^2 = KVA_1^2 \quad (20)$$

from fig. 14

$$X = KVAR \sin \alpha \quad (21)$$

$$Y = KVAR \cos \theta_L$$

substitute equation 21 in equation 20

$$(KVAR \sin \theta_L)^2 + Y^2 = KVA_1^2 \quad (22)$$

$$Y = \sqrt{(KVA_1)^2 - (KVAR \cos \theta_L)^2}$$

from fig. 14

$$\Delta KVA = KVAR \sin \theta_L - (KVA_1 - Y) \quad (23)$$

substitute equation 22 in equation 23

$$\Delta KVA = KVAR \sin \theta_L - KVA_1 + \sqrt{(KVA_1)^2 - (KVAR \cos \theta_L)^2} \quad (24)$$

The rather cumbersome expression of equation 24 can be simplified by converting to per unit quantities for both the gain in source KVA and capacitor bank size. This is accomplished by dividing equation 24 by KVA_1 . Then ΔkVA and $ckva$ are per unit values for the released capacity and installed capacitor respectively.

$$KVA_C = ckva \sin \theta_L - 1 + \sqrt{1 - (ckva \cos \theta_L)^2} \quad (25)$$

This relationship is plotted in fig. 15, and only requires the per unit value of capacitors

$$\Delta KW = \Delta KVA \cos \theta_2$$

added, and the original source power factor to obtain the released capacity directly.

The resultant power factor of the source circuit is:

$$\cos \theta_2 = \frac{KW_1 + \Delta KW}{KVA_1} \quad (26)$$

$$\cos \theta_2 = \cos \theta_L (1 + KVA_C) \quad (27)$$

Example G:

How much load can be added to a circuit already at its thermal limit with a load of 4000 KVA at 60% power factor by adding 2000 KVAR in shunt capacitors?

from equation 25

$$KVA_C = 5 \times 8 - 1 + \sqrt{1 - (5 \times 6)^2}$$

$$KVA_C = 4 - 1 + 95 = 35$$

$$\Delta KVA = 35 \times 4000 = 1400 \text{ KVA}$$

The resultant power factor of the source circuits from equation 27 is:

$$\cos \theta_2 = 6 (1 + 35) = .81$$

The relationships illustrated by equations 19 and 25 are useful in determining the released circuit capacity for economic evaluation. Inspection of these two expressions reveal the following:

On voltage limited circuits the released capacity is:

1. Dependent on original source power factor
2. Dependent on source X/R ratio
3. Independent of circuit loading

On current limited circuits the released capacity is:

1. Dependent on original source power factor
2. Independent of source X/R ratio
3. Dependent on circuit loading

Reduced System and Equipment Losses

Calculation of the reduction in system losses due to shunt capacitor installation can be made directly from equations 11 and 12, where the results are expressed in single phase watts, and vars.

A per unit expression for loss reduction is obtained from these same equations by substitution of equivalents as follows:

$$I_C = \dots = \text{capacitor bank size}$$

$$I = \dots = \text{initial load}$$

$$ckva = \text{capacitor bank in per unit of initial load}$$

$$\theta_L = \text{initial load power factor angle from equation 11 or 12,}$$

$$\Delta P_L = \text{p.u. peak loss reduction} = 2 ckva \sin \theta_L - (ckva)^2 \quad (28)$$

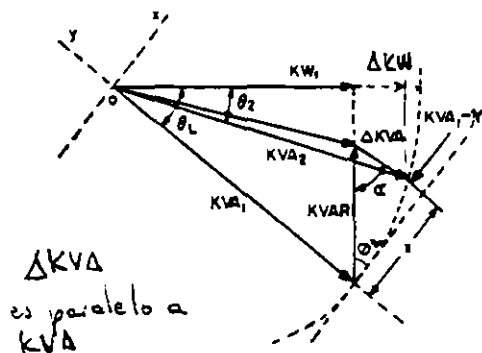


Figure 14. Vector diagram for current limited circuits.

$$\Delta \theta_L = \Delta KVA, KW_1$$

$$\Delta KVA, KW_1$$

Shunt Capacitors

Application to Electric Utility Systems

This expression is valid for either I^2R real or i^2X reactive loss reduction. If reduction in peak losses is desired, the per unit capacitor bank size should be on the peak load base. If evaluation is to be determined using kilowatt hours, the load current or KVA should include the reactive load factor. This would result in a modification of equation 28 as follows:

$$\Delta EL = \text{p.u. energy loss reduction} = (2 \text{ckva} \sin \theta_r) \text{LF} - (\text{ckva})^2 \quad (29)$$

Use of these equations is valid only if there are no loads which vary the reactive component of current in the section being considered. Therefore, the calculation of loss reduction is only as accurate as the extent to which the system is sectionalized for the purposes of calculation.

Example H:

Using the same circuit parameters as in example c, the peak loss reduction is:

$$\Delta PL = 2 \times .5 \times .6 - (.5)^2$$

$$\Delta PL = \text{p.u. peak loss reduction} = .35$$

Therefore the final losses would be 65% of the original as found from the curves of fig. 9.

If the load factor of this circuit is 70%:

$$\Delta EL = 2 \times .5 \times .6 \times .7 - (.5)^2$$

$$\Delta EL = \text{p.u. energy loss reduction} = .17$$

After calculation of the loss reduction, there are three economic benefits to evaluate. These are:

1. Peak KW load reduction (demand)
2. Peak KVAR load reduction
3. Energy savings due to KW hr loss reduction

The reduction in peak load kilowatts (demand) is an important economic benefit to utilities.

The value assigned to it varies from utility to utility depending on specific situations. The most common evaluation is to assign the average cost per kilowatt of system generation although many use the average cost per kilowatt of the last plant or last unit.

Conversely, most utilities do not give any economic credit for the reductions in the I^2X loss or KVAR load reduction. Where evaluation has been made, in the past, the maximum credit is the cost of the capacitors necessary to supply an equivalent amount of KVAR. There have been attempts by some utilities and manufacturers to arrive at a cost per KVAR generated, however, this has not been universally accepted. If such a cost figure is available, it should be used.

The third benefit derived from loss reduction is easily evaluated once the initial calculation is made. For this cost analysis, most utilities use the delivered cost per kilowatt of energy. This value will deviate among utilities and, in truth, will vary within a utility from plant to plant. The savings, regardless of cost used, is the calculated per unit reduction times original peak loss times the hours for the period considered, multiplied by the cost accounted.

Example I:

What are the savings affected due to loss reduction using the same circuit parameters as examples c and h with cost figures as follows?

- e = 16% (annual charge)
- s = 500 \$/KW of system generation
- v = 5 \$/KVAR of system generation
- c = .0035 \$/kwhr of system losses

from example c:

$$L_r = 11.76 \text{ KW} - \text{initial real loss}$$

$$L_x = 15.38 \text{ KVAR} - \text{initial reactive loss}$$

1. Peak KW load reduction
 $.35 \times L_r = .35 \times 11.76 = 4.11 \text{ KW}$
savings = $4.11 \times 500 \times .16 = \330 annually
2. Peak KVAR load reduction
 $.35 \times L_x = .35 \times 15.38 = 5.39 \text{ KW}$
savings = $5.39 \times 5 \times .16 = \4.30 annually
3. Energy savings due to loss reduction
savings = $.17 \times 11.76 \times .0035 = \70 annually

3. Increased Revenue from Higher System Voltage
Evaluation of the higher voltages resulting from shunt capacitor installation, concerns two effects. They are:

1. The immediate rise in system voltage at the metering point caused a proportional increase in registration of kilowatt hours.
2. The reduced slope of the feeder voltage profile. This is illustrated in fig. 18.

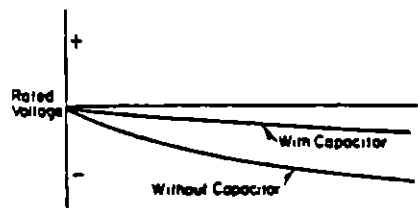


Figure 18. Voltage profile on feeder with distribution load.

The relationship of equation 10 can be used to calculate the voltage rise at a given point. Since this benefit generally is related to residential voltage levels, it can be assumed

that the load characteristic will be primarily resistive. Therefore, the increase in kilowatts used will be proportional to the increase in voltage. To keep the evaluation conservative, the following relationship is generally used:

$$\Delta KW = .5 \Delta E \quad (30)$$

where both quantities are expressed in percent

This expression can be converted to KW hours by using the total hours in the period to be considered. The gain in kilowatt hours is usually considered on an annual basis, therefore:

$$\Delta KWHR = 8760 \times .5 \Delta E \times KW \times LF \quad (31)$$

Example J:

What is the economic value of the increase in metered energy if a 100 KVAR capacitor bank is installed on a 4.16 KV feeder with an average load of 200 KW? The feeder is 4 miles long with a reactance of .7 ohm/mile and the average cost of energy is 2 cents/KWHR.

from equation 10

$$\Delta E = \% \text{ voltage rise} = \frac{100 \times .7 \times 4}{10 \times (4.16)^2} = 1.618$$

from equation 31

$$\Delta KWHR = 8760 \times .5 \times 1.618 \times 200 = 14000$$

$$\text{increased revenue} = .02 \times 14000 = 280 \text{ $/year}$$

The second condition of economic gain results because the fixed shunt capacitor bank reduces the voltage gradient along a feeder with distributed load, as shown in fig. 18. Effectively - since the reactive voltage drop is reduced - the ratio of receiving end voltage to sending end voltage is nearer unity. This may allow omission of a feeder voltage regulator, and any resultant reduction in system equipment investment should be credited to the shunt capacitor installation.

Westinghouse



Calculation and Evaluation of Shunt Capacitor Economic Benefits, Continued

Summary of Evaluation of Shunt Capacitor Benefits

The main economic benefits of shunt capacitors to electric utilities have been briefly discussed. More detailed analysis and comments can be found in articles listed in the bibliography.

The system planner has the option of evaluating all of the economic benefits listed, or he may use only those which apply to his specific case.

Suggested Procedure

- **Step 1:** Obtain system cost data listed below where available.

s = cost of system generation/KW or KVA
 v = cost of system generation/KVAR
 c = cost of system losses/KWHR
 e = cost of money in percent (annual charge)
 r = metered energy rate/KWHR

- **Step 2:** Evaluate the gain in system capacity using equation 19 or 25 whichever is applicable.

$$\text{gain } (\$) = (\Delta \text{KW or } \Delta \text{KVA}) (s)$$

- **Step 3:** Evaluate the effect of loss reduction from equations 28 and 29.

Convert to economic gain as follows:

1. Peak KW load reduction gain (\$) = $(\Delta \text{PL}) (L_s) (s)$
2. Peak KVAR load reduction gain (\$) = $(\Delta \text{PL}) (L_v) (v)$
3. Energy loss reduction gain (\$/yr) = $(\Delta E_L) (L_s) (8760) (c)$

- **Step 4:** Evaluate the effect of higher system voltage using equation 31. gain (\$/yr) = $(\Delta E) (8760) (r) (\text{average load KW})$

- **Step 5:** Since shunt capacitor installation can often defer or eliminate investments in equipment or circuits, the capacitor installation should be credited with saving the cost of the reduced system investment.

$$\text{gain } (\$) = (\text{reduced capital invest}) (e)$$

Determination of System Shunt Capacitor Requirements

The original concept of shunt capacitor installation on utilities' systems was somewhat of a hit or miss proposition, governed by "rule-of-thumb" methods. Strangely enough, while system-wide engineering analysis, economic comparisons and computer programs have become recommended procedures in capacitor application, these same new methods have verified the basic accuracy of some of the original guides and precepts.

All the preceding information in this application guide has concerned itself with investigation of the fundamental effects of shunt capacitors and calculation of the economic gain or credit established by installation of this type of reactive correction. The system planner must determine, using this fundamental data and his system characteristics, how much reactive correction should be purchased, and where on the system it should be installed.

Estimate of Magnitude of System Reactive Needs

Accurate estimates of the system-wide reactive requirements are necessary to assure that improper distribution of shunt capacitors does not occur. The reactive load in each major section must be considered, the ultimate aim being to operate each part of the system as near unity power factor as is economically and practically possible.

The data which must be collected for this analysis is identical to that necessary for a load flow study on the a-c network calculator. This will include such things as:

1. Transmission and subtransmission line characteristics.
2. Transformer sizes, impedance range and available taps
3. Generator characteristics and reactive capability
4. Magnitude and location of present reactive sources such as synchronous motors and generators, and shunt capacitors
5. Typical distribution feeder line constants and loading

6. Power factor and magnitude of major load taps

Past trends of reactive requirements should be studied particularly with relation to load growth. This will aid in determining future KVAR needs which should be predicted on system peak load trends. A network analyzer load flow study can then be utilized in predicting reactive requirements, generally informing the system planner as to how much KVAR is needed in various sections of the system, based on voltage levels at peak load. This same load study can specifically tell him how much reactive load can be supplied from generators without creating intolerable system voltage conditions.

If a network calculator study cannot be made, capacitor needs must be determined from the same data, by calculating how much KVAR is necessary to raise the power factor of each operating section to unity. The simplest way to arrive at this figure is to resolve the system into an equivalent radial circuit.

This radial circuit will have the combined characteristics of each section assuming implicitly that the characteristics of circuits and load in various sections of the system are similar, and can be lumped together on the common basis of voltage. The operating power factor of each section of the system is dependent on the succeeding section, in the direction of load. Consequently, if correction is begun at the load end, the operating power factor of each preceding section must be adjusted upward before correcting to unity.

Location of Capacitors on System-wide Basis

After obtaining a figure or figures for the total or sectional KVAR requirements, it is necessary to lay out an orderly program of installation. The most typical system locations of shunt capacitors are shown in fig. 17. There are three common plans for determining which of these locations is to be used and the distribution of capacitors in each. They are:

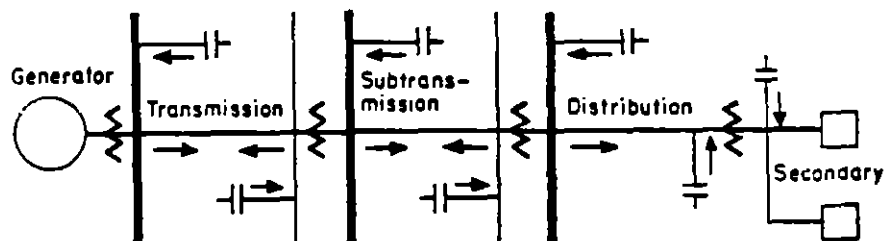


Figure 17. Typical system capacitor bank locations (arrows indicate direction of VAR flow for minimum system losses).

Shunt Capacitors

Application to Electric Utility Systems

1. Distribution system saturation
2. Economic comparison
3. Emergency priority

1. Distribution System Saturation is the first and still the most common method employed by utilities in applying capacitors. Basically, as the need for reactive correction accumulates fixed shunt capacitors are installed on distribution feeders until the operating power factor equals or exceeds unity at light load levels. To correct to unity at peak load, switched capacitor banks—either pole mounted or substation bus banks—are installed.

This program is continued each year with a fixed relation between the overall system load growth and the capacitors to be added to the distribution system. If it is found that installation at this voltage level will not fulfill reactive requirements, consideration is then given to installation at the next higher voltage level. In this way, a system will end up with about 75-85% of its shunt capacitors at the distribution voltage level, and the remainder at random locations on the subtransmission circuits.

2. Economic Comparison involves use of system cost figures to obtain the cost/KVAR of installed shunt capacitors for each section of the system. These figures are then compared to cost/KVA of source equipment which will yield the same system benefits such as higher voltage, increased capacity, and lower losses.

There are many ways of obtaining, and comparing these cost figures. Almost every utility has a preferred method tailored to its own system operating or accounting method. One preferred philosophy is to consider that shunt capacitors can be installed in a given section of the system until the \$ cost/KVAR installed exceeds the \$ gain/KVAR of the last KVAR installed. As pointed out previously, the \$ gain/KVAR decreases as the original power factor increases. Therefore, as each KVAR is added, the ratio of \$ gain to \$ cost will decrease. When the ratio is unity, the economic balance of shunt capacitor installation has been reached. Since the \$ cost/KVAR will vary between sections of the system, this comparison must be done on a sectional basis, thereby arriving at an optimum capacitor installation for that section, whether it be transmission, subtransmission, distribution or secondary.

Suggested procedure for making a comparison in this way is as follows:

Step 1: Obtain the \$ cost/KVAR installed for each section of the system being considered.

Step 2: Using procedure outlined under the heading "summary of evaluation of shunt capacitor benefits" page 10, calculate the \$ gain per KVAR for each section of the system.

Step 3: Calculate the ratio of \$ gain/KVAR to \$ cost/KVAR and continue installing capacitors in a given section until this ratio becomes unity.

Since the decrease in \$ gain/KVAR is a function of the change in source power factor, it is necessary to recalculate the source power factor after each increment of shunt capacitors is added. Table 2, page 12, simplifies this procedure since the resultant power factor for any increment of shunt capacitor addition can be obtained providing the initial power factor is known.

Example K:

Suppose 3000 KVAR has been added to a circuit with 11250 KVA load at 80% power factor. What is resultant power factor?

$$\text{correction factor} = \frac{3000}{11250 \times .8} = .333 \frac{\text{KVAR}}{\text{KVA} \times P}$$

from table 2, resultant power factor = 92.4%

If this is to be used in an economic comparison, all \$ gain/KVAR for additional banks would then be evaluated on the basis of an original power factor of 92.4%.

Another accepted and proven philosophy of economic comparison is to base the limit of capacitor installation on minimum system cost. The following analysis (bibliography reference 6) correlates the amount of capacitor installation to minimum system investment—certainly a worthwhile goal of system planning. The formulas are derived for general application to any section of the system.

The following quantities are used:

- P_L = KW supplied to the load
- U_L = KVA supplied to the load
- U_R = resultant system KVA
- Q_L = KVAR supplied to the load
- Q_C = KVAR supplied by capacitor
- Q_S = KVAR supplied by source
- θ_1 = initial load power factor
- θ_2 = resultant power factor
- R = annual cost/KVAR of capacitor
- S = annual cost/KVA of source circuits
- C = total cost of system/KW of system capacity

The vector relationship between kilowatts, kilovars, and total KVA at any point on the system is shown in fig. 18 for the simplified system shown in the same figure.

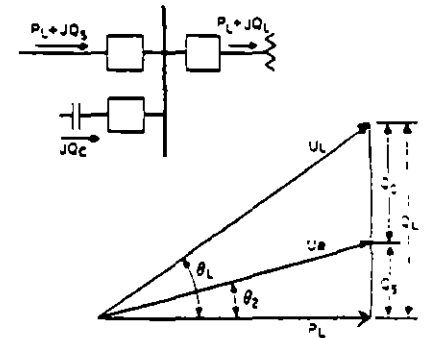


Figure 18. Vector diagram for derivation of minimum cost formula.

The real power required by the load and system is P_L , and the vars of the load and system beyond any particular point is Q_L . The vars are supplied partially from the source generators and the remainder from the capacitor. The part of Q_L that comes from the source is Q_S and the portion supplied from the capacitors is Q_C . The system and load beyond the point of installation of the capacitors draw U_L KVA at an initial power factor angle of θ_1 of which the source supplies U_R KVA at a resultant power factor angle of θ_2 . The source power factor is called resultant because if the capacitors were not in the circuit, the source would have to supply all the reactive and operate at the same power factor as the load.

Annual capital investment charges required to supply the load, including costs of all sections of the system up to the capacitor installation in terms per unit kilowatts is designated as C. Since the cost of each of the energy sources is expressed in per unit values, the total investment charges can be shown as:

$$C \times P_L = S \times U_L + R \times Q_C \tag{32}$$

It is possible to convert this expression with trigonometric equivalents so that the total cost is in terms of a single variable quantity $\cos \theta_2$ —the resultant power factor of the source circuits. This is desirable since the ultimate aim of any capacitor installation is to reduce the source reactive demand to a minimum. It should be pointed out that the load power factor is considered fixed and is therefore treated as a constant in the derivation. Therefore:

$$C = \frac{S \frac{P_L}{\cos \theta_2} + R \times P_L (\tan \theta_1 - \tan \theta_2)}{P_L} \tag{33}$$

or

$$C = \frac{S}{\cos \theta_2} + R (\tan \theta_1 - \tan \theta_2) \tag{34}$$

$$C = \frac{S}{\cos \theta_2} - R \frac{\sin \theta_2}{\cos \theta_2} + R \tan \theta_L$$

Shunt Capacitors

Application to Electric Utility Systems

2. Economic Comparison, Continued

This final equation for C is an expression of the combined annual cost of the source circuits and capacitor in terms of the resultant source power factor angle. The power factor angle obtained when this annual cost is a minimum, is a measure of the most economical proportion between capital invested in source circuits and in capacitors. The minimum value of C can be obtained by taking the first derivative of C with respect to θ_2 , and setting this derivative equal to zero as follows:

$$\frac{dC}{d\theta_2} = \frac{S \sin \theta_2}{\cos^2 \theta_2} + R(0 - \frac{1}{\cos^2 \theta_2}) = 0 \quad (35)$$

$$\text{therefore } S \sin \theta_2 - R = 0 \quad (36)$$

$$\text{or } \sin \theta_2 = R/S$$

This mathematical analysis, in effect, relates the monetary definitions set forth originally to the vector relationship shown in fig. 18.

since $\cos \theta = \sqrt{1 - \sin^2 \theta}$
the power factor can be expressed directly as:

$$\cos \theta_2 = \sqrt{1 - \left(\frac{R}{S}\right)^2} \quad (37)$$

The power factor determined from this formula then, is the optimum power factor which can be reached by applying shunt capacitors to the utility system. Typical results are plotted in fig. 19.

By substitution back in the original formula (34) for total cost, an expression for minimum cost can be obtained.

$$C = \sqrt{S^2 - R^2} + R \tan \theta_2 \quad (38)$$

Since these formulas are derived on the basis of using a system cost/KVA for therm-

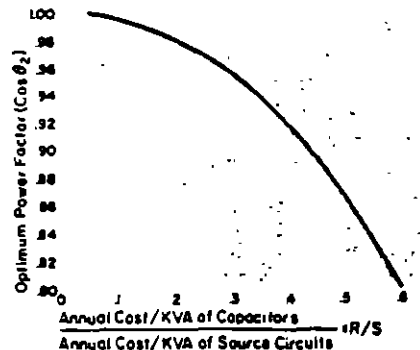


Figure 19. Optimum system power factor as a function of minimum system investment.

ally limited equipment only, there is a slight error involved where portions of the system included have their capacity limited by voltage drop.

Using the optimum power factor derived in equation 37 as the ultimate operating power factor for any section of the system, the optimum amount of shunt capacitor installation can be determined as follows:

1. Determine the \$ cost/KW or \$ cost/KVA for source equipment or lines. This should be calculated for each section of the system. It is recommended that this cost exclude the generator. The reason for leaving the generator cost out of the calculation is because of the variable nature of its effect. Many utilities will not allow any cost for generation of KVAR since it is largely a matter of initial rated power factor and hydrogen pressure. If the capacitors prove economic without the generator cost being included, the system planner is using the most conservative approach.
2. Determine the \$ cost/KVAR for installed shunt capacitors, also on a sectional basis.
3. Using equation 37 or fig. 19, calculate the optimum operating power factor for the section of the system being considered.
4. From table 2, obtain the appropriate correction factor. When the load KW is multiplied by this factor, the value of the optimum capacitor installation for that particular section of the system is obtained.

If the same procedure is to be applied to other sections of the system, it should be remembered that the operating power factor of any section will be modified by any capacitor installation between it and the load.

Example X:

What is the optimum capacitor installation on a 4160 V distribution feeder with the following characteristics?

$$\begin{aligned} KW_1 &= 3000 \\ \theta_L &= 80\% \\ S &= 125/KVA \\ R &= 12.50/KVAR \end{aligned}$$

from equation 37

$$\cos \theta_2 = \sqrt{1 - \left(\frac{12.50}{125}\right)^2} = .994$$

From table 2

$$\begin{aligned} \text{optimum shunt capacitor installation} &= .81 \times 3000 \\ &= 1830 \text{ KVAR} \end{aligned}$$

This example indicates the correction to almost unity power factor is many times economically justified.

Primary Vs Secondary Installation

Some system planners prefer to consider secondary capacitors only on the basis of comparing them to primary units rather than overall system application. This method does save time, since it assumes that the primary capacitors are already economically justified. Since all the benefits that accrue to the primary installation can also be credited to the secondary units, justification of secondary units can be quickly checked by computing the additional gains attained by reduced reactive current through the distribution transformers and secondary circuits.

It might seem that secondary capacitors would always be justified since they offer the greatest loss reduction, higher released capacity, and greater increment of voltage increase directly at the metering point. Economically, however, these increased benefits may be completely offset by the higher cost/KVAR of the capacitor units in the 240 to 600 volt class, compared to 2400 - 7960 volt units. In addition, the individual units are necessarily small due to the size of the reactive load they are intended to correct. This increases the \$/KVAR installation cost considerably.

It is possible to make a complete economic comparison on this special case by either method outlined under "economic comparison" page 11, however, a practical quick check method (from bibliography reference 7) is usually preferred. This procedure recognizes that the major advantage of secondary capacitors over primary units is the released capacity in the distribution transformer. Therefore, if the secondary installation can be justified on this basis only, the other benefits merely increase the economic gain. If, however, they cannot show an advantage over primary units due to released transformer capacity, the additional gain from other benefits is not usually sufficient to warrant further consideration.

The curves of fig. 20 were developed from the vector diagram of fig. 14 which is representative of the released capacity in thermally limited equipment. If voltage is the determining factor, a step-by-step economic comparison as discussed previously would be more accurate.

For the general case, however, it is possible to determine whether secondary units are economical knowing only the initial power factor, desired optimum power factor, ratio of secondary installed capacitor costs to primary costs, and distribution transformer

Westinghouse



Determination of System Shunt Capacitor Requirements, Continued

costs/KVA. If the allowable ratio of KVAR (secondary) to KVAR (primary) according to the curves of fig. 20 is just equal to the actual ratio, other economic benefits such as reduced secondary losses and increased revenue from higher secondary voltage could be calculated to validate a positive decision.

Example M:

Are secondary capacitors justified on a feeder with the following characteristics?

$\cos \theta_1 = 70\%$ (init. pf)
 $\cos \theta_2 = 90\%$ (final pf)

$s/KVAR$ (sec) = 921
 $s/KVAR$ (pri) = 56
 s/KVA (trans) = 910

for use on fig. 20, therefore

$\frac{s/KVAR \text{ (sec)}}{s/KVAR \text{ (pri)}} = \frac{21}{6} = 3.5$

also

$\frac{s/KVAR \text{ (pri)}}{s/KVA \text{ (trans)}} = \frac{6}{10} = .6$

On fig. 20 enter the left curve at 70% power factor and move vertically to the intersection with the 90% power factor curve. Reading to the right, it is determined that .62 KVA of capacity has been released for each kilovar of capacitors added.

Moving to the right to the intersection with the .6 ratio curve for the installed costs of primary capacitors and the distribution transformer. Reading down from this intersection indicates that the maximum economical ratio of KVAR (sec)/KVAR (prim) is 2.05. Since the actual cost ratio is 3.5, the secondary capacitors are not justified.

3. Emergency Priority: Many capacitor installations are justified solely on their benefit to the system during emergency conditions. This is particularly true of large, high voltage banks. For example, a large bank of capacitors might be installed on a 138 KV bus with two incoming lines. The capacitor bank would be unenergized most of the time, however, when a lightning storm is in the area, it would be connected to the bus. Thus, if one line relays out during the storm, the remaining line will be able to carry the full load of the substation, because the reactive current will be supplied by the capacitor. Without the capacitor, the voltage on the bus would be too low and the whole load might be lost.

Another example is a utility which found it desirable to compensate for high reactive

losses in an interconnecting transformer, normally not carrying appreciable load. This permitted maximum power interchange by operating at or near unity power factor during emergencies such as the loss of a large generator on the interconnected system.

Switched distribution feeder capacitor banks are sometimes installed only on their merit in improving voltage regulation. In this application they are of little economic and operational value. Voltage regulators necessary to provide the same function. Only recently, with the advent of successful computer programs for comparing methods of voltage regulation has this practice become commonplace. Previously, the complexity and length of the calculations prohibited widespread studies.

Location of Capacitors Within Sections of System

The capacitor installations shown in fig. 17 indicate optimum locations within each section to give minimum system losses. This may or may not dictate exact placement of the capacitor banks within each section, other consideration often taking priority. This is particularly true on transmission and subtransmission banks, where availability of substation space or emergency conditions may exert greater influence on determining the location than minimum losses.

On secondary installations there are only two possible locations, one of which is a pole from which several service drops may originate as shown in fig. 5. The other is directly at the load itself, recently made possible through the availability of capacitor units which are an integral part of the watt-hour meter assembly.

Exact location of capacitor banks designated for installation on distribution primary feeders is, however, a problem with many variables, and no all-inclusive solution. In general, the analysis for optimum location on a particular feeder is based on maximum reduction in losses. However, the varying load pattern, changing conductor sizes, and effect of using fixed and switched capacitors on the same feeders, make it impossible to maintain an optimum location. This makes it necessary to continuously analyze individual feeders or to develop optimizing methods which apply to the general case, and consider the application only once - at the time of initial installation.

A practical approach to this problem, which has been verified in operation and theory, is to install the capacitor bank at a point 1/3 of the distance from the source to the end of the feeder. The amount of corrective KVAR and the reactive load factor will determine whether this gives maximum loss reduction - in general, however, results obtained are satisfactory. The overall effect

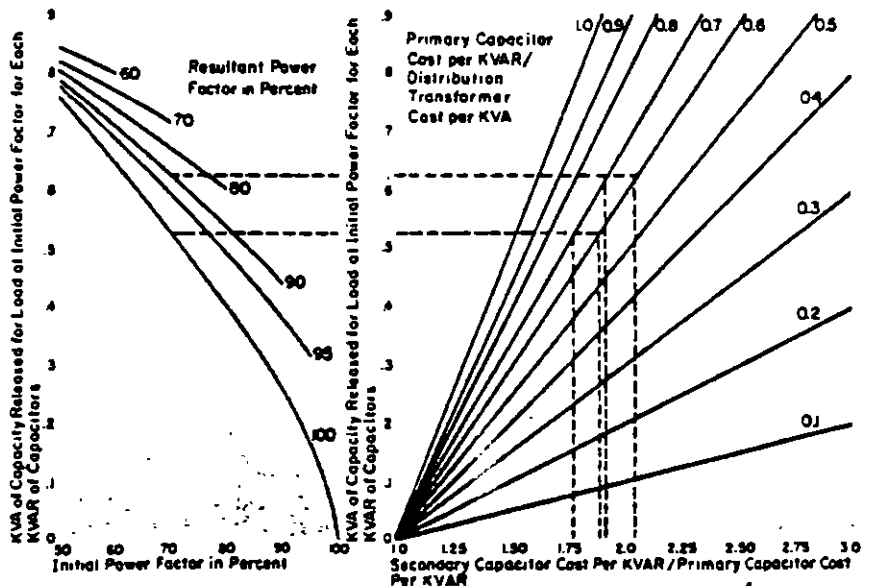


Figure 20. Economic comparison of primary vs secondary shunt capacitor installations. (en relación con la fig. 14; equipo limitado térmicamente)

Shunt Capacitors

Application to Electric Utility Systems

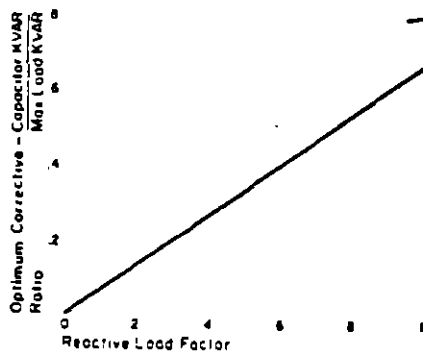


Figure 21 Variation of optimum shunt capacitor installation with reactive load factor.

will be a compromise between the economic capacitor bank size as determined from considering all benefits, and location on the basis of minimum losses.

If the installation is considered only on the basis of minimum losses, it can be shown that the optimum capacitor bank size is 1/3 of the load KVA and that optimum location is as mentioned previously. Results of a recent study (bibliography reference 8) show that this conclusion is valid except where the feeder has a low reactive load factor. Fig. 21 indicates how the optimum capacitor bank size varies with reactive load factor assuming the installation is going to be made at a point 1/3 of the distance between source and load.

The probability that voltage conditions, equipment standardization, or mounting limitations will force installation of more than one bank on a given feeder, add another variable to the problem of optimum size and location.

The following steps are suggested for general use in determining primary feeder shunt capacitor requirements:

Step 1: The optimum installation of shunt capacitors for a particular feeder should be determined either by the minimum cost method or to the limit described when the ratio of \$ gain/KVAR to \$ cost/KVAR equals unity. Both of these methods were explained under "economic comparison", page 11.

Step 2: The reactive load factor, which is the ratio of average reactive load to maximum reactive load, should be calculated. Using fig. 21, the maximum bank size to be installed at a point 1/3 of the distance from the source to the load can be obtained. If the total to be installed as obtained from step 1 is larger than that determined from fig. 21, the application should be made in two or more banks with the other banks installed back toward the source.

Step 3: When the limit of fixed capacitors is reached, as determined above, switched capacitors should be added until the economic limit is reached. The location of the switched capacitors will be dictated mainly by voltage conditions, however, generally they should be located in the latter 1/3 of the feeder.

Electrical Connection of Shunt Capacitors to Utility Systems

In making the actual connection to the power system, several questions relating to operational conditions must be answered. Such issues as switching, connection and grounding, and bank protection must be settled in advance of installation, and in some cases ahead of purchase. Each of these questions is discussed in the following paragraphs. The bibliography should be consulted if more detail is desired.

Fixed or Switched Capacitor Banks

All shunt capacitor banks must be tied to the utility system through a disconnecting device - at least capable of interrupting the capacitor current. On a switched bank this disconnecting device is operated regularly for system benefit, while on a fixed bank there is only occasional operation for capacitor maintenance.

On distribution circuits, fixed capacitor banks are usually installed until the light load reactive requirements are met. Any additional capacitors are installed with switches, usually pole mounted.

Transmission and subtransmission banks, because of the large block of capacitors, are always switched. The only problem is the maximum amount which can be switched at one time. This is usually limited by the switching equipment rather than the sudden voltage change caused by insertion or removal of the capacitor bank from the system. This is particularly true if load break disconnects or unmodified breakers are used for the switching means.

Very little switching has been attempted with secondary units because of the economics involved. Some use has been made of bimetallic elements responsive to ambient temperature.

Switching Devices

Typical switching devices based on system location are listed below.

Secondary circuits:

1. Bimetallic elements
2. Low voltage relays

Primary distribution feeders:

1. Single or three pole oil switches
2. Oil circuit breakers - 3 pole

3. Air circuit breakers - 3 pole

Transmission or subtransmission circuits:

1. Oil circuit breakers - 3 pole
2. SF₆ interrupter disconnect switches - 1 pole, ganged
3. Vacuum break disconnect switches - 1 pole, ganged

The cost of switching equipment must be included in the installed cost per KVAR of shunt capacitors. Their relatively high cost, particularly in high voltage applications, is sometimes the determining factor in the economic analysis. However, developments in low cost capacitor switching equipment are progressing rapidly, and in the future the economic advantage of large banks will become more apparent.

Switching Device Control

If a capacitor bank is to be switched regularly, a specific method of control must be selected. This control scheme, since it is the basis on which the capacitor bank will be put on and taken off the system, must be tailored to fit, as closely as possible, the system reactive requirements. Typical system parameters used to control capacitor switching devices are listed as follows:

- | | |
|-----------------|-----------------------------|
| 1. Time switch | 5. Voltage-current |
| 2. Voltage | 6. Vars or reactive current |
| 3. Current | 7. Temperature |
| 4. Voltage-time | 8. Manual |

A recent study (bibliography reference 14) reveals that time switch control has been used in the majority of primary feeder installations, and that voltage control is the most common method on distribution substation banks. The other control schemes are used to a varying degree - usually in special situations. As utilities investigate more fully the var requirements of their systems, it becomes obvious that the more sophisticated control schemes such as current-time and watt-var will gain in usage. They unquestionably can result in a var supply more closely tailored to system requirements, and generally maximum gain from contingent benefits is assured.

Time control, however, has the advantage of being the least expensive to install, and in addition, it is independent of system operation, not requiring coordination with other voltage regulating equipment. Determining whether time control can be used requires study of the load cycle of representative feeders in the system. It is most effective on radial feeders where the load cycle is predictable and consistent. Large banks of capacitors on transmission buses have also been effectively applied using time switch control.

$$\text{reactive load factor} = \frac{\text{average reactive load}}{\text{max. reactive load}}$$

minimo 5 min para reconectar ;
ello permite que se descarge
a cualquier momento a través de

Westinghouse



Coordinación Banco de Capacitores - Reguladores

Determination of System Shunt Capacitor Requirements, Continued

Switching a capacitor bank in response to distribution system voltage variation can create a coordination problem with induction or step voltage regulators in the same area. However, using voltage as the switching intelligence is desirable because the sensing element is simple and readily available. Also, in many applications, voltage controlled banks result in gains from all benefits of shunt capacitors, since low voltage is a direct result of reactive current flow, which the capacitor reduces.

To resolve the coordination problem, consideration of the settings of any associated voltage regulator control is necessary. Excessive operations of either the capacitor bank or the regulator may occur due to hunting caused by improper coordination between the two devices. When voltage control is used on a primary feeder bank, the voltage change caused by the capacitor must be calculated from equation 10. The range of the voltage regulator must include or bracket the feeder voltage change calculated, so that operation of one will not cause operation of the other in the opposite direction. If coordination is attained, interaction between the two devices will not occur, and the capacitor bank will be in service the maximum time allowable based on system reactive requirements.

Connection and Grounding of Capacitor Banks

Shunt capacitor banks can be connected to a utility system much the same as a transformer, in that they can be either wye or delta connected. As a further breakdown, if connected in wye, the bank can either be grounded or ungrounded. The majority of present capacitor banks are wye connected. There is still some controversy over whether

or not banks should be grounded or ungrounded. The three basic methods of connection are shown in fig. 22. The method used by a utility will depend on the type of system (grounded or ungrounded), fusing practices, economics, location, and possible inductive interference.

Generally, large banks on transmission, sub-transmission, and distribution substation buses are wye connected. The size of the bank and protective scheme employed, determines whether the bank is grounded or ungrounded.

On distribution primary feeder banks, the majority of shunt capacitor banks are wye connected with the neutral grounded. Reasons for this preference are as follows:

1. Since the neutral is grounded, the mounting frame and capacitor tanks can be grounded, and the installation is considered safer from an operating viewpoint.
2. If a capacitor unit fails, high fault current results and positive fuse operation occurs.
3. The installation is considered safe if an open conductor occurs ahead of the bank, since the load side of the open circuit will not be above ground potential.
4. The bank is somewhat self protecting from lightning surges, since there is a low impedance path to ground.
5. Neutral inversion or resonant conditions, due to single phase switching between the source and the bank, is less likely to occur.

Many utilities, which use delta or wye ungrounded connected banks, base their practice on the following disadvantages of the wye connected solidly grounded bank.

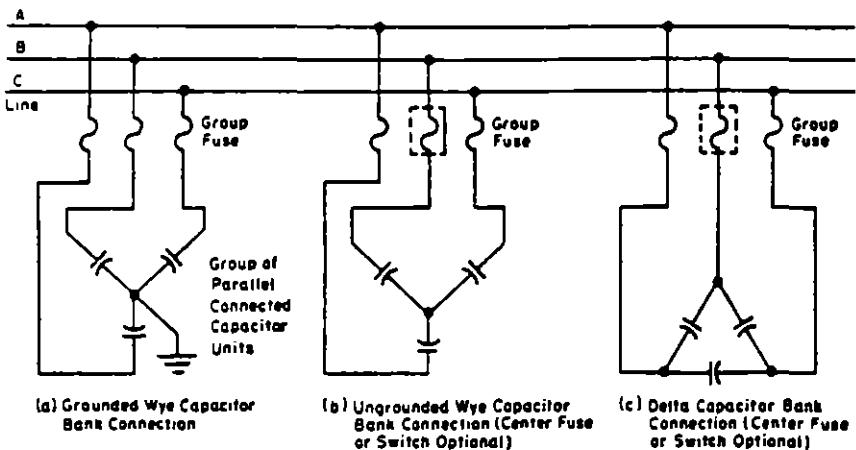


Figure 22. Methods of connecting capacitor banks to utility systems.

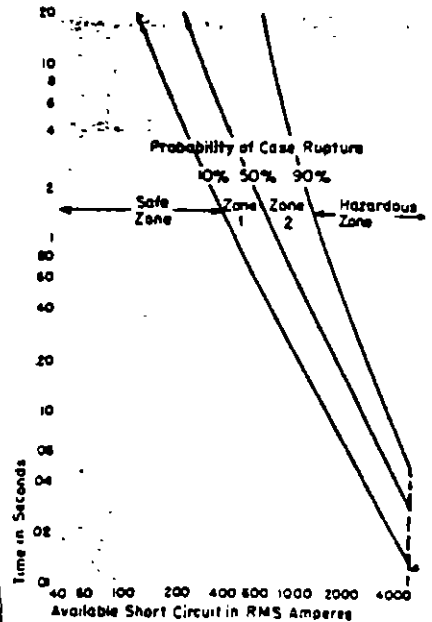


Figure 23. Case rupturing characteristics of 50 KVAR capacitor units.

1. Grounded wye banks may upset ground detection or relay schemes on ungrounded circuits since they provide a low impedance circuit to ground.
2. The capacitor bank, if grounded, provides a path for odd harmonic currents to flow, and inductive or telephone interference may result. Also, these harmonic currents may cause overheating of the neutral wire.

Both delta and wye-ungrounded banks have the advantage that only two switches are needed to de-energize the capacitor bank. Thus a utility may choose this connection for economic reasons in addition to the two disadvantages of the wye grounded connection mentioned above.

Where excessively high fault currents are to be expected, it is sometimes necessary to use the ungrounded wye bank which inherently limits the current caused by a faulted capacitor unit. This is illustrated by examination of fig. 23 which shows that the time to case rupture for 50 KVAR units at 5000 amperes or above is .8 cycle. The minimum clearing time for fuses is also .8 cycle and therefore group fusing coordination is difficult, if not impossible. The use of a wye connected, ungrounded bank which limits the current to 3 times normal, eliminates the necessity for going to expensive current limiting fuses to solve this problem.

desvent
X

Y-
Y T

Shunt Capacitors

Application to Electric Utility Systems

To summarize, the most common practices regarding connection of shunt capacitor banks on utility systems are listed below.

1. Transmission, subtransmission, and distribution substation bus installations are usually wye connected, either grounded or ungrounded depending on the type of protection.
2. For delta or ungrounded systems, delta connected banks are usually used, except where fault currents are excessive, then ungrounded wye banks are needed.
3. For solidly grounded, four wire systems, wye connected-grounded banks are used in most locations. If excessive fault currents are expected, ungrounded wye banks are used. Economics may favor use of delta or wye-ungrounded banks since only two switches are required.

Protection of Shunt Capacitor Banks

Shunt capacitors, like other electrical equipment, are subject to failure from external or internal causes. Protective measures, compatible with the investment in the capacitor installation should be taken to protect both the system and the adjacent capacitors from individual unit failure if it occurs.

Large Bank Protection

The protection of large banks of capacitors, made up of series-parallel groups of individual units, and installed on transmission or distribution substation buses is a fourfold problem.

1. Surge protection must be provided to protect insulation to ground from lightning and switching surges. Even though shunt capacitor banks are somewhat self protecting in this respect, particularly the wye-grounded bank, lightning arresters are warranted. Line or intermediate type arresters are considered satisfactory for this use. They should be installed on the source side of any switching device so that the device itself is protected in case it is open. This also removes the necessity for the lightning arrester to discharge trapped energy from the capacitor in case a surge sparks over the arrester.

2. System protection against faults in the capacitor bus structure or leads can easily be provided for by overcurrent relays in the main switching device. These overcurrent relays are usually time delay, induction disc type, so they will override any capacitor bank inrush currents which may occur during switching operations.

3. Individual unit protection: When a capacitor unit fails internally, gases resulting from the arc acting on Inerteen[®] and other organic material cause extremely high pressures which may rupture the case walls. The damage to adjacent units or personnel from a violent failure is prevented by individual fuses on each capacitor. The manufacturer supplies the proper fuse rating which is coordinated with case rupture characteristics as shown in fig. 23. Only the failed unit is isolated and the rest of the bank remains in service.

This same fuse has an additional benefit in that it serves as an indicator that a unit has failed. Without this type of fusing, it would be difficult to detect a single unit failure on a large bank.

4. Overvoltage protection: When a shunt capacitor bank is made up of series connected groups of parallel units, the removal of one or more units from a group will cause overvoltages on the remaining units. The continuous voltage on any unit should not exceed 110% of rated voltage. The failure rate of capacitor units - normally less than one percent - increases very rapidly if they are subjected to overvoltages. Therefore, some type of protection is desirable on large banks, which will relay the bank off the system or sound an alarm, when a significant number of units have been removed from service due to fuse operation.

Many schemes of protection for this condition have been proposed and used. Actually, as mentioned previously, the type of protection many times dictates the connection and grounding of the capacitor bank. The most common methods of protection, briefly described and illustrated in fig. 24, are:

1. Three potential transformers connected across the lower groups in each phase of a grounded WYE bank with secondaries connected in open delta energizing a sensitive voltage relay. If sufficient capacitor units fail a voltage unbalance will result and the relay will operate on the residual voltage across the delta.
2. The double wye scheme where the capacitor bank is split into two identical wyes and left ungrounded. The neutrals of the two banks are interconnected through a current transformer. If a unit fails in one bank, an unbalance in voltage occurs, and a current will flow between the two banks. This current flow will be detected by a sensitive current relay on the current transformer secondary.

3. Direct resonant overvoltages occurring simply from the incident of connecting the capacitor bank to the circuit, neutral current. When a unit fails, the resulting unbalance will cause a residual current to flow which can be detected by a sensitive relay.

Since the overvoltage protection problem is very complex, only brief comments are included here. If further information is required, consult the several references listed in the bibliography.

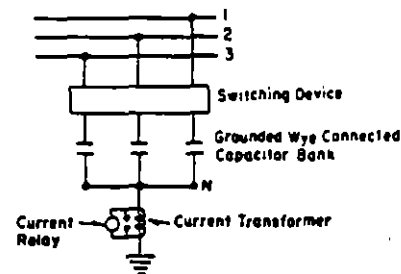
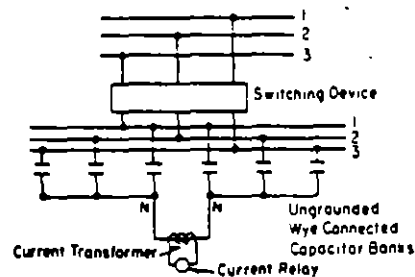
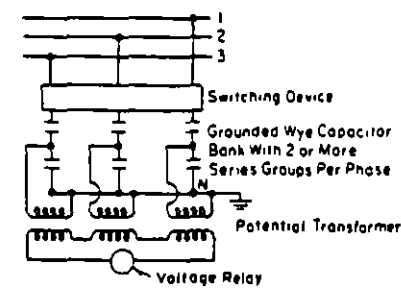


Figure 24. Common methods of overvoltage protection on large shunt capacitor banks.

Westinghouse



Distribution Feeder Bank Protection

Because of its smaller size and consequently smaller total investment, the primary feeder bank warrants less protection than its larger counterpart. Fixed banks are generally protected against internal faults by a group fuse which is coordinated with the case rupture characteristics as described previously. This same fuse serves to disconnect the bank from the system - preventing a feeder outage - because of a capacitor bank fault.

Switched primary feeder banks are also protected by group fuses. These fuses are installed ahead of the oil switch and perform the same dual function described above. A typical installation is shown in fig. 2.

Surge protection for the fixed or switched feeder bank is usually a matter of company policy. About 50% of the banks are installed without protection, due to inherent surge ability of the bank and the small investment. If arresters are installed, they should be on the source side of the disconnecting fuse, to protect it in case the bank is de-energized.

Secondary Capacitor Protection

The secondary capacitor is protected by an individual fuse located on the capacitor bushing. This fuse is coordinated with case rupture characteristics.

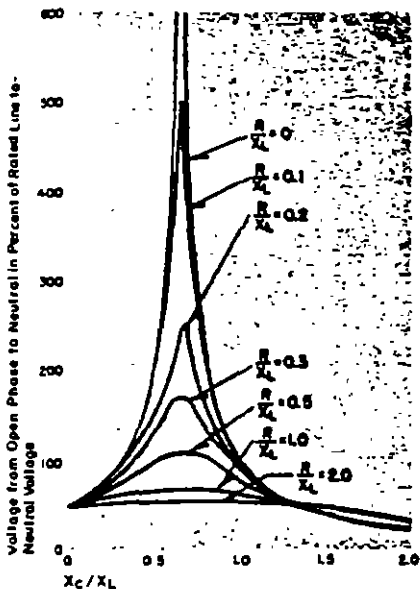


Figure 25. Overvoltages possible due to resonant conditions with one phase open.

Contingent Effects of Shunt Capacitors On Electric Utility Systems

There are several operating problems which may be encountered due primarily to an installation of shunt capacitors. These conditions must be recognized and corrected. The application of shunt capacitor units is still, however, one of the simplest and most straight forward of any electrical apparatus. The problems which arise are usually minor, and can usually be solved without disturbing other system components or the ultimate benefit of the capacitor installation.

Brief discussions of these operating problems and limitations of shunt capacitors are contained in the following paragraphs. More detailed information is found in references listed in the bibliography.

Telephone Interference

Due to the presence of equipment on an electric system which can inherently generate harmonic currents, an inductive coordination problem may exist between electric utility circuits and adjacent telephone lines. While the capacitor unit itself is not a source of harmonic currents, a wye connected-grounded bank can complicate or substantially increase the harmonic currents and voltages associated with any particular portion of the system. This is because the capacitor bank creates a reduced impedance path for harmonic current, since its impedance is inversely proportional to frequency.

Inductive coordination or telephone interference was more troublesome in the past than at present. With the improvement in telephone cables and equipment, very little trouble of this sort has been encountered in recent years. The most typical method of dealing with this problem is to rearrange the connection of the capacitor bank, if a problem does occur. In other words, if the bank is installed as a grounded neutral bank and telephone interference is increased in the area, a reconnection to an ungrounded wye bank can usually be accomplished, and the problem will disappear. In the event a reconnection is not possible, there are other methods of improving the situation such as auxiliary reactors and changes in the telephone circuit or relocation of the capacitor bank.

Effect of Shunt Capacitors On System Stability

As pointed out in a previous section, the installation of shunt capacitors on an electric utility system causes direct increase in the operating power factor of the source generators. Reducing the amount of reactive supplied by the generator reduces the field

current magnitude for a given kilowatt load and terminal voltage. The static stability of a given set of load conditions is proportional to the voltage on the air gap line of the generator saturation curve, corresponding to the excitation current. As the exciting current is decreased, the voltage on the generator air gap line is decreased; therefore, the static stability limit is proportional to the generator exciting current. It has been generally observed, on turbine generators, if the operating power factor at full load is maintained at 95% lagging or below, there is no problem with static instability. Operating experiences have also indicated that some generators can be operated between 95 and 100% power factor with no apparent trouble with generator stability.

Any generator, regardless of its type, will be affected by the installation of shunt capacitors on the system, because of the natural decrease in exciting current. It may be necessary, as the operation of various generators on a system approaches unity, to analyze the reactive capability of each generator and determine where its maximum operating power factor should be, from a stability standpoint. The reactive capability curve of each generator can be obtained from the manufacturer, and the static stability limits for the generator plotted on the curve. This will enable the operators to determine the proper operating power factor, and eliminate any stability problems due to the installation of shunt capacitors.

Resonance Problems Encountered With Shunt Capacitors

The capacitor as a circuit parameter has the inherent ability to resonate at some frequency with circuit inductances. It follows, that under certain conditions resonance may occur with the capacitor in combination with shunt reactances to ground in the system or its equipment. Various phenomena of transient over voltages have occurred in the past which can directly be traced to the presence of shunt capacitor banks in the system. The problems generally fall into these following categories:

1. Overvoltages on the primary circuit with shunt capacitor banks installed on multi-grounded distribution circuits using single phase distribution transformers.
2. Transient overvoltages occurring on the secondary of a three phase distribution transformer with capacitors on the primary.
3. Direct resonant overvoltages occurring simply from the incident of connecting the capacitor bank to the circuit.

Shunt Capacitors

Application to Electric Utility Systems

The transient overvoltages in the first two cases occur when one or two connectors are open, and a resonant circuit is set up between the transformer magnetizing reactances and the capacitor reactance to ground.

Single Phase Distribution Transformer Resonance

Typical overvoltages possible for a specific system condition are shown in fig. 25, for the first category mentioned above. Detailed studies of this phenomena can be found in bibliography references 20 and 21. The conclusions reached, concerning resonance of this type, are:

1. This particular resonance phenomena occurs only on four wire circuits having single phase line-to-neutral loads and ungrounded capacitor banks. The capacitors may be connected either in ungrounded wye or in delta.
2. Resonance occurs when one or two phases become open between the capacitor bank and the voltage source.
3. Serious overvoltage or neutral inversion occurs only during very light load conditions. This type of resonance would be more prevalent and well known except that the necessary values of capacitance, inductance and resistance are outside the range usually found on primary feeder circuits.
4. The resonance condition can be prevented by grounding the capacitor bank neutral, by preventing open phases between the capacitor and the voltage source, or by keeping circuit constants out of the critical range.

Three Phase Distribution Transformer Resonance

The second type of resonance phenomena can occur with a grounded bank of capacitors and on ungrounded wye-delta distribution transformer bank. With one or two phase conductors open, the capacitive reactance and magnetizing reactances of the circuit tend to form a resonant path of low impedance, with certain ratios of these reactances. This allows current to flow with resultant high voltages appearing on the secondary, or on the open phases of the primary. Circuit voltages can reach a magnitude of two to three times normal line-to-line voltage.

The trouble can occur even where shunt capacitors are not installed, due to the line-to-ground capacitance of the circuit, however, the presence of a wye connected shunt bank aggravates the situation. Evidences of the overvoltages possible when

this condition occurs have been witnessed in burning out of appliance motors, grounding of low voltage heaters and flashover of secondary outlets.

The fact that a fuse cutout is usually located between the capacitor bank and the transformer increases the possibility of resonance occurring. An analytical presentation of this phenomena is contained in bibliography references 4 and 5 along with detailed methods of calculating the possible overvoltage. The conclusions reached with respect to cause and cure are as follows:

1. The transient voltages encountered may be eliminated by grounding the neutral of the distribution transformers.
2. Use of single phase switching devices between the capacitor bank and the transformer bank should be avoided.
3. Generally, dangerous transient overvoltages due to this type of resonance are limited to systems where the ratio of capacitance reactance to magnetizing reactance is three or less.

Direct Resonant Overvoltages

The phenomena associated with the third condition is an undesirable resonant effect causing high voltages when a capacitor bank is physically connected to a system. These overvoltages are often in locations remote from the capacitor bank, such as a lower voltage circuit inductively coupled through a transformer to the circuit on which the capacitor is located. Generally, the lower voltage circuit has a fixed capacitor bank electrically nearby. For example, high transient overvoltages might be observed near a secondary capacitor when a primary feeder capacitor bank is switched. This is due to a resonant circuit forming with secondary capacitor and the feeder and transformer inductance between the two capacitor banks. When the primary bank is switched, a transient frequency occurs, which triggers the resonant circuit causing the overvoltage. This type of trouble may result in fuse or lightning arrester failure on lower voltage circuits and possible bushing flashover or failure of instrument transformers on the high voltage circuit.

All three of the above mentioned resonant conditions are difficult to recognize and almost impossible to predict. Only after the trouble occurs can it be related to the capacitor banks, since a peculiar set of conditions must prevail before any direct resonance or ferro-resonance such as described can cause abnormal system voltages. If the problem arises, corrective conditions such as moving the capacitor bank, grounding either the transformer or the capacitor bank

depending upon which type of trouble is encountered, removing single phase protective devices from between a capacitor bank and a transformer, or adding a damping impedance such as a reactor will usually remove the resonant problem entirely.

Operation of Capacitors Under Abnormal System Conditions

Capacitors are designed to withstand a continuous 60 cycle voltage of 110% of rating. The kvar rating of a particular capacitor at any voltage is found from the expression:

$$KVAR = \frac{E^2 \times 2\pi f C \times 10^{-6}}{1000} \quad (39)$$

where

E = rated rms voltage

f = frequency, cycles/second

C = capacitance in microfarads (μF)

As the voltage goes up, the kvar increases as the square of the voltage. This will increase the current drawn by the capacitor, and therefore, cause extensive heating and failure of the capacitor, if the condition is prolonged. Therefore, it is important to be sure that no 60 cycle voltages over 110% of the capacitor rating be maintained continuously on the capacitor unit. The capacitor does, however, have designed margin for emergency overvoltage conditions as does most electrical apparatus. Tables 3 and 4 taken from the power capacitor standards indicate the time limit of various overvoltages and currents, to which the standard capacitor unit can be subjected without loss of expected life.

Table 3 - Recommended overvoltage limits for power capacitors

Duration	Multiplying Factor Times Rated RMS Voltage
1/2 Cycle	3.0
1 Cycle	2.7
15 Cycles	2.0
1 Second	1.75
15 Seconds	1.40
1 Minute	1.3
5 Minutes	1.2
30 Minutes	1.15

Table 4 - Recommended transient voltage and current limits for power capacitors

Probable Number of Switching Operations Per Year	Permissible Peak Transient Values Times Rated RMS	
	Voltage	Current
4	5	1500
40	4	1150
400	3.4	800
4000	2.9	400

Shunt Capacitors

Application to Electric Utility Systems

In the design of capacitors for application to power circuits, it is recognized that the operating voltage wave shape is not a perfect sine wave, and that the operating kvar of the capacitor will be higher than rated, by an amount proportional to the magnitude of harmonics present in the voltage wave. Recognizing again that generators and transformers are suppliers of odd harmonic voltages, it is necessary to design the individual capacitor units to withstand continuously some amount of harmonic voltage.

Capacitor units, therefore, have a thermal margin which is sufficient to allow for 60 cycle overvoltage as mentioned previously and some wave form distortion. The industry standard of 135% rated current must provide for both excessive fundamental 60 cycle voltage and harmonics combined. Thus, if the fundamental voltage is higher than normal, the margin for harmonics is reduced. A basic operating procedure is to limit the overvoltages at 60 cycles to no more than 105% of the rated voltage, so that the harmonic overvoltage margin will not be reduced excessively.

Fig. 26 indicates the effect of wave form on capacitor current and can be used to determine the permissible amount of overvoltages based on the rms measured voltage in percent of rated voltage.

The total rms voltage and rms current may be determined on a particular circuit from a conventional voltmeter and ammeter.

It is possible from the curves of fig. 26 to determine the percent of rated rms current allowable based on 135% permissible working KVA.

Example N:

What is the maximum rms current (measured) a 100 KVAR, 2400 volt capacitor can be drawing and still be within thermal limits if it is being operated at 105% of rated voltage?

For fig. 26, assume that only 3rd harmonic voltages are at sufficient magnitude to cause overcurrent.

From fig. 26, the measured rms current can be 146% of rated current.

$$I_{\text{RATED}} = \frac{100}{\sqrt{3} \times 2.4} = 24 \text{ amps}$$

$$\text{permissible } I = 1.46 \times 24 = 35 \text{ amps}$$

This means that if the measured value of rms current does not exceed 35 amperes, the capacitor is operating within its permissible thermal limit.

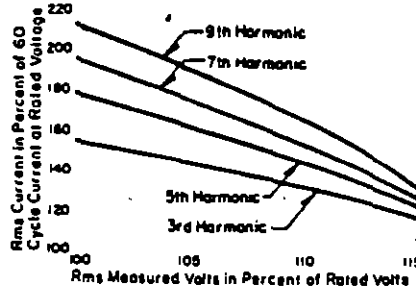


Figure 26. Thermal operating limits of standard capacitors.

Further Information

Apparatus	Section
Capacitor units and accessories	39-410
Open rack equipments	39-420
Pole mounted equipments	39-430
Metal enclosed equipments	39-440
Secondary network equipments	39-450
Coupling capacitors and line traps	39-600

Bibliography

Reference Number	Description
General	
1	Power Capacitors (book), R. E. Marbury, McGraw-Hill Book Co.
2	Transmission and Distribution Reference Book (book), Westinghouse Electric Corporation, East Pittsburgh, Pa.
3	AIEE Bibliography on Power Capacitors, 1925-1950, 1950-1952, 1952-1954, and 1954-1958.
4	Economics of shunt capacitor installation An Evaluation of Power Factor Correction on a System Basis, H. R. Tomlinson and R. O. Bigelow, AIEE Transactions, Vol. 73, 1954, pp. 1677-1684.
5	Loss Reduction From Capacitors Installed on Primary Feeders, N. M. Neagle and D. R. Samson, AIEE Transactions, Vol. 75, Pt. III, 1956, pp. 1200-07.
6	Power Capacitor Economics, W. H. Ferguson, Electric Light and Power, January, 1955.
7	Economic Merits of Secondary Capacitors, R. A. Zimmerman, AIEE Transactions, Vol. 72, 1953, pp. 694-697.
8	Analysis of Capacitor Application as Affected by Load Cycle, R. F. Cook, AIEE Transactions, Vol. 78, 1958, pp. 950-957.
9	Optimizing the Application of Shunt Capacitors for Var Control and Loss Reduction, R. F. Cook, AIEE Transactions, Vol. 79, 1960.
10	Capacitor connections and switching Extending the Use of Shunt Capacitors by Means of Automatic Switching, W. H. Cuttino, AIEE Transactions, Vol. 63, 1944, pp. 674-678.
11	Report on a Survey on the Connection of Shunt Capacitor Banks, AIEE Committee Report, AIEE Transactions, Vol. 77, Part III, 1958.
12	Capacitor Switching Phenomena, R. C. Van Sickle and J. Zaborazky, AIEE Transactions, Vol. 70, 1951, pp. 181-189.
13	Report on the Operation of Switched Capacitors, AIEE Committee Report, AIEE Transactions, Vol. 74, Pt. III, 1955, pp. 1255-1261.
14	Survey on Controls for Automatically Switched Capacitors, AIEE Committee Report, AIEE Transactions, Vol. 75, 1956, Pt. III, pp. 1388-1393.
15	Capacitor Switching Phenomena with Resistors, R. C. Van Sickle and J. Zaborazky, AIEE Transactions, Vol. 73, Pt. III, 1954, pp. 971-977.
16	Natural Frequency of Parallel Capacitor Banks, W. H. Cuttino and Miles Maxwell, AIEE Transactions, Vol. 75, 1956, pp. 662-666.
17	Protection of shunt capacitor banks Protection of Shunt Capacitor Banks, W. H. Cuttino, Westinghouse Engineering Data Letter, July, 1955.
18	Stack Type Capacitors for High Voltage Circuits, Westinghouse Instruction Leaflet 39-421-1, October, 1968.
19	Some Considerations in the Protection of High Voltage Capacitor Banks, N. R. Sheppard, N. R. Schultz and discussions, AIEE Transactions, Vol. 75: 1956, Pt. III, pp. 686-694.
20	Resonance problems Overvoltage and Voltage Inversion on Four Wire Circuits with Ungrounded Shunt Capacitors, W. H. Ferguson and F. N. McClure, Westinghouse Electric Corporation.
21	Transients in Power Systems (book), H. A. Peterson, John Wiley and Sons.

Westinghouse Electric Corporation
Distribution Apparatus Division: Bloomington, Indiana 47402.

Anexar el efecto del back to back switching

$$I_r = \frac{4}{\sqrt{3}} \sqrt{\frac{KVA_{RTE}}{L}}$$

$$I_{r_{pico}}$$

REGLAS DE SEGURIDAD

- 1.- Es muy importante que antes de conectar el capacitor por primera vez a la red, para poder manejarlo hay que poner en corto-circuito sus terminales con un cable aislado y con guantes igualmente aislados, para evitar una posible descarga sobre el operario.
- 2.- Como todo equipo eléctrico, el gabinete del capacitor deberá ser aterrizado desde la terminal dispuesta para ello.
- 3.- Cuando el capacitor es desconectado de la red, esperar 2 min. y después poner en corto-circuito las terminales con un cable aislado y con guantes igualmente aislados, para poder manejarlo.
- 4.- Se recomienda cada Lunes tomar lecturas de corriente en las 3 fases del capacitor, a fin de verificar si no se ha fundido algún fusible el fin de semana. Esto puede ser provocado por el incremento de voltaje que se presenta con las fábricas paradas. Evite problemas.

Semestralmente se recomienda tomar la corriente del capacitor y compararla contra la que tenía en el momento de ser energizado para comparar estos valores y ver la condición del equipo en una forma semestral.

INSPECCION Y MANTENIMIENTO

Al recibir el equipo, asegúrese que no ha sufrido daño durante el embarque.

Una inspección adicional deberá ser hecha dentro de un período de 8 a 24 hrs. después de la energización para asegurar que los voltajes y las corrientes están balanceadas y dentro de los límites de operación del capacitor. Los capacitores están diseñados para operar a un máximo de 110% del voltaje nominal, sin ningún problema.

Debe cerciorarse que la temperatura de operación del capacitor se encuentra dentro de los rangos permitidos. De -45° a 60° C., ya que en ocasiones se colocan equipos que radian fuertemente el calor al lado de estos equipos y esto no es revisado. Este tipo de instalación **NO** debe ser hecha.

SOBRECORRIENTES

La primera indicación de corrientes excesivas puede ser la falla de los fusibles y/o de las celdas del capacitor, o bien, la presencia de calentamiento excesivo. La sobrecorriente puede ser provocada por voltajes inadecuados o por voltajes con distorsiones armónicas, que son generados por rectificadores, motores de velocidad variable, transformadores saturados, etc.

Si las distorsiones armónicas están presentes en el sistema eléctrico, pueden ocasionar la operación de los fusibles o daño al capacitor. Los capacitores no causan armónicas, sin embargo, éstas tienen un efecto adverso sobre ellos.

COMPENSACION INDIVIDUAL DE MOTORES DE C.A.

Las tablas de la página 25 contienen las potencias máximas sugeridas de los capacitores (kvar) para la compensación individual de motores de B.T.

Definiciones:

kvar: Potencia del capacitor en kvar.

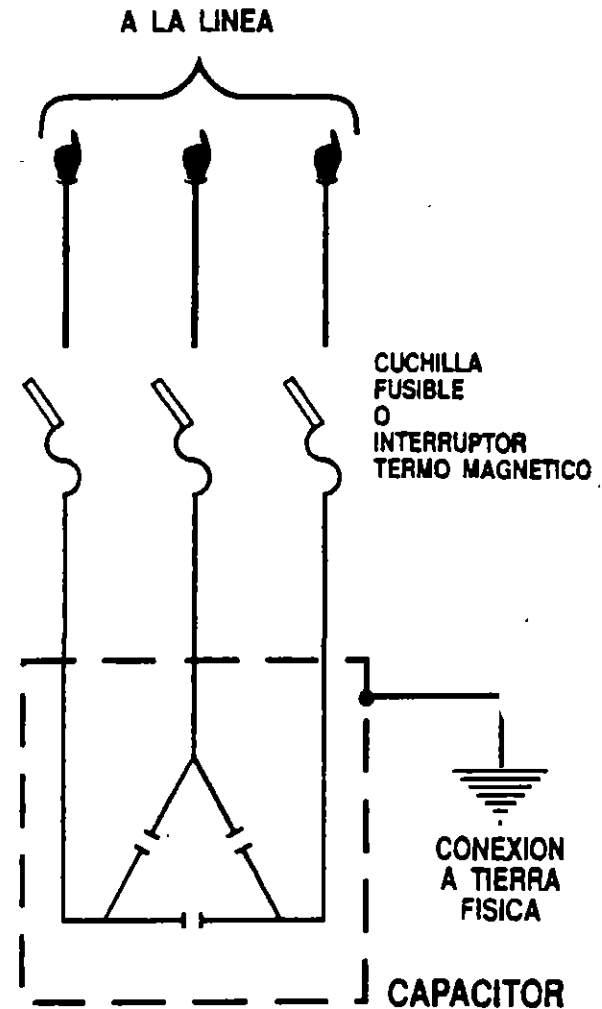
HP: Caballo de fuerza = 746 Watts = 0.746 KW

COMPENSACION INDIVIDUAL DE TRANSFORMADORES

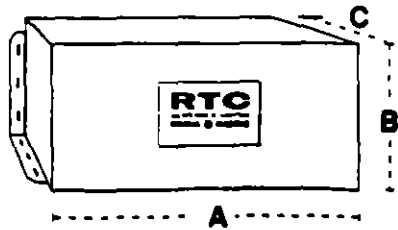
De acuerdo con las **NORMAS TECNICAS PARA INSTALACIONES ELECTRICAS. PARTE 1 SECOFI-DGN**, cuando se corrige el Factor de Potencia de un transformador con capacitores de potencia instalados en el secundario del mismo y exista la posibilidad de que el transformador opere en vacío con los capacitores, la potencia reactiva (KVAR) de los capacitores, no debe exceder al 10% de la potencia nominal (KVA) del transformador.

Por supuesto la solución ideal en este caso es usar bancos automáticos que corrijen al valor unitario y en ausencia de carga desconectan capacitores para evitar el fenómeno de resonancia entre el transformador y el capacitor, además dentro de la normatividad existente.

DIAGRAMA DE CONEXION DE UN CAPACITOR



DIMENSIONES (mm)



TIPO	A	B	C
C-1	355	230	250
C-2	510	230	250
C-3	735	230	250

ESPECIFICACIONES TECNICAS

Uso Interior

(Uso exterior bajo pedido)

Voltaje: 240 V, 480 V y 600 V, y cualquier otro necesario bajo pedido.

Frecuencia: 60 Hz ó 50 Hz

Conexión: Delta o Estrella (bajo pedido).

Resistencia de descarga: Conectadas individualmente en cada elemento y garantizando un nivel de voltaje menor a los 50 volts en un minuto después de la desconexión.

Terminales: Zapata ya sobre la terminal únicamente para recibir el cable.

Tierra: Conexión para tierra física incluida.

Caja: Lámina de calibre 18.

Acabado: Pintura sintética horneada de alta duración.

Color: Gris Plomo.

Orejas de Fijación: Tanto para pared como en piso.

Temperatura máxima: Ambiente 50° C.

Temperatura mínima: -45° C.

Distancia mínima entre:

unidades: 40 mm / unidades y pared: 0 mm.

Pérdidas: (Incluyendo resistencias de descarga)
Menos de 0.4 Watts/KVAR.

Rango de tolerancia en capacidad: 0 + 15%

Voltaje de prueba: - Entre terminales: 2.2 Vn

durante 10 seg.

- Entre terminales y tierra:

0.1 KV. de c.d durante 10 seg.

NEMA diseño B- par de arranque normal, corriente normal

Motor de inducción potencia	Velocidad nominal en rpm y número de polos					
	3600	1800	1200	900	720	600
HP	2	4	6	8	10	12
	kvar	kvar	kvar	kvar	kvar	kvar
5	2	2	3	3	4	5
7.1/2	2.1/2	3	3	4	6	7.1/2
10	3	3	4	5	6	10
15	5	5	5	7.1/2	7.1/2	10
20	8	8	7.1/2	7.1/2	10	15
25	7.1/2	8	7.1/2	10	10	20
30	7.1/2	7.1/2	10	10	15	20
40	7.1/2	10	15	15	15	25
50	10	15	20	20	20	30
60	10	15	25	20	25	35
75	15	20	25	25	30	40
100	20	25	30	30	35	45
125	25	30	30	40	40	50
150	25	30	35	45	50	60
200	35	40	50	60	70	80
250	40	50	60	70	80	100
300	45	60	70	80	90	110
350	50	70	80	100	100	125
400	70	70	80	110	125	150
450	75	80	100	120	125	150
500	90	90	120	125	140	175

NEMA diseño C- alto par de arranque, corriente normal

Motor de inducción potencia	Velocidad nominal en rpm y número de polos			
	1800	1200	900	720
HP	4	6	8	10
	kvar	kvar	kvar	kvar
5	2	2.1/2	4	...
7.1/2	3	3	4	...
10	3	4	5	...
15	4	5	7.1/2	...
20	4	5	7.1/2	...
25	5	5	10	...
30	5	7.1/2	10	20
40	10	10	15	...
50	15	10	20	25
60	15	20	25	25
75	20	20	30	35
100	25	25	40	40
125	30	35	40	45
150	35	40	45	50
200	45	50	60	60
250	50	60	70	75
300	60	70	80	80
350	70	75	90	100

**VENTAJAS DE LA CORRECCION DEL
FACTOR DE POTENCIA CON
CAPACITORES RTC
MANUFACTURADOS CON ELEMENTOS
DE GENERAL ELECTRIC POR INELAP
EN MEXICO**

Las ventajas de la corrección del Factor de Potencia se pueden dividir en cinco grupos igualmente importantes.

1.- Eliminación del cargo por Bajo Factor de Potencia. La compañía suministradora penaliza a las empresas que presentan un Bajo Factor de Potencia (inferior al 0.9), dado que esto ocasiona pérdidas y sobredimensionamiento innecesario del sistema. En la sección de tarifas se encuentra la forma en la que la compañía suministradora penaliza por éste exceso en el consumo de energía reactiva.

2.- Bonificación por un Factor de Potencia superior al 0.9. Los capacitores ayudan a liberar la carga del sistema y ayudan a diferir inversiones por parte de la compañía suministradora. A partir del 11 de noviembre de 1991 se ofrece un beneficio al usuario para incentivarlo a instalar capacitores. Este puede llegar a ser hasta del 2.5% de acuerdo a la fórmula que se describe en la sección de tarifas eléctricas.

3.- Menores pérdidas en el sistema: Estas pueden calcularse aproximadamente.

Una mejora del CosΦ de 0.6 a 0.9 reduce las pérdidas en 56% y una mejora de 0.8 a 1.0 resultará en una reducción del 64%.

4.- Potencia liberada en el transformador:(KVA's Disponibles)

La carga total de un transformador se mide en KVA, que numéricamente es igual a:

$$KVA = \sqrt{KW^2 + KVAR^2}$$

ALIMENTADOR FASES	TUBERIA (MM)	CABLE CONE- XION A TIERRA	PESO (KG)	NO. DE CATALOGO
12	13	12	5.7	CFP21005
10	13	10	6.7	CFP21010
8	19	10	7.7	CFP21015
6	25	8	10.4	CFP22020
4	32	8	11.4	CFP22025
2	32	8	15.0	CFP23030
0	38	6	17.0	CFP23040
2/0	38	6	19.0	CFP23050
3/0	51	6	21.0	CFP23060
12	13	12	5.7	CDF41010
10	13	10	6.7	CFP41020
8	19	10	7.7	CFP41030
6	25	8	10.4	CFP42040
4	32	8	11.4	CFP42050
2	32	6	15.0	CFP43060
2	32	6	16.0	CFP43070
0	38	6	17.0	CFP43080
2/0	38	6	19.0	CFP43001
2/0	47	2	20.4	CFP43110
3/0	51	2	21.5	CFP43120
3/0	51	2	22.3	CFP43130

(3) Conductores THW, dimensionados a un mínimo de 135% de la corriente nominal y temperatura ambiente máxima de 50° C, de acuerdo con las NORMAS TECNICAS PARA INSTALACIONES ELECTRICAS, PARTE I SECOFIN-DGN

(4) De acuerdo con las NORMAS TECNICAS PARA INSTALACIONES ELECTRICAS, PARTE I SECOFIN-DGN

**CALIBRES DE CONDUCTORES,
FUSIBLES E INTERRUPTORES
TERMOMAGNETICOS
RECOMENDADOS**

	POTENCIA KVAR	AMPS. A		AMPS. A		PROTECCION	
		220 V	440 V	240 V	480 V	TERMO MAGNE TICO	FUSI- BLE
240 VCA	5	11.0		12.0		20	30
	10	22.0		24.0		40	60
	15	33.0		36.0		50	60
	20	44.0		48.0		70	100
	25	55.0		60.0		100	100
	30	66.0		72.0		100	150
	40	88.0		96.0		150	200
	50	110.0		120.0		175	200
	60	132.0		145.0		200	250
	480 VCA	10		11.0		12.0	20
20			22.0		24.0	40	60
30			33.0		36.0	50	60
40			44.0		48.0	70	100
50			55.0		60.0	100	100
60			66.0		72.0	100	150
70			77.0		84.0	150	150
80			88.0		96.0	150	200
100			110.0		120.0	175	200
110			121.0		132.0	200	250
120			132.0		145.0	200	250
130			143.0		156.0	250	300

Donde:

KW = Carga de Potencia Activa
KVAR = Carga de Potencia Reactiva

Así pues, si la carga de potencia reactiva (KVAR) es compensada en el secundario del transformador, con capacitores, una parte importante de potencia adicional puede ser utilizada, conocida como potencia liberada (KVA). La potencia liberada, mientras se mantiene la misma potencia activa, puede ser expresada por:

$$KVA = KW (1/\cos \phi 1 - 1/\cos \phi 2)$$

Donde:

KW: Carga máxima de potencia activa

Cos ϕ 1: Factor de Potencia Inicial

Cos ϕ 2: Factor de Potencia Deseado

EJEMPLO:

Un transformador de 750 KVA, con una carga de 450 KW con un Cos ϕ = 0.6, está cargado a su máximo. Si el Factor de Potencia puede ser mejorado a 0.9, otros 250 KVA serán aprovechables. Y si el Factor de Potencia puede ser mejorado en otro paso hasta 1.0, otros 50 KVA adicionales, 300 KVA en total, se aprovecharán.

5.-Mejor comportamiento del voltaje. Dado que la caída de voltaje es una función de la corriente total, la conexión de capacitores quita la componente de corriente reactiva de la total, disminuyendo así la caída de voltaje.

- (1) Dimensionados a un mínimo de 165% de la corriente nominal, de acuerdo con las **NORMAS TECNICAS PARA INSTALACIONES ELECTRICAS, PARTE I SECOFIN-DGN**
- (2) Dimensionados a un mínimo de 135% de la corriente nominal, de acuerdo con las **NORMAS TECNICAS PARA INSTALACIONES ELECTRICAS, PARTE I SECOFIN-DGN**

Esta ventaja se ve acrecentada con la utilización de Bancos Automáticos de Capacitores.

EJEMPLO

Se tiene un motor de 100 HP (74.6KW) a 440 V, operando con un factor de potencia de 0.74. El motor está en servicio 600 horas/mes (2 turnos diarios), alimentado con cable de 250 mts. de longitud con una sección de 35 mm².

¿Cual es el ahorro anual en KWH cuando el factor de potencia es mejorado a 0.97?

a) Determinación de la corriente de fase con $\text{Cos } \Phi 1 = 0.72$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} V \text{Cos } \Phi 1} = \frac{74600}{\sqrt{3} \times 440 \times 0.74} = 132A$$

con $\text{Cos } \Phi 2 = 0.95$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} V \text{Cos } \Phi 2} = \frac{74600}{\sqrt{3} \times 440 \times 0.97} = 101A$$

b) Resistencia del cable (por fase)

$$R/m = 0.0005 \Omega / m$$

$$R_{\text{TOTAL}} = (0.0005 \Omega / m) (250 \text{ mt.})$$

$$R_{\text{TOTAL}} = 0.13 \Omega$$

c) Cálculo de las Pérdidas

con $\text{Cos } \Phi 1 = 0.74$

$$P = 3I^2R = 3 \times (132)^2 \times 0.13 = 6795 \text{ W}$$

con $\text{Cos } \Phi 2 = 0.95$

$$P = 3I^2R = 3 \times (101)^2 \times 0.13 = 3978 \text{ W}$$

1 - El promedio de las últimas 3 mediciones de demanda en KW.

2.- El promedio de los 3 últimos FACTORES DE POTENCIA

NOTA: Esta información puede ser obtenida de los recibos de la compañía suministradora (C.F.E. ó Cía. de Luz y Fuerza)

3.- El FACTOR DE POTENCIA DESEADO
Con esta información seguir el ejemplo

EL FACTOR DE POTENCIA POTENCIA DESEADO

92	93	94	95	96	97	98	99	100
709	743	775	809	847	887	935	996	1.138
879	713	745	779	817	857	905	966	1.108
680	684	716	750	788	828	876	937	1.079
620	664	696	720	758	798	840	907	1.049
591	625	657	691	729	769	811	878	1.020
563	597	629	663	701	741	783	850	992
538	568	600	634	672	712	754	821	963
507	541	573	607	645	685	727	794	936
480	514	546	580	618	658	700	767	909
453	487	519	553	591	631	673	740	882
428	460	492	526	564	604	652	713	865
400	434	466	500	538	578	620	687	829
374	408	440	474	512	552	594	661	803
347	381	413	447	485	525	567	634	778
321	355	387	421	459	499	541	608	750
296	329	361	396	433	473	515	582	724
269	303	335	369	407	447	489	556	698
243	277	309	343	381	421	463	530	672
217	251	283	317	355	395	437	504	646
191	225	257	291	329	369	417	478	620
167	198	230	265	301	343	390	451	593
141	172	204	238	275	317	364	425	467
114	145	177	211	248	290	337	398	
086	117	149	183	220	262	309	370	
058	089	121	156	192	234	281	342	
030	061	093	127	164	206	253	314	458
.	031	063	097	134	176	223	284	426
.	.	032	066	103	146	192	253	396
.	.	.	034	071	113	160	221	363
.	.	.	.	037	079	126	187	328

e potencia deseado 0.97; consumo de potencia

ntencia actual.

ntencia deseado.

en ambos valores (0.769), es el que se multiplica W) para obtener el valor del capacitor adecuado.

KVAR

amos 12 capacitores de 50 KVAR en 480 Volts.

COMO SELECCIONAR LOS CAPACITORES RTC PARA LA CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA

En la práctica, para determinar la POTENCIA REACTIVA (KVAR) TOTAL, en capacitores RTC, necesaria para la corrección del Factor de Potencia basta con conocer la siguiente información:

**TABLA PARA CORREGIR
FACTOR DE**

FACTOR DE POTENCIA ACTUAL	FACTOR DE							
85	86	87	88	89	90	91		
86	818	546	571	598	626	654	682	
87	488	518	541	568	596	624	652	
88	459	486	512	539	567	595	623	
89	429	456	482	509	537	565	593	
90	400	427	453	480	508	536	564	
91								
71	372	399	426	452	480	508	536	
72	343	370	396	423	451	479	507	
73	316	343	369	396	424	452	480	
74	289	316	342	369	397	425	453	
75	262	289	315	342	370	398	426	
76								
76	235	262	288	315	343	371	399	
77	209	236	262	289	317	345	373	
78	183	210	236	263	291	319	347	
79	156	183	209	236	264	292	320	
80	130	157	183	210	238	266	294	
81								
81	104	131	157	184	212	240	268	
82	078	105	131	158	186	214	242	
83	052	079	105	132	160	188	216	
84	026	053	079	106	134	162	190	
85	000	027	053	080	108	136	164	
86								
86			026	053	081	109	137	
87				027	055	082	111	
88					028	056	084	
						028	056	
							028	
91								
92								
93								
94								
95								

EJEMPLO: Factor de potencia actual 0.70; factor d promedio 775 KW; voltaje 480 V.

- 1o. Localice el factor de p
- 2o. Localice el factor de p
- 3o. El valor donde confluye por la potencia (775 K
0.769 X 775 KW = 595
Por lo tanto, seleccio:

d) Reducción de pérdidas (en %)

$$\Delta P = \frac{6795 - 3978}{6795} \times 100$$

$$\Delta P = 41.4\%$$

e) Cálculo de la energía anual ahorrada

$$\Delta E = \frac{\Delta P \times \text{horas/mes} \times 12 \text{ meses}}{1000}$$

$$\Delta E = \frac{2817W \times 600 \text{ horas/mes} \times 12 \text{ meses}}{1000}$$

$$\Delta E = 20282 \text{ KWH}$$

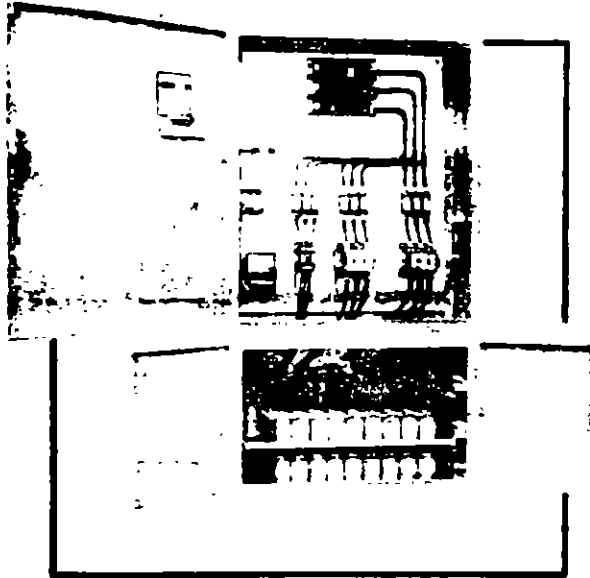
Considerando a N\$ 0.12209 por KWH.

Tenemos N\$ 2,476.27 nuevos pesos de ahorro.

f) Mayor vida de los equipos conectados en el sistema donde se encuentren conectados capacitores. Al elevar el voltaje, el capacitor disminuye la corriente por lo cual los efectos de calentamiento en los equipos se ven disminuidos en forma importante. El peor enemigo para la vida de los productos eléctricos es la sobretemperatura.

BANCOS AUTOMATICOS DE CAPACITORES RTC

Al instalar bancos automáticos para la corrección del Factor de Potencia se obtienen enormes beneficios, además de representar la solución económica y técnica ideal para la corrección del Factor de Potencia.



Como se ha visto en las secciones anteriores, un Factor de Potencia inferior al 0.9 ocasiona cargos por la compañía suministradora y si éste es superior al valor anteriormente mencionado hasta un máximo de 1.0, se otorgan bonificaciones que pueden llegar hasta el 2.5%. Esto hace que el banco automático sea la solución ideal, dado que, al tener un "cerebro" electrónico que regula el Factor de Potencia en la instalación donde se halle instalado, conectando y desconectando capacitores conforme sea necesario, se mantiene un valor, de Factor de Potencia, igual al prefijado.

Además, se evitan sobrevoltajes en el sistema, que pueden ocasionar fallas, principalmente al equipo de cómputo así como un riesgo muy alto de una resonancia entre el capacitor y el transformador.

RTC ha sido líder en la recuperación de askareles en usuarios que tienen este problema y nos encargamos de la recolección del equipo y de su envío a la incineración para posteriormente extender al propietario del equipo un certificado de la Secretaría de Desarrollo Social, amparando la destrucción de este líquido.

La eliminación de los capacitores con PCB'S tiene sentido, dado que el capacitor es el equipo eléctrico que almacena mayor cantidad de energía por unidad de volumen, que en el caso de falla, ésta es violenta y muy probablemente con presencia de fuego.

Es necesario señalar que cada día es más importante cumplir con los reglamentos ecológicos señalados, el costo de una publicidad negativa sobre la empresa, no puede ser evaluado económicamente.

Consúltenos y solucionaremos su problema.

INFORMACION SOBRE LOS ASKARELES O PCB'S

El askarel es el nombre genérico que se le da al líquido sintético que se usó en transformadores, capacitores y cables, y que tiene propiedades de ser resistente a las altas temperaturas y rigidez dieléctrica muy conveniente para usarse en algunos equipos eléctricos.

Después de haber usado el askarel por varios años se descubrió el problema que presenta, debido a que es tóxico y no biodegradable. Las intoxicaciones con PCB pueden producir acné, afección hepática, trastornos intestinales, daños a la visión y bronquitis crónica entre otros.

Además de los problemas descritos anteriormente, en el caso de fuego, los bifenilos policlorinados (policlorinated biphenils, PCB'S), generan gases extremadamente tóxicos, dado que contienen cloro en su fórmula, haciendo estos productos altamente riesgosos, sobretodo al final de la vida útil de los mismos, donde una falla puede ser mucho más probable.

En México se publicó un comunicado en el diario oficial del 25 de noviembre de 1988, en donde se hace obligatoria la eliminación de los PCB'S. Esta última se realiza incinerando el askarel a muy alta temperatura para que no se produzcan derivados contaminantes.

18

Los "cerebros" electrónicos Beluk, marca líder a nivel Mundial en Relevadores para Factor de Potencia, representados por INELAP/RTC en



México cuentan con las siguientes ventajas:

- 1.- En caso de falla del suministro retrasan en 90 segundos la conexión de los capacitores para evitar picos y sobrecorrientes en el período de reenergización, haciendo de éstos una operación más segura.
- 2.- Capacidad de variación del tiempo entre pasos desde 5 hasta 70 segundos.
- 3.- Indicador de factor de potencia así como el número de pasos conectados en todos sus modelos.
- 4.- Programas económicos rotatorios fácilmente programables.
- 5.- Conexión a través de un puerto RS-232 ó directamente a la impresora para dar el status del funcionamiento del capacitor.
- 6.- La sensibilidad más fina del mercado.
- 7.- Capacidad de conexión a computadora para programar diferentes factores de potencia a diferentes tiempos. Para esto es necesario adquirir el programa y la interfase adecuada.
- 8.- Display del factor de potencia así como del número de pasos conectados.
- 9.- El relevador es una unidad robusta hecha para el mercado mundial lo que le permite soportar mejor que ningún otro sobrevoltajes ó bajos voltajes que se presentan normalmente en nuestros sistemas.

35

COMO FUNCIONA UN BANCO AUTOMATICO DE CAPACITORES RTC

Los bancos automáticos constan de los siguientes elementos principales:

- 1.- Capacitores fijos en diferentes cantidades y potencias (KVAR)
- 2.- Relevador de Factor de Potencia
- 3.- Contactores
- 4.- Fusibles limitadores de corriente.
- 5.- Interruptor termomagnético general.

Los bancos de capacitores pueden ser fabricados en 5, 7 y 15 o en cualquier número de pasos hasta 27, siendo los mencionados anteriormente los standards. El valor de los capacitores fijos depende del número de pasos previamente seleccionado así como de la cantidad total necesaria en KVAR'S para compensar el Factor de Potencia al valor unitario. A mayor número de pasos, el ajuste es más fino, dado que cada paso del capacitor es más pequeño, permitiendo lograr un valor más cercano al unitario, pero obviamente ésto ocasiona un mayor costo.

Con respecto al regulador de VARS los bancos automáticos RTC utilizan el modelo Beluk, fabricado en Alemania y que es el líder mundial en la fabricación de éstos productos, dado que el mercado alemán es el más exigente en cuanto a un Factor de Potencia unitario, por parte del usuario. Este regulador de VARS es insensible a las armónicas y presenta factores de ajuste más avanzados que sus competidores además de que su acceso es frontal haciendo los ajustes mucho más sencillos.

EL CIRCUITO DE MEDICION

Para que el REGULADOR DE FACTOR DE POTENCIA opere correctamente, deberá alimentarse a éste con una señal de corriente y otra de voltaje.

6.- **TERMINAL DE TIERRA:** Se incluye una terminal para conexión a tierra física, igualmente sólo se necesita conectar el cable (sin zapata).

7.- **RESISTENCIAS DE DESCARGA EN CADA ELEMENTO INDIVIDUAL:** RTC ha optado por colocar resistencias de descarga individuales, como indica la norma, en cada uno de los elementos haciendo a este capacitor aún más seguro y evitando la posible rotura de una resistencia general ocasionando un corto circuito violento. RTC es el único capacitor con esta ventaja.

8.- **MONTAJE EN PARED O PISO:** El capacitor RTC ha sido diseñado para ser montado en pared o en piso, haciendo mucho más sencilla la instalación de este producto y añadiéndole versatilidad a la línea.

9.- **REPARABLES:** Como se mencionó en el punto 2 los capacitores GE presentan el interruptor sensitivo a la presión y que en el remoto caso de operar se abomba la tapa. Así el usuario puede identificar la unidad fallada y cambiar el capacitor sin ningún problema, ya que las terminales de conexión son hembra - macho y la unidad puede separarse fácilmente.

Esta es una ventaja exclusiva de los bancos de capacitores RTC.

3.- CELDAS IMPREGNADAS INDIVIDUALMENTE EN BOTES DE ALUMINIO, lo cual permite una excelente disipación de calor, evitando el desgaste prematuro de los capacitores. Utilizando esta tecnología, RTC, garantiza el mejor producto del mercado utilizando los capacitores impregnados individualmente de **General Electric**. Asimismo el impregnante Dielektrol VI, (marca registrada **GE**) elimina el efecto de descargas parciales.

4.- LOS CAPACITORES SON AUTORREGENERABLES, característica que les dá el estar hechos en polipropileno metalizado en Zinc, presentando las mejores características de autorreparación y de vida con respecto al tiempo. Esto aunado con una mejor disipación de calor y la eliminación del efecto de descargas parciales, garantizan que el capacitor sea el de más larga vida en el mercado. Todos los elementos cumplen con la norma EIA 456 que simula la vida real del producto sometándolo a sobrevoltajes y sobretemperaturas durante períodos prolongados de tiempo en hornos especialmente diseñados para ésto.

5.- TERMINALES ROBUSTAS: Facilita la labor de conexión del producto y hacen más sencilla su instalación. No hay necesidad de zapatas y el cliente sólo necesita conectar los cables.

La señal de corriente deberá tomarse de un transformador de corriente (TC), instalado para este fin, en la fase L1 ó A convenientemente polarizado. Es muy importante que dicho TC esté del lado fuente, es decir, antes de los capacitores y de carga.

Entre la conexión de cada uno de los pasos existe una diferencia de tiempo que puede ser programada, en fábrica, de 5 a 70 seg. sugiriéndose un tiempo de 40-50 seg., con el objeto de que se descarguen los capacitores. El REGULADOR DE FACTOR DE POTENCIA está equipado, además de una función de verificación de no-voltaje; la cual desconecta todos los capacitores en caso de pérdida de energía, e introduce un retardo de tiempo de 90 seg., antes de conectar cualquier paso, una vez que se restablece el suministro de energía.

Dependiendo de las necesidades de compensación y del modelo de REGULADOR DE FACTOR DE POTENCIA utilizado (BLRMC ó MQ) un banco automático puede estar formado por 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 19, 23 ó 27 pasos, en múltiplos de 10 KVAR para 480V. y 5 KVAR para 240V.

La señal de voltaje deberá tomarse de las fases opuestas a la de la instalación del TC, es decir, de las fases B ó L2 y C ó L3.

PRECAUCION:

Es muy importante que una de las terminales del secundario del TC esté conectado a tierra, por lo que en los Bancos Automáticos de Capacitores RTC esta conexión es interna y basta con solo conectar los dos cables del secundario de dicho TC a la tabilla de conexiones señalizada con "K" y "L".

EL AJUSTE DE SENSIBILIDAD c/k

En general los Bancos Automáticos de Capacitores son sensibles a cambios del 60% el valor de la potencia de un paso, es decir, cuando el REGULADOR DE VARS detecte que se requiere por lo menos el 60% del valor de potencia reactiva (Kvar) de un paso, éste conectará el (los) paso (s) necesario (s) para alcanzar el Factor de Potencia preajustado y viceversa.

Para lograr esto, el REGULADOR DE VARS deberá ser ajustado a un valor de sensibilidad c/k de acuerdo con la siguiente fórmula.

$$c/k = \frac{346 \times Q}{V \times RTC}$$

c/k = Ajuste de sensibilidad
Q = potencia reactiva (Kvar) del paso de menor valor
V = voltaje
RTC = relación del transformador de corriente utilizado para la medición

EJEMPLO:

Se tiene un banco automático de 5 pasos de 30 KVAR cada uno, a 240 V. El circuito de control está alimentado por el secundario de un transformador de corriente con relación 1000/5 Amp. Calcule el ajuste de sensibilidad c/k

$$c/k = \frac{346 \times Q}{V \times RTC} = \frac{346 \times 30}{240 \times 200}$$

$$c/k = 0.22$$

General Electric es el más avanzado en el mercado y el único que garantiza la eliminación de riesgo y explosión. Además, al final de la vida del producto, cuando el capacitor llegue a fallar, la tapa se abomba, haciendo extremadamente fácil su identificación, así como sustitución del elemento. El banco de capacitores **RTC** manufacturados con capacitores **GE** tiene una vida mucho más prolongada en el mercado a diferencia de otros modelos donde es imposible detectar qué elemento ha fallado, o ya bien, se encuentran contenidos en recipientes que son imposibles de reparar. Esto es un beneficio adicional que proporcionan los capacitores **RTC**.



CARACTERISTICAS CONSTRUCTIVAS DE LOS CAPACITORES RTC, MANUFACTURADOS CON ELEMENTOS DE GENERAL ELECTRIC.

El capacitor es el equipo eléctrico que almacena la mayor cantidad de energía por unidad de volumen, lo que lo hace extremadamente delicado y sensible a los defectos en su fabricación, así como a las altas temperaturas y a las descargas parciales, debido a esto se ha optado por utilizar elementos impregnados individualmente en bote de aluminio, el cual tiene las siguientes ventajas:

1.- ELIMINACION DEL EFECTO DESTRUCTIVO DE DESCARGAS PARCIALES

en los capacitores debido a la utilización de impregnantes dieléctricos, no contaminantes, (no PCB's) como el Dielektrol VI, lo cual alarga significativamente la vida del producto.

2.- PROTECCION INDIVIDUAL

APROBADA POR  A diferencia de todos los capacitores que se encuentran actualmente en el mercado, cada elemento individual de los bancos de capacitores **RTC** manufacturados con capacitores **GE**, presenta un interruptor sensitivo a la presión con aprobación de Underwriters Laboratories,  garantizando hasta corrientes de corto circuito de 10,000 ampers.

Este sistema de protección diseñado y patentado por

DETECCION DE FALLAS

A) Si bajo condiciones de carga inductiva es energizado el banco automático (control), partiendo de que ningún paso ha sido conectado y después del retardo de tiempo de 90 seg., enciende el LED " - " (necesidad de desconexión de pasos) las conexiones L2 y L3 en el REGULADOR DE VARS están invertidas. Lo correcto es que para las condiciones descritas, encienda el LED " + " (necesidad de conexión). Para conectarlas correctamente primero desenergice el banco automático y su control.

B) SI EL REGULADOR DE VARS no conecta o desconecta pasos, aunque exista considerable carga inductiva variable

- Verifique que el REGULADOR DE VARS este en modo automático.
- Verifique la conexión del transformador de corriente y que el secundario de éste, no esté en corto circuito.
- Verifique las conexiones de voltaje.
- Verifique el ajuste c/k.

C) EL REGULADOR DE VARS "parece" no activar ningún paso.

- Espere el retardo de tiempo entre conexiones (40 seg.) o después de una pérdida de energía en la alimentación (2 min.).

D) EL REGULADOR DE VARS indica que hay pasos conectados, pero los contactores no han sido operados.

- Verifique las conexiones de voltaje de control al REGULADOR.

- Verifique el circuito de los contactores.

E) La función de alarma es activada (si está incluida) aunque todo parezca normal.

- Una alta demanda de potencia reactiva durante unos cuantos minutos, puede hacer parecer al banco automático como insuficiente para compensar lo requerido. Se encenderá entonces la señal de alarma.

F) Todos los pasos son conectados, aunque la potencia reactiva requerida es relativamente baja.

- Las conexiones del transformador de corriente o las señales de voltaje son incorrectas.

- El transformador de corriente ha sido instalado en el lado de carga de los capacitores.

G) El relevador indica un factor de potencia ilógico ó capacitivo y conecta los pasos disminuyendo el valor del Factor de Potencia.

En este caso no se han identificado correctamente las secuencias de las fases A, B Y C por lo cual el transformador de corriente está tomando la señal de la misma fase que se está tomando las de voltaje.

Para mayor información consulte el MANUAL DE INSTALACION Y OPERACION de Bancos Automáticos de Capacitores RTC.

4.- Factor de Potencia actual. Que es el resultado de:

$$FP = \frac{KWH}{\sqrt{KWH^2 + KVARH^2}}$$

5.- Tipo de Tarifa y zona contratada.

6.- Bonificación por corrección del bajo Factor de Potencia. Este es el reembolso que dá la compañía suministradora a las personas que hayan invertido en capacitores, como un premio a la mayor eficiencia.

7.- En el caso de usuarios con Factor de Potencia menor a 0.9 aparecerá una partida " Cargo por bajo Factor de Potencia"

NOTA: Los datos obtenidos del recibo corresponden al periodo de facturación en el mismo.

Recibo de Facturación de Energía Eléctrica. El recibo muestra un medidor con el número 5. El periodo de facturación es del 08 de 08 al 04 de 09. El número de cliente es 920630 y el número de zona es 92 07 30. El consumo registrado es de 36'215 424 kWh y 14'266 800 kWh. El factor de potencia es 0.7776. El monto de la factura es de 60'774 989. El número de recibo es 11290.

600	259200 KWH
6	600 KW
600	210000 KVARH

El recibo también muestra un monto de 60'774 989.

COMO LEER EL RECIBO DE ENERGIA ELECTRICA

REACTORES TRENCH

Para fines de corrección del Factor de potencia con capacitores RTC manufacturados con capacitores GE, la siguiente información es obtenida del recibo de energía eléctrica de la compañía suministradora (CFE ó CLFC).

- 1.- Energía Consumida, en KWH.
- 2.- Demanda de Potencia, en KW. Observe que este dato es diferente a la demanda contratada para el caso de CLFC.
- 3.- Energía Reactiva consumida, en KVARH.

CONCEPTO	CANTIDAD	TARIFA	VALOR	UNIDAD
925565	5320	5752	600.00	259200 KWH
925565	100	6.0	600.00	600 KW
DEMANDA CONTRATADA				750 KW
925909	3250	3600	600.00	210000 KVARH
FACTOR DE POTENCIA				
MULTIPLICADOR				

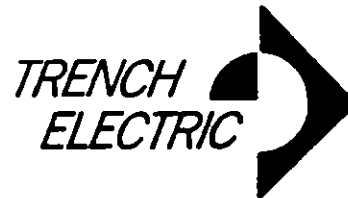
INDUSTRIAS ESPECIALES, S.A. DE C.V.
LAGO MARIAGUA NO. 48 HUICHAPAN MEXICO, D.F.

Trench Electric es reconocido como líder mundial en la manufactura de reactores para las más diversas aplicaciones y es para efectos prácticos el único proveedor de estos productos tan especializados.

Ha surtido todos los grandes proyectos eléctricos a nivel mundial y su participación en la industria es extremadamente importante.

Trench Electric produce sus reactores en los que integra sus propios conductores así como las resinas epóxicas y fibras de vidrio que los refuerzan. Cuenta con un laboratorio de 3'000,000 de Volts para efectuar las pruebas de resistencia eléctrica como mecánica de estos productos.

Adicionalmente ha desarrollado el Adaptive Var Compensator, que es el primer banco automático instantáneo en baja tensión controlado por medio de fibras ópticas y una computadora basada en el microprocesador Intel 386. Esto permite ajustar el Factor de Potencia instantáneo en las cargas de baja tensión (tal como los Statics Var Systems en alta) y tienen su aplicación básicamente en cargas de gran variabilidad.



CONCEPTO	CANTIDAD	TARIFA	VALOR	UNIDAD
925565	5320	5752	432	
925565	100	6.0	100	
925909	3250	3600	300	

INDUSTRIAS ESPECIALES, S.A. DE C.V.

REACTORES MTE

MTE es una empresa localizada en Milwaukee, Wisconsin y es líder en la fabricación de transformadores y reactores para aplicaciones especiales.

Los reactores **MTE** presentan una linealidad perfecta en la respuesta hasta 150% de la carga, lo cual los hace ideales para las aplicaciones de filtros de armónicas.

Adicionalmente se cuenta con la línea de reactores compensadores de armónicas, los cuáles son instalados directamente en los motores controlados por variadores de velocidad y de esta forma eliminan las armónicas presentes en el sistema, además con esto logran que los motores funcionen a una temperatura menor y con una disminución muy importante del nivel de ruido.

MTE cuenta además con un programa de diseño para los reactores en aplicaciones de variadores de velocidad, por lo que podemos diseñar sin mayor problema cualquier aplicación que usted necesite.

Es importante señalar que el Factor de Potencia mínimo es el 90% a diferencia con la tarifa anterior que indicaba el 85%.

Uno de los cambios más importantes dentro de la tarifa es aquel en el que se ofrecen bonificaciones para factores de potencia superiores al 90%, de acuerdo con la siguiente fórmula y logrando un Máximo del 2.5% cuando el Factor de Potencia es unitario.

$$1/4 \times (1 - (90/F.P.)) \times 100$$

La demanda máxima tiene una nueva forma de cobro donde la demanda facturable es el resultado de sumar la demanda máxima medida en el período punta, más la quinta parte de la diferencia punta a base.

Es importante señalar que en los casos en los que la demanda máxima medida en período punta sea superior a la demanda máxima medida en período base, la diferencia de demanda será cero.

Como es obvio, para las personas que nos dedicamos a la fabricación y comercialización de capacitores las tarifas 3, 6, OM, HM, HS, HT, HT-L, HS-L e I30 son las más importantes.

220,000 volts y pagan bajo Factor de Potencia y bonificación por Factor de Potencia superior a 0.9 y están sujetos también a tarifa horaria.

HT: Son los usuarios que reciben el suministro de 220,000 volts en adelante y tal como en la tarifa HS y HM están sujetos a tarifa horaria, cargo por bajo Factor de Potencia y bonificación por Factor de Potencia superior a 0.9.

I30: Esta es una tarifa interrumpible en la cual los usuarios aceptan un cierto número de interrupciones dentro del año con una duración predeterminada por parte de CFE con un aviso previo de media hora de antelación, y de esta forma disminuyen sus cargos.

Es importante señalar que desde la tarifa **OM** hasta las tarifas **HT**, fueron agregadas posteriormente según el Diario Oficial del 10 de Noviembre y son para grandes usuarios de energía que obtienen beneficios a cambio de compromisos establecidos con la CFE. La cantidad de estos usuarios en México es sumamente limitada, también presentan cargos diferentes por región, siendo éstas en total 8, pero dentro de éstas, dos regiones presentan cargos estacionales dependiendo del período del año en que los consuman, para beneficiar a la carga por aire acondicionado.

El cargo por bajo Factor de Potencia, se efectúa de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$3/5 \times ((90 / F.P.) - 1) \times 100$$

REACTORES COMPENSADORES DE ARMONICAS

La aplicación de variadores de velocidad genera una cantidad de armónicas muy importante dentro del sistema las cuales afectan directamente el funcionamiento del motor. Al utilizar múltiplos de la frecuencia natural (60 Hertz) ocasiona calentamientos excesivos en los conductores del motor así como un ruido característico de la alta frecuencia. Esto disminuye la vida del motor, o ya bien, la potencia que puede obtenerse de éste y hace molesto el trabajar cerca de los motores.

Instalando los reactores **MTE** se disminuye el contenido de armónicas de una forma sumamente importante haciendo que el motor funcione a una temperatura menor y maximizando su potencia. Con respecto al nivel de ruido, lo disminuye en una forma importante y sobre todo le quita su característica de sonido agudo de alta frecuencia.

El dimensionamiento de estos productos es sencillo dado que en Inelap contamos con el programa de diseño, lo cual nos permite dimensionar el reactor adecuado para cada tipo de aplicación de drive o de motor.

REACTANCIAS DE CHOQUE Y FILTROS DE ARMONICAS

En instalaciones donde existan rectificadores, convertidores de frecuencia, hornos de inducción o cualquier otro elemento generador de armónicas deben tomarse precauciones especiales y proteger convenientemente los capacitores.

La corrección del Factor de Potencia, con capacitores sin proteger de las armónicas puede acarrear problemas de sobretensiones y sobrecorrientes cuando la frecuencia de resonancia de la red se acerque a alguna armónica elevada.

$$f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$$

o bien:

$$f_0 = f \sqrt{\frac{P_{cc}}{P_c}}; \quad n = \sqrt{\frac{P_{cc}}{P_c}}$$

n = orden de la armónica

f_0 = frecuencia de resonancia en Hz.

f = frecuencia de la red en Hz.
(60 Hz.)

P_{cc} = potencia de cortocircuito (MVA)

P_c = potencia capacitiva (kvar)

También una armónica elevada provoca una sobrecorriente en el capacitor que puede destruirlo debido a que la impedancia de éste es (reactancia capacitiva) inversamente proporcional a la frecuencia.

$$X_c = \frac{1}{2\pi fC}$$

Entonces a mayor frecuencia (f) menor

incrementos especiales para llevar a un nivel de cobro con relación costo más real. Sin embargo, a no se incluye el cargo por bajo Factor de Potencia. A pesar de ello, muchos de los usuarios necesitan capacitores dado que las grandes distancias entre los centros de abastecimiento y la localización de los motores para el bombeo hacen necesario el capacitor para tener un nivel de voltaje adecuado.

Las nuevas tarifas que vienen a sustituir a las que anteriormente se conocían como 8 y 12 son las siguientes:

OM: Esto incluye el servicio para usuarios que reciban el suministro en Voltajes de 1,000 a 34,500 Volts y en los cuales su demanda máxima sea menor a 1,000 KW. Están sujetos al cargo por bajo Factor de Potencia, y su bonificación por valores superiores a 0.9. Sin embargo no tienen tarifa horaria.

HM: Esta tarifa es para usuarios que reciban el suministro de 1,000 a 34,500 volts pero cuya demanda sea superior a los 1,000 KW y además de pagar el cargo por bajo Factor de Potencia y tener su bonificación será susceptible a una tarifa horaria de acuerdo a los periodos de consumo de energía.

HS: Son los usuarios que se encuentran en un nivel de voltaje de alimentación superior a los 34,500 volts pero menor a los

LAS TARIFAS ELECTRICAS EN MEXICO

En México a partir del 10 de Noviembre de 1991, se modificaron o completo las tarifas eléctricas, las cuales describiremos a continuación:

1.- DOMESTICO

2.- GENERAL HASTA 25 KW DE DEMANDA

3.- GENERAL MAS DE 25 KW DE DEMANDA: En estas se incluyen ya pequeñas fábricas y comercios que requieren el servicio trifásico, con el cual la demanda es ya más significativa. Estos usuarios requieren de capacitores, ya que se les penaliza por tener un bajo Factor de Potencia menor a 0.9. Tienen bonificación por Factor de Potencia superior al 0.9.

4.- Molinos de Nixtamal y Tortillerías: Esta tarifa es para los usuarios cuyo nombre se indica en la misma, pero la tendencia es desaparecer y la mayoría de ellos se moverán a la tarifa No. 3, donde ya pagarán el bajo Factor de Potencia no incluido en su estructura tarifaria actual.

5.- Alumbrado Público

6.- Bombeo de Aguas Potables y Negras: En esta tarifa sí se paga bajo Factor de Potencia por lo cual los municipios constituyen un potencial de mercado interesante.

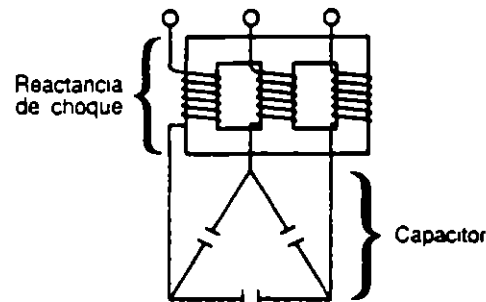
7.- Temporal

9.- Bombeo Para Riego Agrícola: En esta tarifa se están aplicando

impedancia (X_c) con lo que la corriente aumenta considerablemente. Para evitar estos problemas existen dos soluciones:

a) Reactancias de choque o antirresonancia.

Consiste en intercalar en serie con el capacitor una reactancia sintonizada con aquél a un valor que no presente peligro alguno con ninguna armónica alejándonos del punto de resonancia de la instalación.



Estas reactancias de choque son fabricadas por MTE y son diseñadas para obtener una linealidad de más del 150 %.

Debido al aumento de tensión que se genera al intercalar una reactancia, el capacitor debe seleccionarse para trabajar a una tensión nominal superior a la de la red.

NOTA.- Esta solución solamente protege al capacitor de las armónicas, pero NO las elimina de la red.

b) Filtros

Los problemas principales que causan un alto contenido de armónicas son:

- Incremento de pérdidas en motores, transformadores y cables (I^2R) que pueden causar calentamiento.
- Sobrecarga de capacitores.
- Perturbaciones en las líneas telefónicas.
- Daños o mal funcionamiento en equipos electrónicos.
- Fallas en relevadores de protección en general.
- Operación inadecuada de fusibles e interruptores.

Si la corriente armónica de, por ejemplo, un convertidor estático es tan alta que no puede ser tolerada, se conecta en paralelo al convertidor un filtro instalado directamente en los bornes del convertidor o en el lado primario del transformador del convertidor. Un filtro así consta de uno o más capacitores sintonizados con una o más armónicas generadas por el convertidor. Estas corrientes armónicas son absorbidas en su mayor parte por el filtro quedando en la red una pequeña parte de ellas. Pero el dimensionamiento del filtro requiere un análisis muy cuidadoso de las condiciones de la red

Sin embargo el equipo eléctrico que requiere para su funcionamiento de la corriente de magnetización para la creación del campo, tal como motores, transformadores, balastos, etc., consume además, potencia reactiva (kvar). Para evitar problemas en la instalación deberá generarse dicha potencia con capacitores.

Con las nuevas reglamentaciones a partir del 10 de Noviembre de 1991, los capacitores proporcionan, además de la eliminación del cargo por bajo factor de potencia, un beneficio económico que puede llegar al 2.5% de bonificación del valor total de la facturación.

Adicionalmente, a este 2.5%, si los capacitores son colocados con las normas generalmente aceptadas para su instalación en lugares adecuados, pueden proporcionar ahorros adicionales por menores pérdidas de energía entre el 4 y el 7%, lo que a todas luces es una inversión altamente rentable.

Los capacitores **RTC** manufacturados con capacitores **GE**, son prácticamente libres de mantenimiento y la opción ideal la constituyen los bancos automáticos, que utilizando como control, al relevador de F.P. Beluk de Alemania, el más avanzado del mercado que mantiene el Factor de Potencia en el valor unitario, dando los beneficios máximos de ahorro, seguridad y confiabilidad al usuario.

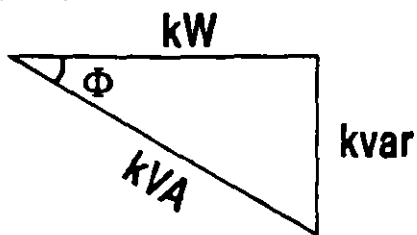
INFORMACION GENERAL

¿Qué es el Factor de Potencia ?

$$\text{Factor de Potencia} = \frac{\text{KW}}{\text{KVA}}$$

$$\text{Factor de Potencia} = \frac{\text{Potencia Real}}{\text{Potencia Total}}$$

Factor de Potencia es el término usado para describir la relación entre la potencia de trabajo o real y la potencia total consumida. Así pues, el triángulo de potencias muestra gráficamente la relación entre la potencia real (kW), la potencia reactiva (kvar) y la potencia total (kVA).



kW = Potencia Real

kvar = Potencia Reactiva (*no produce trabajo, pero si hay que pagar por ella*)

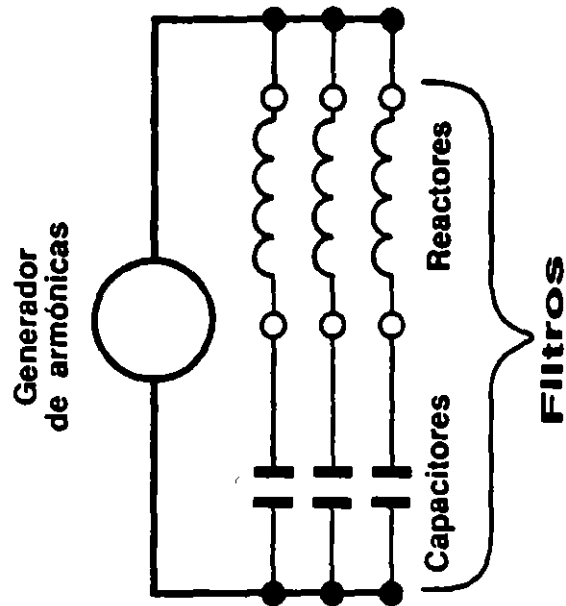
kVA = Potencia total requerida para alimentar la carga

$$\text{F.P.} = \text{Cos } \Phi = \frac{\text{KW}}{\text{KVA}}$$

Las cargas puramente resistivas, tales como calefactores, lámparas incandescentes, etc. no requieren potencia reactiva para su funcionamiento, entonces la potencia real y la potencia total son iguales (F.P. = 1).

6

porque la reactancia de ésta varía al cambiar la configuración de la misma, por lo que, entonces, el filtro pierde sus propiedades de absorción de armónicas.

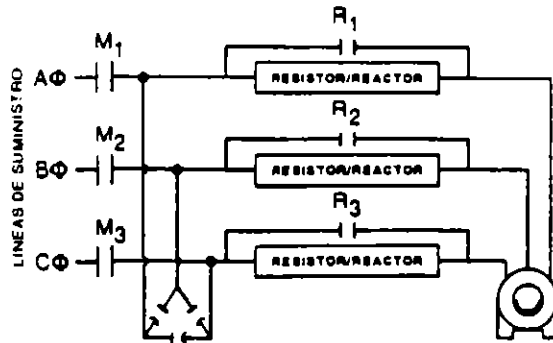


47

COMO CONECTAR LOS CAPACITORES HWT A LA RED

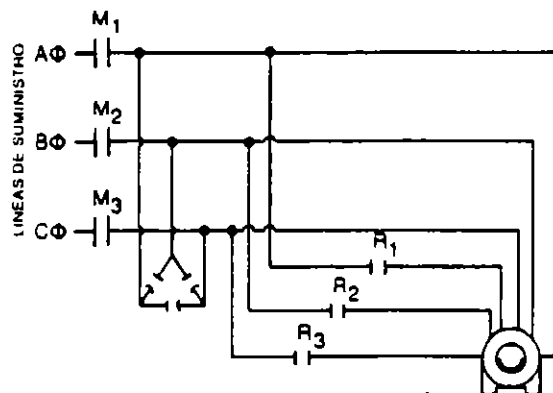
Los capacitores HWT de General Electric para 2400, 4160 y 4800 Volts, pueden ser conectados directamente a los motores por contar con su protección de fusibles.

RESISTENCIAS SERIE O REACTOR



El capacitor debe ser conectado en el lado del motor del contactor principal. (M1, M2, M3)

DEVANADO BIPARTIDO



El capacitor debe ser conectado en el lado del motor del contactor principal. (M1, M2, M3) y debe ser dimensionado para todo el devanado.

Los capacitores General Electric tienen amplio reconocimiento a nivel mundial. Si sus necesidades requieren capacitores en Alta Tensión, INELAP representa en exclusiva a General Electric en México.

Adicionalmente INELAP cuenta con la representación del líder mundial en la producción de Reactores - Trench Electric. Esta empresa localizada en Toronto, Canadá y con fabricación en esa ciudad lo mismo que en Australia es líder indiscutible en este tipo de productos ofreciendo la calidad más alta del mercado.

INELAP representando a estas empresas logra la conjunción ideal para las aplicaciones de filtros de armónicas así como de bancos de alta tensión que requieren ya bien, de filtrado y/o reactores limitadores de corriente.

Para ofrecer el paquete más grande de soluciones representamos en México a CANA que es líder en Compensadores Estáticos de Vares. El compensador estático es la solución técnica ideal y con esto complementamos nuestras líneas relacionadas con la corrección del factor de potencia.

MTE
CORPORATION

TRENCH
ELECTRIC



LOS CAPACITORES DE BAJA Y ALTA TENSION

Partir del 10 de Noviembre de 1991, tal y como apareció en el diario oficial, se modificaron las tarifas eléctricas para los usuarios que requieren capacitores, pasando éstos a ser equipo necesario e indispensable, que en forma independiente proporciona beneficios económicos muy interesantes a los usuarios, además de lograr el uso más eficiente y racional en sus instalaciones de la energía eléctrica.

Como se sabe, el capacitor ahorra energía reactiva que es improductiva, evitando de este modo el cargo por bajo Factor de Potencia. En el caso de que éste sea superior al 0.9 se obtienen beneficios que pueden llegar hasta el 2.5% de bonificación del valor total del importe del consumo. Además de estos ahorros, al disminuir las pérdidas de energía en motores, cables y transformadores, se obtiene un beneficio económico adicional muy alto.

Para la elaboración de filtros en baja tensión INELAP utiliza los reactores MTE de Estados Unidos que presentan características de linealidad y calidad sin igual en el mercado. Son lineales aún con 150% de sobrecarga.

Los bancos de capacitores RTC

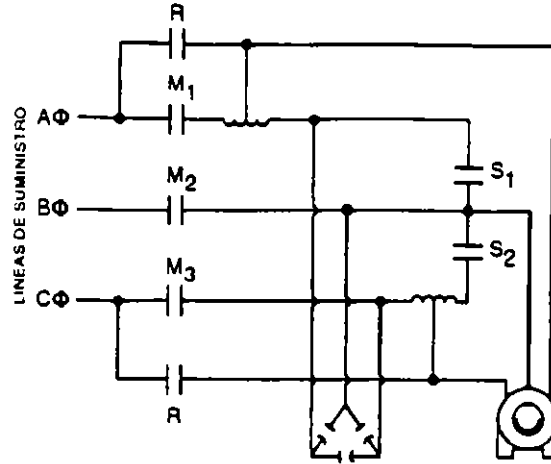
manufacturados con capacitores General Electric (GE) se amortizan en un período inferior a los 12 meses y su vida promedio es superior a 10 años.

Adicionalmente a los beneficios anteriormente descritos se logra tener una instalación con mejor desempeño y prolongar así la vida útil de los equipos.

Utilizar bancos de capacitores RTC manufacturados con capacitores GE, que por su alta eficiencia y excelente comportamiento reducen las pérdidas de energía y por consecuencia de dinero, resulta la solución ideal para corregir el Factor de Potencia y más aún obtener beneficios adicionales.

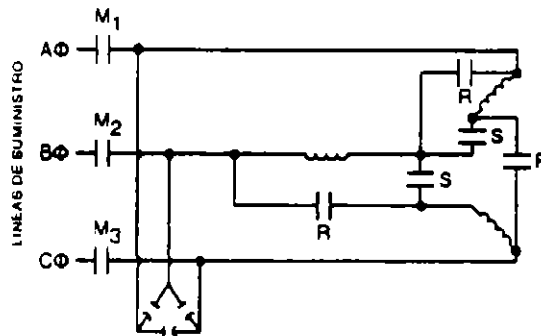
Sin embargo dependiendo del tipo de arrancador la conexión debe efectuarse de forma diferente, por lo cual nos permitimos detallar las conexiones.

AUTOTRANSFORMADOR



El capacitor debe ser conectado en el lado del motor del contactor principal. (M1, M2, M3)

ESTRELLA - DELTA



El capacitor debe ser conectado en el lado del motor del contactor principal. (M1, M2, M3) y debe ser dimensionado para todo el devanado.

EQUIPO DE MEDICION ELCONTROL

Elcontrol es una empresa líder a nivel mundial en la fabricación de equipos de análisis de redes eléctricas y análisis de armónicas.

A desarrollado modelos que se muestran de acuerdo al grado de su capacidad.

MODELO	NANO VIP	MK1	MK2	MK3	SYSTEM 3
KVA	SI	SI	SI	SI	SI
KWH	SI	SI	SI	SI	SI
KVAR	SI	SI	SI	SI	SI
KVARH	NO	SI	SI	SI	SI
FACTOR DE POTENCIA	SI	SI	SI	SI	SI
FRECUENCIA	SI	SI	SI	SI	SI
ARMONICAS	NO	NO	NO	NO	SI
MONOFASICO	SI	SI	SI	SI	SI
TRIFASICO	SI	SI	SI	SI	SI
PINZAS DE MEDICION	200A	1000A	1000A	1000A	1000A

Los reactores son parte fundamental para lograr la calidad en el servicio eléctrico. Para este efecto INELAP representa a exclusiva a Trench Electric, líder mundial en la fabricación de reactores para aplicaciones en medio y alto voltaje y la empresa con la mayor experiencia en este ramo. Con relación a bajo voltaje representamos a MTE líder en aplicaciones para filtros de armónicas, así como el variador de velocidad.

Asimismo los apartarrayos forman parte fundamental e indispensable de un sistema eléctrico correcto. INELAP representa a General Electric en todas sus líneas, distribuyendo los apartarrayos Tranquell que se fabrican exclusivamente para heavy duty. Todos los apartarrayos son de óxido de zinc y se puede disponer desde 127 Volts en secundarios, pasando por los de tipo distribución, intermedio y estación.

La unión México-Estados Unidos, hace de RTC la mejor opción en la adquisición de capacitores para la Corrección del Factor de Potencia garantizando una integración ideal.

RTC

MANUFACTURADOS CON CAPACITORES

GENERAL  ELECTRIC

¿ QUE ES INELAP - GE ?

INELAP es una empresa creada por un grupo de empresarios e ingenieros eléctricos mexicanos, que han acumulado amplia experiencia en el campo de los capacitores y que con anterioridad desarrollaron la marca **RTC** en México, misma que ahora renace, para integrar esta misma línea de productos, con la marca **RTC**.

Para este efecto se ha seleccionado manufacturarlos con elementos **General Electric**, el fabricante líder a nivel mundial en la producción de capacitores de polipropileno para aplicaciones de corriente alterna, así como la empresa que tiene más experiencia acumulada en este rubro.

INELAP tiene como objetivo ser líder en la calidad del servicio eléctrico conocido en inglés como **Power Quality**. Este es un objetivo muy ambicioso que requiere de un conocimiento técnico amplio así como fabricar y representar productos líderes a nivel mundial.

INELAP es representante exclusivo de **General Electric** en la línea de capacitores para alta tensión, hornos de inducción, electrónica de potencia, microondas, así como en la más diversa gama de capacitores para corriente alterna que existe en el orbe.

Empleando los mejores capacitores a nivel mundial, cumpliendo y superando las normas nacionales y extranjeras más estrictas y apoyados en la experiencia de los fundadores y personal capacitado, que cuentan con el equipo más avanzado para prueba y control garantizamos la óptima calidad de producto.

CONSEJOS PRACTICOS

- 1.- Si la cantidad de capacitores necesaria no es mayor de 3000 KVAR, es difícil que se justifique la instalación en alta tensión.
- 2.- Los motores de 2400, 4160 y 4800 Volts pueden compensarse individualmente con los capacitores HWT.
- 3.- La instalación de bancos automáticos es un punto a considerar, ya que además de un mejor control de t.p. regula el voltaje y con él se puede seguir el f.p. de la instalación.
- 4.- Debe medirse el contenido de armónicas en la red antes de instalarse los capacitores si se sospecha de la presencia de ellas o existen equipos que las generan.
- 5.- Los capacitores son prácticamente libres de mantenimiento, pero debe de revisarse periódicamente el que estén conectados a la red y funcionando de acuerdo a sus datos de placa.

FORMULAS PRACTICAS

$$1. f.p. = \cos \Phi = \frac{kW}{kVA}$$

$$2. kW = kVA \times F.P.$$

$$kW (\text{Motor}) = h.p. \times .746$$

	MONOFASICO	TRIFASICO
3. kW =	$\frac{V \times A \times f.p.}{10^3}$	$\frac{\sqrt{3} \times V \times A \times f.p.}{10^3}$
4. kVA =	$\frac{V \times A}{10^3}$	$\frac{\sqrt{3} \times V \times A}{10^3}$
5. I =	$\frac{kVA \times 10^3}{V}$	$\frac{kVA \times 10^3}{\sqrt{3} V}$
6. I _c =	$2\pi f C V$	$2\pi f C V \sqrt{3}$
7. I _c =	$\frac{kvar \times 10^3}{V}$	$\frac{kvar \times 10^3}{V \sqrt{3}}$
8. kvar =	$\frac{2\pi f C (V^2)}{10^3}$	$\frac{6\pi f C (V^2)}{10^3}$
9. C =	$\frac{kvar \times 10^3}{2\pi f (V^2)}$	$\frac{kvar \times 10^3}{6\pi f (V^2)}$
10. Capacitores conectados en paralelo	$C_{TOTAL} = C_1 + C_2 + C_3 + \dots + C_n$	
11. Capacitores conectados en serie	$C_{TOTAL} = \frac{C_1 \times C_2}{C_1 + C_2}$ Para dos capacitores	
	$C_{TOTAL} = \frac{1}{\frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2} + \frac{1}{C_3} + \dots + \frac{1}{C_n}}$ Para más de dos capacitores	

INDICE

- ¿QUE ES INELAP, LOS CAPACITORES RTC Y SU RELACION CON GENERAL ELECTRIC, TRENCH ELECTRIC Y OTRAS EMPRESAS REPRESENTADAS? 2
- LOS CAPACITORES DE BAJA Y ALTA TENSION 4
- INFORMACION GENERAL 6
- LAS TARIFAS ELECTRICAS EN MEXICO 8
- COMO LEER EL RECIBO DE ENERGIA ELECTRICA 12
- CARACTERISTICAS CONSTRUCTIVAS DE LOS CAPACITORES RTC, MANUFACTURADOS CON ELEMENTOS GENERAL ELECTRIC 14
- INFORMACION SOBRE LOS ASKARELES O PCB'S 18
- COMO SELECCIONAR CAPACITORES RTC PARA LA CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA 20
- CALIBRES DE CONDUCTORES, FUSIBLES E INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS RECOMENDADOS 22
- DIMENSIONES DE CAPACITORES 24
- ESPECIFICACIONES TECNICAS 24
- DIAGRAMA DE CONEXION DE UN CAPACITOR 25
- REGLAS DE SEGURIDAD 26
- INSPECCION Y MANTENIMIENTO 27
- SOBRECORRIENTES 27
- COMPENSACION INDIVIDUAL DE MOTORES DE C.A. 28
- COMPENSACION INDIVIDUAL DE TRANSFORMADORES 28
- VENTAJAS DE LA CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA CON CAPACITORES RTC MANUFACTURADOS CON ELEMENTOS DE GENERAL ELECTRIC POR INELAP EN MEXICO 30
- BANCOS AUTOMATICOS DE CAPACITORES RTC 36
- COMO FUNCIONA UN BANCO AUTOMATICO DE CAPACITORES RTC 36
- EL CIRCUITO DE MEDICION 36
- " AJUSTE DE SENSIBILIDAD C/K " 38
- DETECCION DE FALLAS 39
- REACTORES TRENCH 41
- REACTORES MTE 42
- REACTORES COMPENSADORES DE ARMONICAS 43
- REACTANCIAS DE CHOQUE Y FILTROS DE ARMONICAS 44
- COMO CONECTAR LOS CAPACITORES HWT A LA RED 48
- EQUIPO DE MEDICION EL CONTROL 50
- CONSEJOS PRACTICOS 51
- FORMULAS PRACTICAS 52
- ABREVIATURAS 53
- VENTAJA TECNOLOGICA DE RTC 54

12. Reactancia - X_c (Capacitiva)

$$A. X_c = \frac{1}{(2\pi f)C}$$

$$B. X_c = \frac{2.653 \times 10^3}{C} @ 60 \text{ Hz } (1\mu\text{F} = 2653\Omega)$$


$$C. X_c = \frac{kV^2 \times 10^3}{kvar}$$

13. $C = \frac{10^6}{2\pi f X_c}$

ABREVIATURAS

I	= Corriente de línea (Amp)
I_c	= Corriente del capacitor/fase (Amp)
f	= Frecuencia
C	= Capacitancia/fase (farads)
(1μ F)	= 1×10^{-6} farads
k	= 1000
W	= watts
V	= volts
A	= amperes
hp	= caballo de potencia

**RECUERDE QUE LA VENTAJA
TECNOLOGICA DE RTC QUE
MANUFACTURA CON CAPACITORES
GENERAL ELECTRIC SE APOYA EN:**

- 1.- Capacitores **GE** que cumplen con la norma EIA 456 en la que se someten por 2000 horas a 125% del voltaje nominal y a 80° C.
- 2.- **Resistencias de descarga Individuales.** Evitan los cortos - circuitos de resistencia de descargas individuales y es el único que ofrece seguridad absoluta al usuario.
- 3.- Cada elemento cuenta con aprobación de Underwriters Laboratories  que garantiza la seguridad del usuario.
- 4.- Capacitor impregnado con Dielektrol VI que da vida más larga del producto eliminando la presencia de descargas parciales.
- 5.- **Unico capacitor reparable del mercado.** Cada elemento presenta un interruptor sensitivo a la presión que indica visiblemente la falla. Al estar conectado con terminales hembra macho es reparable por el usuario.
- 6.- **Montaje en pared.** Facilita la instalación.
- 7.- **Producto clase mundial.** Cumple o supera los principales estandares mundiales.
- 8.- La línea de productos valores más amplia del mercado.

RTC
MANUFACTURADOS CON CAPACITORES
GENERAL  ELECTRIC



Logo Tana 43-7 339-650.
19230 6676

RA

PARA CORREGIR EL FACTOR DE POTENCIA

RTC
MANUFACTURADOS CON CAPACITORES
GENERAL  ELECTRIC



Distribuido Por:

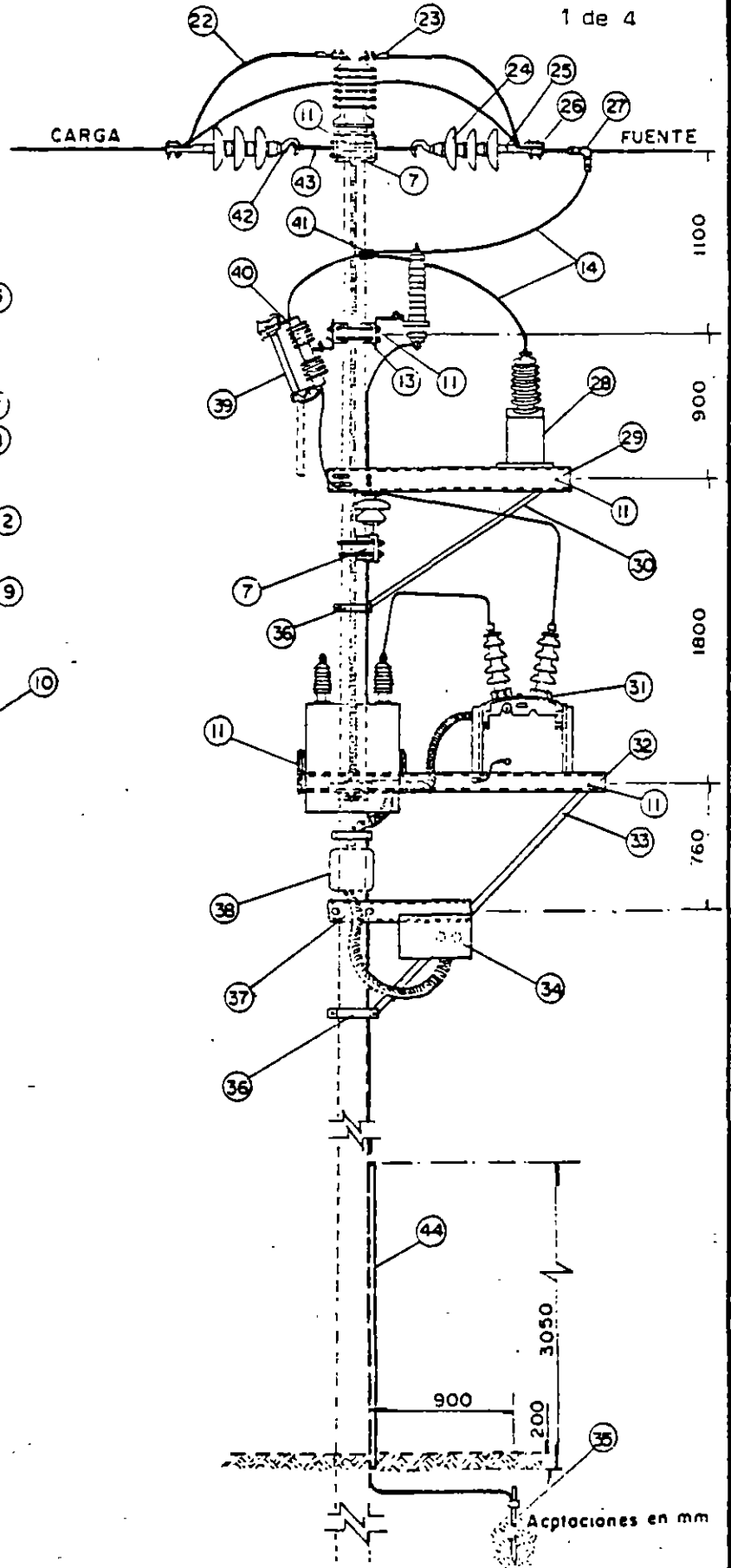
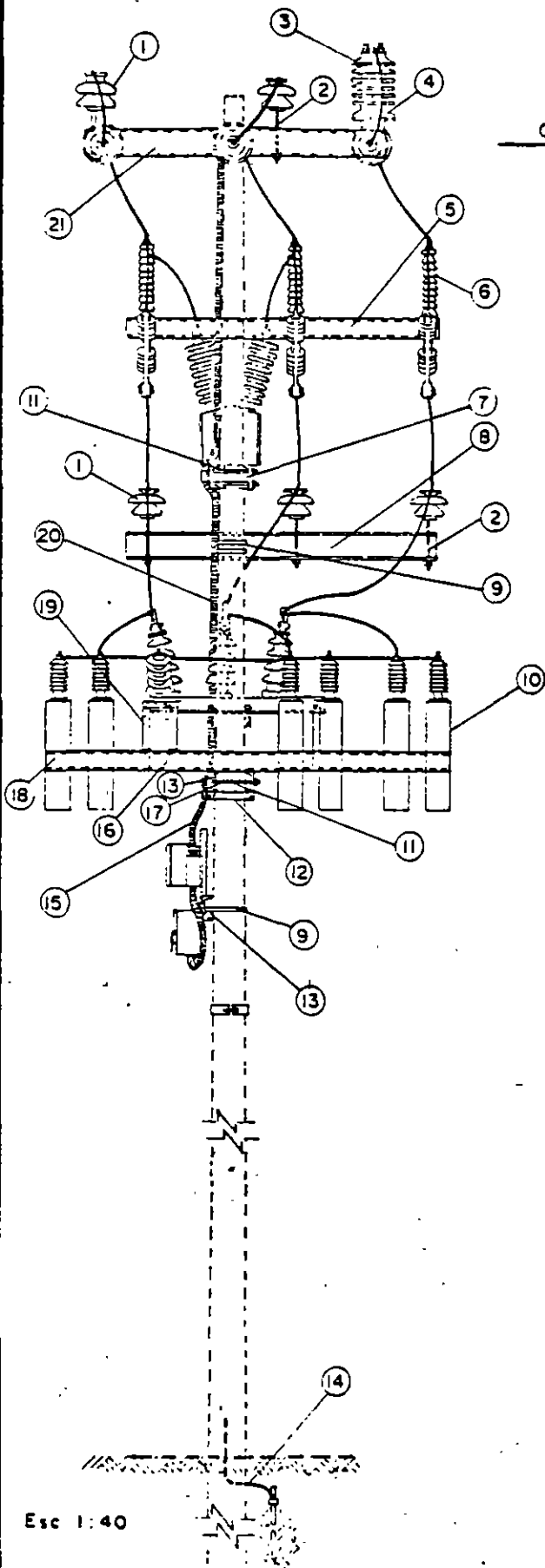
RTC
MANUFACTURADOS CON CAPACITORES
GENERAL  ELECTRIC



CAPACITORES 23-1800 CA

NORMAS LyF
MONTAJE
4:0253

1 de 4



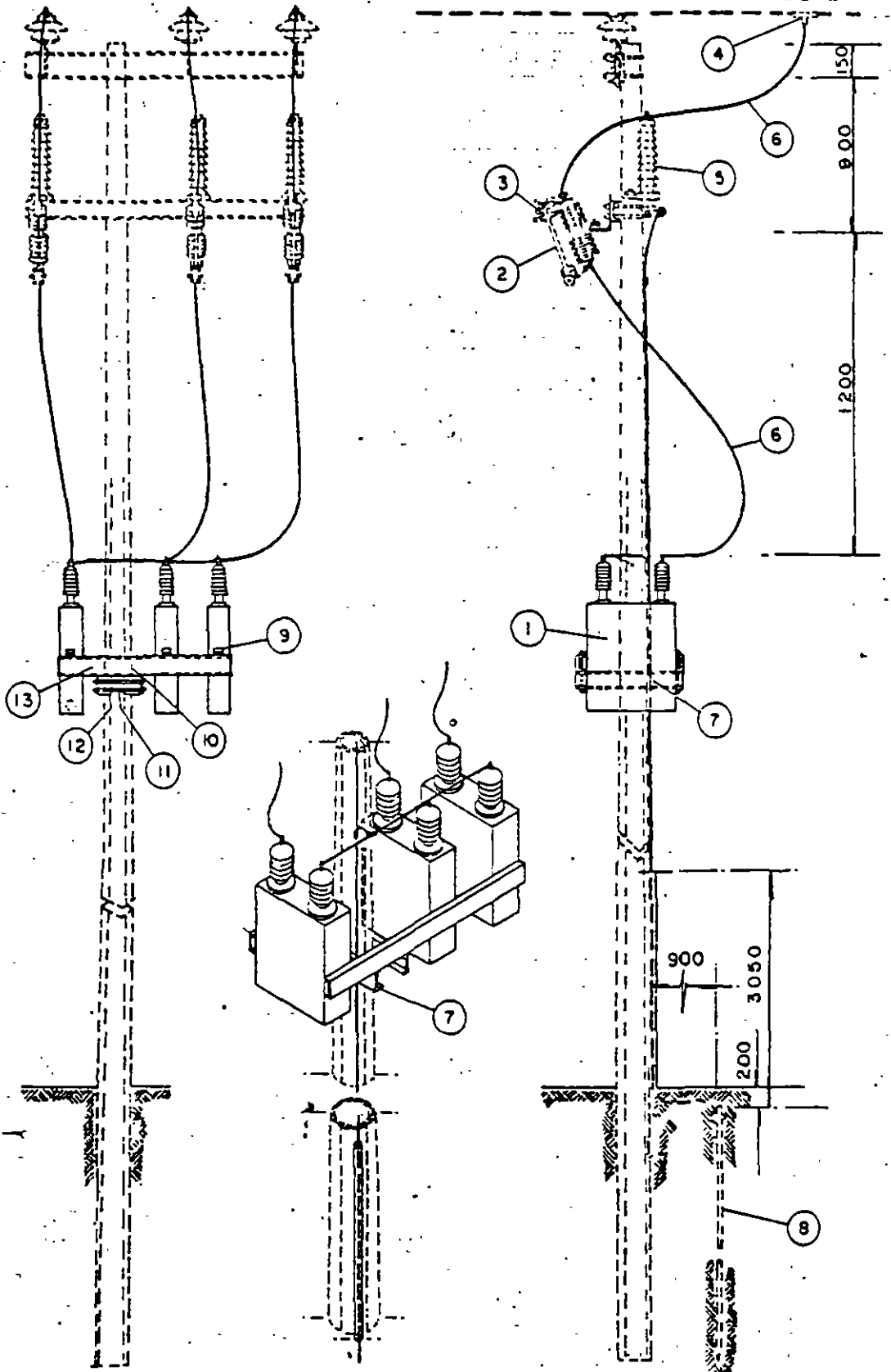
Esc 1:40

Acptaciones en mm

CAPACITORES 23-900F

NORMAS LYF
MONTAJE
4.0338

1 de 2



Esc. sin

Aclaraciones en mm.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

C U R S O S A B I E R T O S

II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS,
INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS

MODULO I: SISTEMAS DE DISTRIBUCION

CALIDAD DE LA ENERGIA

EXPOSITORES: DR. HECTOR SARMIENTO V.
DR. RAUL VELAZQUEZ S.

CALIDAD DE LA ENERGIA

INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS
DIVISION DE SISTEMAS ELECTRICOS
DEPARTAMENTO DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION

I. INTRODUCCION

En el sistema eléctrico, es frecuente la presencia de disturbios y problemas inesperados causados por fenómenos naturales, accidentes o por la operación misma de la red. La mayoría de los usuarios de energía eléctrica experimentan pocos problemas con la "calidad de energía" ya que sus cargas son insensibles a variaciones en el voltaje de alimentación, en la frecuencia, a la presencia de armónicas, a las depresiones, picos e impulsos.

Sin embargo, el equipo utilizado en plantas industriales modernas (controladores de procesos, controladores de velocidad, robótica) se está volviendo más sensible a estas depresiones de voltaje al elevarse el grado de complejidad de los equipos y al aumentar su contenido de electrónica de potencia.

Es importante señalar la diferencia entre una interrupción del servicio (pérdida completa del voltaje) y una depresión de voltaje. La interrupción ocurre cuando un dispositivo de protección interrumpe el circuito que alimenta a un determinado usuario. Esto normalmente ocurre solo cuando existe una falla en ese circuito. Las depresiones de voltaje ocurren durante el tiempo que persiste la falla sobre una porción amplia del sistema de potencia. Las fallas en alimentadores paralelos o en el sistema de transmisión ocasionan depresiones de voltaje pero no interrupciones. Sin embargo, el usuario industrial puede percibir estas depresiones de voltaje como interrupciones del servicio si su equipo sensible sale de servicio o se dispara por efecto de la caída momentánea de tensión.

II. GENERALIDADES

Existen tres cambios fundamentales en la naturaleza de la carga del usuario y del sistema de potencia que conciernen a la calidad de la energía [1]:

a) La microelectrónica ha producido una creciente categoría de cargas a nivel residencial, comercial e industrial que son muy sensibles a las variaciones de la calidad de la energía. Los esquemas de diseño de integración a gran escala (LSI) y a muy gran escala (VLSI) de los chips modernos han resultado en dispositivos más rápidos, más complejos y con mayor capacidad de memoria para una misma superficie. La lógica para estos circuitos requiere de niveles de tensión y de energía menores, reduciendo el consumo de potencia y por lo tanto los requerimientos de ventilación. Desafortunadamente estos niveles de tensión son más fáciles de perturbar [2].

b) La electrónica de potencia ha producido una nueva

generación de dispositivos de alta capacidad y bajo costo, lo que ha extendido su utilización. Sin embargo, estos mismos dispositivos producen perturbaciones en la calidad de la energía, a los cuales la microelectrónica es sensible. Se estima que la porción de la energía eléctrica total generada para aquellas cargas procesadas por electrónica de potencia se incrementará de un nivel actual de 10-20%, al 50-60% en el año 2010.

c) Mientras que estos cambios dramáticos se están dando en las cargas, las empresas eléctricas y los clientes industriales continúan aplicando capacitores para la corrección del factor de potencia para controlar el voltaje y reducir el flujo de reactivos. Estos capacitores influyen en los muchos tipos de problemas de calidad de la energía, ya que son como una "coladera" para corrientes de alta frecuencia y pueden mejorar la situación o agravarla significativamente, al incrementar los niveles de armónicas, dependiendo de los parámetros del sistema.

La proliferación de las cargas y fuentes no lineales (inciso "b") se ha dado en ausencia de normas completas que limiten las señales armónicas que el sistema de potencia debe ser capaz de soportar y que las empresas eléctricas puedan absorber. Esta situación conduce a problemas de calidad de la energía tanto para las empresas eléctricas como para sus clientes: la caracterización de las fuentes de "energía sucia" y los requisitos de "energía limpia" para cargas sensibles. Lo anterior demanda el establecimiento de guías y normas que seguramente requerirán de evaluaciones técnicas y económicas exhaustivas [8].

Adicionalmente a los tres cambios descritos anteriormente, los problemas de calidad de energía se han agravado debido a la combinación de las siguientes tendencias:

- 1) Una mayor utilización de equipo para procesamiento de datos y comunicaciones.
- 2) Los equipos eléctricos modernos se han vuelto más sensibles al voltaje: los diseños y componentes están en sus límites; se acabaron los diseños sobrados.
- 3) El número de disturbios eléctricos se ha incrementado pues la demanda ha crecido más rápido que la generación.

III. DEFINICIONES

No existe un consenso en la terminología que define los disturbios más comunes que afectan la calidad de la energía. A continuación se describen los términos más utilizados y aceptados en este campo, tanto por fabricantes como usuarios de equipo de

monitoreo de calidad de la energía.

1. Depresiones de voltaje ("voltage sags").- Es un término aceptado comunmente y que significa una reducción breve en el voltaje nominal con una duración que va desde 10 ms (0.6 ciclos) hasta 2.5 seg (150 ciclos). También existen las elevaciones de tensión ("swells"), que no son tan comunes. Las depresiones normalmente no causan daño alguno, aunque fácilmente pueden afectar la operación de cargas sensibles. Las elevaciones de tensión, por otro lado, normalmente no afectan a las cargas sensibles, pero sí pueden ocasionar daño. El término "voltage sag" aún no está incluido en el IEEE Std. Dictionary of Electrical and Electronic Terms. Una depresión severa se define como aquella menor que el 85% de la tensión nominal.

2. Impulso.- Pulso unidireccional con duración menor a dos milisegundos. La magnitud es el valor absoluto del pulso después de filtrar la componente fundamental. Los impulsos pueden tener su origen en las descargas atmosféricas, en maniobra de interruptores y al conectar y desconectar capacitores para la corrección del factor de potencia.

3. Sobretensión.-Un aumento en el voltaje nominal mayor a 0.01s (0.6 ciclos) y menor que 2.5s (150 ciclos).

4. Bajo voltaje.-Una reducción en el voltaje nominal por más de 2.5s.

5. Alto voltaje.- Un incremento en el voltaje nominal por más de 2.5s.

6. Distorsión armónica.- Significa simplemente que la forma de onda de la tensión (o corriente) no es una senoidal pura. Esto resulta de la adición de una o más ondas armónicas que se superponen a la onda fundamental o de 60 Hz.

Al analizar mediciones de calidad de la energía, se debe tener una idea del nivel del disturbio que debe ser preocupante; los siguientes límites pueden ser considerados [6]:

1. Depresiones y elevaciones de voltaje .- Como una regla de dedo, la mayoría de las cargas sensibles pueden tolerar depresiones del 20% abajo de la tensión nominal y elevaciones hasta del 10%. Es importante no perder de vista que lo anterior se refiere a la tensión nominal de c.a. Si se tiene una tensión nominal de 120 Vrms en un ramal que realmente esté suministrando 105 V en la carga, una depresión del 5% puede ocasionar problemas [6].

No existen normas o criterios aceptados para la respuesta de los equipos industriales sujetos a depresiones severas de voltaje. La única guía publicada que se aplica a equipo

procesador de datos es la contenida en el IEEE Recommended Practice for Emergency and Standby Power for Commercial and Industrial Applications (Orange Book). En la ref [5] se encontró que en un suministro a 40 kV a una planta industrial, las depresiones de voltaje que afectaban la producción fueron aquellas mayores al 13% y con una duración mayor a los cinco ciclos.

2. Impulsos.- Como una regla de dedo, si la magnitud pico (en volts) es menor que el 100% de la tensión rms del circuito, entonces el impulso normalmente no ocasionará ningún daño. Sin embargo, si es mayor que el 20% que la tensión rms del circuito, puede afectar la operación de cargas sensibles [6].

3. Distorsión armónica.- En un transformador con poca carga o carga moderada, una distorsión armónica total de la corriente (THD) menor al 20% normalmente no presenta problemas. Sin embargo, si el transformador está cargado al 70% o más de su capacidad de placa, cualquier THD de la corriente es motivo de preocupación. En un circuito ramal, si el THD del voltaje es menor de 6% y el THD de la corriente es menor al 20%, probablemente todo se encuentre bien. Si el equipo sensible que requiere atención incluye grandes circuitos magnéticos, es deseable limitar el THD del voltaje a valores de 2% o menores [6].

IV ENCUESTAS SOBRE CALIDAD DE LA ENERGIA

En la literatura técnica aparecen cada vez con mayor frecuencia, estadísticas que se han llevado a cabo en industrias u otro tipo de cargas, con objeto de caracterizar los problemas de calidad de la energía. Por ejemplo, el porcentaje de los disturbios que se presentan como depresiones de voltaje ("sags"), como sobretensiones, como impulsos, por distorsiones de la onda senoidal, etc. También es preocupación actual cuantificar las magnitudes y duraciones de estos disturbios, que afectan a los diferentes tipos de cargas, principalmente aquéllas que hacen uso intensivo de la electrónica de potencia.

En la ref [3] también se reportan resultados de una encuesta, en este caso las depresiones de voltaje fueron los únicos disturbios que ocasionaron directamente pérdida de producción y representaron el 68% de los disturbios registrados. Del análisis de estas depresiones se determinó que el umbral para afectar la producción lo representaba las depresiones mayores al 13% de la tensión nominal y con una duración mayor a 8.3 ms (1/2 ciclo).

En la referencia [1] se ilustran algunos resultados de encuestas realizadas en diferentes industrias:

1. Un poco más del 62% de los disturbios fueron depresiones de

voltaje con duración menor a medio segundo (30 ciclos). Típicamente, estas depresiones son resultado de condiciones de falla: un corto circuito en el sistema de la empresa suministradora, descargas atmosféricas, ramas de árbol o pequeños animales. Las depresiones de voltaje también son resultado del arranque de un motor, aunque estas subtensiones comúnmente son mayores en duración de 30 ciclos y el voltaje asociado no es tan bajo. La magnitud y duración de la depresión de voltaje determina la magnitud del daño al equipo sensible.

2. Aproximadamente el 21% de los disturbios fueron impulsos de voltaje transitorios. La conexión y desconexión de cargas ocasiona estos impulsos. Normalmente no representan un problema hasta que sobrepasan el 200 o 300 % del voltaje rms. El impulso es una elevación transitoria con duración menor a medio ciclo. Otras causas comunes de impulsos son: descargas atmosféricas cercanas, descargas estáticas y arqueos entre contactos.
3. Las interrupciones constituyeron el 14% de los disturbios. Ningún sistema es invulnerable a las interrupciones. Estas son ocasionadas por cortos circuitos, descargas atmosféricas, malfuncionamiento del equipo, accidentes automovilísticos, excavaciones en sistemas subterráneos, etc.
4. Las sobretensiones de voltaje representaron el 2%.

Otro estudio citado con frecuencia en la literatura fue realizado por los laboratorios de la compañía Bell Telephone, con los siguientes resultados [3]:

1. Se observó la siguiente distribución entre los disturbios:

Sobretensiones = 0.7%
 Interrupciones = 4.7%
 Impulsos = 7.4%
 Depresiones = 87.2%

Debido a que las depresiones se registraron simultáneamente en todos los sitios de monitoreo, la fuente de estas depresiones está en el sistema de la compañía suministradora.

La duración media de las depresiones fue de 190 ms (11.4 ciclos) y ninguna ocurrió por menos de 100 ms (6 ciclos).

2. Se encontró una correlación importante entre las tormentas eléctricas y las depresiones de tensión más severas. El 81% de estas depresiones severas ocurrieron durante tormentas eléctricas en el área y 8 de las 16 depresiones más severas fueron el resultado de dos tormentas únicamente.

3. No se encontró correlación alguna entre la ocurrencia de impulsos y las descargas atmosféricas. Los ocho impulsos de mayor magnitud que se registraron en una subestación de 40 kV fueron comparados con los datos del sistema de detección de rayos de la empresa eléctrica. En siete (7) de estos casos, no hubo actividad de rayos dentro de un área de varios cientos de kilómetros. En uno de los casos hubo descargas atmosféricas no más próximas de 32 km de la planta.
4. El último grupo de disturbios que se consideraron fueron tensiones arriba y abajo del valor rms nominal. Ninguno de estos disturbios se pudo correlacionar con algún paro de producción en la planta.

V EQUIPO ACONDICIONADOR DE LINEA

Los equipos acondicionadores de línea se encuentran disponibles en una amplia variedad de tipos, configuraciones y diseños; dependiendo de la aplicación. Dicha variedad comprende desde supresores de transitorios sencillos, pasando por reguladores de tensión constante, motores-generadores, hasta unidades combinadas; UPS híbridas, estáticas y rotatorias. En este inciso se está denominando como equipo "acondicionador de línea" a cualquier dispositivo que contribuya a resolver alguno de los problemas de calidad de la energía que se han mencionado anteriormente. Cabe hacer la aclaración que algunos autores [7] denominan equipo acondicionador de línea solamente a aquél que cumple como mínimo las siguientes tres funciones:

1. Proporcionar aislamiento entre la salida y la entrada, permitiendo un sistema de tierras adecuado en la carga.
2. Regular el voltaje de salida, mitigando los efectos de depresiones de voltajes y sobretensiones.
3. Proporcionar filtros (atenuación) tanto de ruido de modo común como de modo transversal.

De cualquier forma, el propósito de este inciso es ilustrar con una breve descripción la función de diferentes dispositivos, relevante a los problemas de calidad de la energía.

a. Supresores de sobretensiones transitorias.- Dispositivos de bajo costo disponibles para microcomputadoras con contactos múltiples e incluyendo varistores de óxido de metal. Eliminan los efectos de picos breves de alto voltaje.

b. Filtros.- Remueven señales de alta frecuencia (ruido), armónicas y otros contaminantes de los sistemas de energía y de datos. Estos equipos normalmente incluyen una combinación

de transformadores y capacitores que permiten la reducción tanto del ruido de modo común como de modo transversal. También se pueden incluir circuitos de supresión para atenuar picos de alto voltaje y alto contenido de energía. En su forma más simple el filtro es un pasabajas, diseñado para dejar pasar el voltaje de 60 Hz y bloquear las altas frecuencias o los transitorios con frente de onda escarpado. Aquí también se incluyen dispositivos de propósito especial como los diseñados para reducir en particular la distorsión de la frecuencia.

c. Transformadores de aislamiento.- Evitan que el ruido de la fuente de potencia llegue a las computadoras y otro equipo sensible. Un transformador de este tipo está construido con los devanados separados entre el primario y secundario para la atenuación del ruido de modo común. También habilita el establecimiento de una tierra de alta calidad próxima a la carga. Estos transformadores de aislamiento están equipados frecuentemente con una jaula de Faraday entre el devanado primario y secundario. Esta pantalla es una lámina conductora de material no-magnético conectado a tierra para reducir el efecto del acoplamiento capacitivo entre los devanados primario y secundario, formando una trayectoria para el ruido de modo común que se convierte a ruido de modo normal en el devanado secundario del transformador. Los autotransformadores, utilizados en aparatos electrodomésticos y en algunos acondicionadores de potencia, no proporcionan aislamiento alguno ni tampoco atenuación.

d. Transformadores de tensión constante o reguladores de voltaje.- Proporcionan el voltaje nominal requerido en la carga a pesar de amplias fluctuaciones en la tensión de suministro. Este tipo de transformadores ha evolucionado de alguna manera sin que se le preste una atención especial al diseño de la curva B-H del núcleo, o los circuitos en su terciario. Algunos diseños dependen en la saturación y pérdidas del núcleo; estos diseños pueden no ser extrapolables a niveles mayores de potencia (>250 kW) debido al calentamiento excesivo asociado con las pérdidas [8]. A los diseños que dependen de la saturación se les conoce como transformadores ferro-resonantes. Consisten de un transformador especial combinado con un capacitor diseñado para resonar a la frecuencia nominal. Esto normalmente se encuentra incorporado en un transformador de aislamiento junto con filtros adicionales para eliminar armónicas autoinducidas. El efecto de filtrado del transformador ferro-resonante también reduce la distorsión armónica. Como presentan una alta impedancia a la salida, su comportamiento con cargas que varían bruscamente a la salida no es satisfactorio. Entre sus principales ventajas son su sencillez, confiabilidad y bajo costo. Pueden aceptar una tensión de entrada hasta de -30% de la tensión nominal, manteniendo una tensión a la salida de $\pm 5\%$

o menos. Entre sus desventajas se menciona que son pesados, grandes, ineficientes y ruidosos. Son muy sensibles a la frecuencia y no son adecuados para operar en un medio en donde exista variación de la misma.

En [4] se reportan pruebas de laboratorio a un transformador de 1 kVA de este tipo. Se observó un incremento sustancial en el contenido armónico de la corriente cuando la tensión de entrada se incrementa un 10% arriba del nominal. Esto se debe a la saturación del núcleo del transformador ferro-resonante. Dentro de esta clasificación existen también los transformadores cambiadores electrónicos de taps, que proporcionan un control activo a la salida. Los cambiadores de taps incluyen un circuito para sensar la salida, permitiendo a la lógica de control seleccionar el tap adecuado. Pueden incluir aislamiento completo y blindaje, así como atenuación de ruido de modo común.

c. Sistemas motor-generador. - Consisten de un motor eléctrico de c.a. que opera un generador de c.a. de manera que la carga esté aislada eléctricamente de la línea de alimentación. Proporcionan un voltaje de salida igual o diferente a la tensión de entrada. Mantienen el voltaje constante mediante reguladores de voltaje automáticos controlando la excitación del campo. Es el método más tradicional para mejorar la calidad de la energía. Pueden acomodar un amplio rango de voltajes de entrada, como $\pm 40\%$ y al mismo tiempo mantener una salida muy reducida del orden de $\pm 2\%$ o menos. Esencialmente, ni ruidos, ni impulsos, ni otro disturbio puede pasar de la línea a la carga pues existe un aislamiento absoluto tanto físico como eléctrico. Proporcionan cierta cantidad de "ride through" por el momento de inercia de los elementos rotatorios, aproximadamente 20 ciclos. Tienen menor impedancia que los dispositivos estáticos y no son tan sensible a corrientes pico. La eficiencia típica de estos sistemas es baja, de manera que los costos de energía en un periodo de tiempo largo pueden ser importantes. Su confiabilidad es muy alta.

d. Sistemas ininterrumpibles de energía (UPS). - Estos sistemas representan la única protección completa contra cualquier disturbio de entrada. Los sistemas UPS operan en línea con un rectificador CA-CD a la entrada que se usa para alimentar un inversor, al mismo tiempo que se mantiene la batería a plena carga. El inversor convierte la CD en CA. La UPS también proporciona una buena regulación de voltaje a la salida y puede proporcionar 60 dB de atenuación de ruido. Algunos sistemas recientes se denominan sistemas interactivos, ya que la alimentación de la compañía eléctrica se conecta directamente al sistema del inversor. De manera que al haber una interrupción del servicio, el inversor simplemente toma la carga, obviando la necesidad de una cuchilla de transferencia. Los sistemas estáticos y rotatorios UPS utilizan baterías como

fuerza de energía cuando se interrumpe la alimentación normal; sin embargo, algunos sistemas rotatorios no requieren baterías. Ya que la energía de las baterías es cara, se limita a periodos cortos de 5 min a 1 hr, siendo un valor típico 15 min. Presentan la desventaja que pueden ser una fuente de armónicas cuando la tensión de entrada es 10% mayor que la nominal. Se han medido armónicas nones (3a. y 5a.), así como algunas armónicas pares (2a. y 4a.). Dentro de esta clasificación podríamos incluir a los sistemas de potencia en "standby". Estos sistemas difieren de los UPS tradicionales en que no están conectados en serie, sino que están fuera de línea y se conectan a la carga cuando existe algún disturbio. Estos equipos no proporcionan regulación de voltaje a la salida, pero normalmente se incluye algo de atenuación de ruido mediante un filtro.

e. Sistemas rotatorios UPS.- Son diferentes en concepto y en diseño a los sistemas estáticos UPS. El aspecto común entre los sistemas rotatorios UPS es que la carga se alimenta por un conjunto motor-generador durante operación normal y durante la pérdida de energía. La salida del motor generador es una onda senoidal limpia, de baja distorsión, completamente aislada de los disturbios en la alimentación de entrada del motor. Muchos de los sistemas rotatorios comerciales son lo suficientemente silenciosos como para instalarse dentro del mismo cuarto que el sistema de computación. Debido a su confiabilidad y robustez, los UPS con elementos de potencia rotatorios continúan siendo populares, particularmente en aplicaciones de alta potencia. Un híbrido fuera de línea es simplemente un sistema motor-generador con uno "standby". Un híbrido en línea tiene todos sus componentes para carga continua.

Los fabricantes de equipo industrial tratan de incorporar inmunidad contra los disturbios. Sin embargo, estos fabricantes operan en un mercado extremadamente competitivo y deben encontrar un balance entre el comportamiento del equipo, las solicitudes del usuario y el costo. Sin información específica sobre los requisitos de calidad de la energía en el sitio, los fabricantes incorporan aquellas características que ellos creen satisfacen las necesidades de la mayoría de las instalaciones.

El equipo acondicionador de línea se puede instalar en aquellos sitios que presentan problemas específicos, analizados caso por caso.

En la tabla I se presentan, por una parte, las tecnologías comúnmente utilizadas en la actualidad para resolver problemas de calidad de la energía. Por otro lado aparecen los disturbios que "contaminan" al suministro de energía eléctrica, indicándose con una "x" la tecnología que resuelve cada disturbio.

TABLA I
Disturbios más comunes y la tecnología que los resuelve

Tecnología	Sags	Impulsos	salidas	sobre- tensio- nes	cost/kva (U.S.)
Supresores de sobretensiones transitorias		X			\$15-100
Transformadores de aislamiento		X			\$50-250
Reguladores de voltaje	X			X	\$130-600
Acondicionadores de línea	X	X		X	\$150-500
Motor Generador	X	X		X	\$100-400
UPS	X	X	X	X	\$500-2000

VI ORIGENES DE LAS DEPRESIONES DE VOLTAJE

Las fallas que resultan en depresiones de voltaje pueden ocurrir en la planta o en el sistema eléctrico de la compañía suministradora. La condición de depresión de voltaje dura hasta que la falla se libera por algún dispositivo de protección. En la planta, esto será por la operación de un fusible o algún interruptor. En el sistema de alimentación, la falla puede despejarse por un fusible o un interruptor de la subestación. Si la empresa eléctrica emplea recierres, la condición de depresión de voltaje puede ocurrir múltiples veces.

Las fallas en el sistema eléctrico pueden ocurrir a nivel de transmisión o distribución. Las fallas en el sistema de transmisión pueden afectar a más usuarios, inclusive aquéllos localizados a varios kilómetros de distancia, en otras partes de la red. Es posible que usuarios a distancias de cientos de kilómetros del punto de la falla puedan experimentar una depresión de voltaje que resulte en la mala operación de algún equipo. Las depresiones en distribución pueden afectar a usuarios en un alimentador adyacente.

Las depresiones de voltaje debidas a disturbios en transmisión normalmente son más cortas que en distribución. Debido a la gran cantidad de energía involucrada en las fallas de transmisión; éstas se liberan lo más rápido posible. Otra razón por la cual las depresiones en transmisión son de duración corta es que la mayoría de los sistemas de transmisión tienen cierto grado de interconexión, a diferencia de la mayoría de los sistemas de distribución, que son radiales.

La mayoría de las fallas en un sistema eléctrico son del tipo monofásico a tierra. Las fallas trifásicas son más severas, pero menos comunes. Las fallas monofásicas a tierra resultan de condiciones ambientales como rayos, viento y hielo. La contaminación de los aisladores, contacto por animales, ramas que caen o accidentes de transporte también son causas de falla. Aunque la empresa eléctrica intenta prevenir todo tipo de falla en el sistema, éstas no se pueden eliminar en su totalidad. Las descargas atmosféricas pueden causar flameos por rayos directos o por flameo inverso. A pesar de las medidas tomadas (apartarrayos, hilos de guarda, baja resistencia a tierra), las fallas por rayos no se pueden eliminar por completo. Siempre podrá existir una descarga atmosférica con la suficiente magnitud o frente de onda rápido que ocasione flameos.

A. Voltaje en la planta durante una falla monofásica a tierra.-

Las fallas monofásicas a tierra en el sistema eléctrico de la empresa suministradora son la causa más común de las depresiones de voltaje en una planta industrial. El voltaje en la fase fallada se va a cero en el punto de la falla. El voltaje en la subestación o en alimentadores paralelos dependerá de su distancia al punto de la falla. En general, mientras más cercano el punto de falla a una planta industrial, mayor será la depresión registrada en dicha planta.

Las parámetros importantes para la sensibilidad del equipo son los voltajes en la barra del usuario. Estos voltajes dependen de las conexiones del transformador entre el sistema fallado y el bus del usuario. Para el caso del sistema de distribución, el peor caso ocurre cuando la falla está cerca de la subestación de la planta o de la subestación que alimenta la planta. Los voltajes en el bus del usuario dependerán de las conexiones del transformador como lo indica la tabla II.

TABLA II

Voltajes mínimos en el secundario
con falla a tierra en el primario del transformador

Conexión del transformador	Voltaje mínimo fase a fase	Voltaje mínimo fase a neutro
estrella aterr.-estrella aterr	0.58	0.00
estrella aterr.-estrella	idem	idem
estrella-estrella	0.58	0.33
estrella-estrella aterr.	idem	idem
delta-delta	idem	idem
estrella-delta	0.33	---
estrella aterr.-delta	idem	---
delta-estrella aterr.	0.33	0.58
delta-estrella	idem	idem

Aún con una falla monofásica en el primario del transformador, la depresión de voltaje en el bus del usuario en teoría no será menor que el 33% del valor nominal.

B. Equipo industrial afectado por depresiones de voltaje

Los voltajes que se experimentan durante una condición de depresión de voltaje dependerán de la conexión del equipo. Ya la tabla anterior nos mostró que los voltajes de fase a neutro individuales y los fase a fase durante condiciones de falla monofásica pueden ser muy diferentes entre sí. Algunas cargas monofásicas no se afectarán mientras que otras saldrán de servicio, aún cuando su sensibilidad a depresiones de voltaje sea idéntica.

Las diferentes categorías de equipo y aún las diferentes marcas de equipo dentro de una misma categoría (por ej. dos modelos diferentes de controladores de velocidad) tienen diferencias significativas en cuanto a su sensibilidad a depresiones de voltaje. Esto hace difícil desarrollar un estándar único que defina la sensibilidad del equipo en procesos industriales.

Las curvas reportadas en la literatura, limitadas todavía a

equipo procesador de datos, muestran que la sensibilidad al voltaje es muy dependiente de la duración de la depresión de voltaje. Las depresiones permitidas van desde 0% de voltaje durante 1/2 ciclo hasta el 87% de voltaje durante 30 ciclos.

En realidad, las características operacionales del equipo industrial varían durante estas depresiones de voltaje, algunos ejemplos son:

1) Contactores de motores y relevadores electromecánicos.-

Los datos proporcionados por un fabricante indican que su línea de contactores para motores se dispara al 50% del voltaje si la condición permanece por más de un ciclo. Estos datos variarán entre fabricantes y algunos contactores se disparan al 70% del voltaje nominal.

2) Lámparas de alta intensidad.-

Las lámparas de mercurio se apagan aproximadamente al 80% de su voltaje nominal y requieren de algún tiempo para volver a prenderse. Una depresión de voltaje que apaga una lámpara de alta intensidad en ocasiones es interpretada como una interrupción de larga duración.

c) Controladores de velocidad.-

Algunos controladores están diseñados para soportar las depresiones de voltaje. Esta capacidad de soporte puede ser de 0.05 seg (3 ciclos) a 0.5 seg (30 ciclos), dependiendo del fabricante y del modelo. Otros modelos se disparan con una depresión del voltaje al 90% detectada por 50 mseg (3 ciclos).

d) Controladores lógicos programables.-

Esta es una categoría importante de equipo para procesos industriales porque el proceso completo está bajo el control de estos dispositivos. Aunque la sensibilidad a depresiones de voltaje varía entre las diferentes partes de los controladores, se ha encontrado, por ejemplo, que las unidades remotas de entrada/salida se disparan con voltajes tan altos como el 90% del valor nominal durante unos cuantos ciclos.

El amplio rango de sensibilidades subraya la importancia de trabajar con el fabricante para asegurarse que el equipo puede trabajar en un medio ambiente adecuado.

VII EVALUACIÓN DE SOLUCIONES

Para el caso de un planta existente, es útil obtener datos históricos que puedan correlacionar la operación de equipo sensible con los disturbios del sistema de potencia.

La actividad más útil para cualquier planta existente es llevar a cabo un estudio de disturbios por un periodo de uno o dos meses, incluyendo si es posible la temporada de lluvias. Se sugiere realizar el monitoreo en el mismo punto que alimenta al equipo sensible y debe usarse equipo capaz de registrar los transitorios que pueden dañar a las cargas sensibles.

Existe en la actualidad equipo diseñado para llevar a cabo estas funciones de monitoreo que, a diferencia de los registros de voltaje tradicionales en gráficas circulares, son capaces de registrar variaciones de voltaje en periodos cortos de tiempo y operar continuamente durante semanas.

De ser posible; el equipo sensible se debe alimentar mediante una línea "dedicada", lo más próximo posible a la alimentación de la empresa eléctrica para minimizar los efectos de otras cargas en el sistema que pudieran en todo caso ocasionar disturbios de voltaje.

La evaluación adecuada de alternativas para mejorar el equipo de la planta y la red de distribución requiere de una comparación costo-beneficio. Por ejemplo, una vez determinados los costos de instalar algún método para mejorar la depresión de voltaje en algún equipo de proceso sensible, se deben determinar los beneficios de recuperar la producción perdida, material, calidad en el producto y respuesta del consumidor. Si existen los datos necesarios, el costo de implantar una determinada solución se puede evaluar contra el flujo de efectivo esperado de la recuperación de las pérdidas en producción.

VIII. REFERENCIAS

- 1) Carter, Wendell, W., "Control of Power Quality in Modern Industry", IEEE Annual Textile Industry Technical Conference, Cat#89CH2697-1, 1989, p.II/1-4.
- 2) Flory, John E., et al, "The Electric Utility-Industrial User Partnership in Solving Power Quality Problems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.5, No.3, August 1990, pp.878-886
- 3) Wagner, Van E., et al, "Power Quality and Factory Automation", Proceedings Power Quality, October 1989.
- 4) Datta, S.K., J.T.McKenna, "The Effects of Power Line Disturbances on Switching Regulators and Power Pollution caused by Mitigation Equipments [sic]", Proceedings Power Quality, octubre 1989.
- 5) _____, "Power Conditioning & Protection", EC&M, Vol.91, No.12, noviembre de 1992, p.110.
- 6) McEachem, A., "Power Quality: How Bad is Bad?", EC & M, febrero de 1993, p.26.
- 7) Waterman, John, "Power Quality Improvement Equipment".
- 8) Domijan, A., G.T.Heydt, A.P.S.Meliopoulos, S.S.Venkata, and S.West, "Directions of Research on Electric Power Quality", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol.8, No.1, January 1993.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

C U R S O S A B I E R T O S

II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS,
INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS

MODULO I: SISTEMAS DE DISTRIBUCION

COORDINACION DE AISLAMIENTO

EXPOSITOR: DR. RAUL VELAZQUEZ SANCHEZ

SOBRETENSIONES

CONCEPTOS BASICOS

1. INTRODUCCION

A pesar de que los sistemas eléctricos operan en régimen permanente la mayor parte del tiempo, deben estar diseñados para soportar las peores condiciones a las cuales estarán sometidos. Estas condiciones extremas son normalmente producidas durante situaciones transitorias que deben ser detalladamente analizadas en las etapas de diseño.

Un sistema de potencia eléctrica está básicamente conformado por elementos que almacenan, intercambian o disipan energía. Con el fin de facilitar el análisis de un sistema eléctrico se han desarrollado técnicas que representan sus componentes por elementos inductivos (L) que almacenan energía en forma de campos magnéticos, elementos capacitivos (C) que almacenan energía en forma de campos eléctricos y elementos resistivos (R) que disipan energía en forma de calor. Todos los componentes de un sistema eléctrico tienen un comportamiento que puede representarse por elementos R, L, C.

En régimen permanente (estado estable), la energía almacenada en las inductancias y capacitancias de un circuito de corriente continua es constante mientras que en un circuito de corriente alterna la energía es transferida cíclicamente entre las inductancias y capacitancias.

Cada vez que ocurren cambios lentos o rápidos en las condiciones de operación de un sistema eléctrico, como por ejemplo un aumento en la demanda de una subestación, la maniobra de un interruptor o una descarga atmosférica sobre algún equipo, ocurre una redistribución de energía hasta alcanzar una nueva condición de equilibrio. Dicha redistribución de energía no puede ocurrir instantáneamente porque la corriente no varía bruscamente en una inductancia y una tensión no varía bruscamente en las terminales de una capacitancia.

La redistribución de energía originada por un disturbio o cambio en el circuito ocurre durante un tiempo finito. Durante ese tiempo la redistribución está gobernada por el principio de conservación de la energía, es decir, el valor de la energía suministrada es igual a la energía almacenada más la energía disipada.

Estas redistribuciones de energía se conocen como fenómenos transitorios electromagnéticos que deben ser analizados ya que durante ellos, los

equipos son sometidos a grandes esfuerzos producidos por las sobretensiones, sobrecorrientes o formas de onda anormales asociados a ellos.

En general, un evento cualquiera podrá dar origen a una combinación de efectos pero en la mayoría de los estudios, alguno de estos efectos es más importante que los otros. En esta conferencia los estudios de sobretensiones son los de mayor interés.

Para el análisis de la distribución y redistribución de energía en sistemas de potencia se han desarrollado técnicas analíticas que son complejas, inclusive para sistemas relativamente pequeños, lo cual hace necesario el uso de computadores digitales o analógicos.

El estado estable de un sistema se analiza mediante simulaciones comúnmente llamadas Flujo de Cargas que consisten básicamente en determinar el vector de tensiones que satisface unas condiciones dadas de potencia en las subestaciones.

El estado transitorio de un sistema se estudia para analizar su respuesta a un disturbio. Los estudios de Estabilidad Transitoria, Estabilidad Dinámica, Cálculo de Cortocircuito y Cálculo de Sobretensiones son los más importantes dentro del análisis de respuestas transitorias.

El principal objetivo de los estudios de sobretensiones es el estimar el esfuerzo eléctrico sobre los aislamientos regenerativos de las líneas y de los equipos de maniobra y sobre los aislamientos no regenerativos de los transformadores y reactores, con el fin de hacer la coordinación de aislamiento estadístico o determinística de dichas componentes. Los estudios son por lo tanto enfocados a buscar las condiciones más críticas dentro de las sobretensiones esperadas con mayor probabilidad como consecuencia de los disturbios que puedan presentarse.

2. SOBRETENSIONES

Una sobretensión es una tensión variable con el tiempo, entre fase y tierra o entre fases cuyo valor de cresta es superior al valor de cresta de la tensión máxima de un sistema ($V_m \sqrt{2}/\sqrt{3}$ o $V_m \sqrt{2}$) respectivamente.

La confiabilidad y continuidad en el servicio de un sistema de potencia pueden ser seriamente afectados por la ocurrencia de sobretensiones. Es importante por lo tanto, estudiar la magnitud, la forma, la frecuencia y la probabilidad de ocurrencia de las sobretensiones para dimensionar adecuadamente el aislamiento de las componentes del sistema y coordinarlo con los equipos usados para protección y control de dichas sobretensiones.

Dependiendo de las causas que las originan, las sobretensiones pueden ser clasificadas académicamente como internas o externas. Las internas

son debidas a fallas dentro del sistema como fallas a tierra, interrupción de líneas, etc., o debidas a maniobras de componentes del sistema tales como líneas, transformadores y capacitores. Las sobretensiones externas son causadas por descargas atmosféricas.

Otra clasificación más adecuada desde el punto de vista del análisis de sistemas de potencia es la que se basa en el tiempo de duración (frecuencia) y el grado de amortiguamiento de las sobretensiones. Según esas características se agrupan en sobretensiones atmosféricas, de maniobra y temporales. El tiempo de duración de una sobretensión está asociado al tiempo del pico de onda y el grado de amortiguamiento es una indicación de la capacidad del sistema para absorber la energía envuelta en el transitorio.

Según dicha clasificación, una sobretensión atmosférica es aquella cuya forma de onda puede ser considerada, para fines de coordinación de aislamiento, similar a una onda de impulsos atmosféricos normalizada utilizada en ensayos. Tales sobretensiones son usualmente de duraciones muy cortas y amplitud máxima del orden de 6 p.u. Generalmente las sobretensiones con tiempos de frente de onda hasta de 25 μ s (que corresponden a frecuencias mayores de 50 kHz) y con tiempos hasta el valor medio del orden de 50 μ s, son consideradas como impulsos atmosféricos.

Similarmente, una sobretensión de maniobra es aquella cuya forma de onda, para fines de coordinación de aislamiento pueda ser considerada equivalente a una onda de impulso de maniobra utilizada en ensayos. Tales sobretensiones son en general inferiores a 4 p.u. fuertemente amortiguadas y de corta duración.

Generalmente las sobretensiones con tiempos de frente de onda entre 100 y 500 μ s (que corresponden a frecuencias entre 2 kHz y 0.5 kHz) y con tiempos hasta el valor medio del orden de 2500 μ s, son consideradas como sobretensiones de maniobra.

Según los anteriores conceptos, se debe enfatizar que una sobretensión dada es clasificada como atmosférica o de maniobra con base más en su forma de onda que en el tipo de fuente que le dió origen.

Por otra parte, una sobretensión temporal es aquella cuya forma de onda es oscilatoria, de duración relativamente larga y débilmente amortiguada o sin amortiguamiento. Generalmente, las sobretensiones temporales tiene amplitudes inferiores a 1,5 p.u., con frecuencias cercanas a la fundamental y con tiempos de duración de varias decenas de milisegundos.

La Figura 1 ilustra las sobretensiones con base en su amplitud y duración.

Las características de frecuencia y grado de amortiguamiento de las sobretensiones influyen directamente en el modelo que debe usarse para simularlas y en las técnicas necesarias para analizarlas. En el Numeral

3 se describen algunas de las técnicas y herramientas comúnmente usadas para el cálculo y análisis de sobretensiones.

2.1 Sobretensiones atmosféricas

Las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas son las más rápidas y aleatorias. La ocurrencia de una descarga atmosférica puede ser definida como el rompimiento del aislamiento del aire entre dos superficies cargadas eléctricamente con polaridades opuestas. La Figura 2 muestra la forma típica de una sobretensión atmosférica obtenida por simulación. Existen varias teorías sobre la forma como se desarrolla el proceso de la descarga las cuales coinciden en que el rayo en esencia es una descarga eléctrica producida por acumulación de cargas formada en la atmósfera. La separación y acumulación de cargas ocurre en muchos procesos atmosféricos que involucran movimientos rápidos de aire en presencia de partículas sólidas o líquidas; en la mayoría de los casos la carga de la nube se debe al ascenso de aire húmedo caliente a través de una masa de aire relativamente frío.

En el curso de este proceso, ocurre la separación y acumulación de cargas y al final la nube adquiere una carga positiva (en general) en las regiones superiores y negativa en otras partes excepto en la base de la nube donde se acumula carga positiva en el punto de mayor concentración de corrientes ascendientes.

A medida que la carga se acumula, el campo eléctrico entre partes de la nube, entre nubes o entre la nube y tierra se incrementa, hasta que se da el proceso de ruptura del aire y posteriormente el de descarga.

Cuando una descarga atmosférica alcanza un sistema de potencia, una sobretensión elevada aparece a través de los equipos en las subestaciones y en el aislamiento de las líneas. Si la sobretensión excede la soportabilidad del aislamiento, éste se romperá y aparecerá un arco de potencia que será mantenido por la tensión a frecuencia industrial del sistema. Se hace entonces necesaria la operación de interruptores para eliminar el cortocircuito. Si la descarga se produce a través del aire, de una cadena de aisladores o de equipos con aislamiento autorregenerable, generalmente no se produce ningún daño. Por otra parte si la descarga se produce en aislamientos no autorregenerables como en motores, transformadores o generadores, el daño es permanente.

En general, la protección contra descargas atmosféricas está dirigida contra los impulsos de tensión ya que los impulsos de corriente son menos preocupantes. Aunque las descargas producen corrientes muy altas (200 kA) su duración es muy corta siendo fácilmente soportada por un conductor de pequeño diámetro.

Quando el campo eléctrico en la vecindad de uno de los centros de carga inferiores de la nube alcanza un valor crítico cercano a 10 kV/cm se forma un canal ionizado el cual se propaga con una velocidad que varía entre 0,3% y 7% de la velocidad de la luz. El campo crítico corresponde al valor de ruptura del aire ante la presencia de gran cantidad de gotas de agua.

La "chispa" inicial se extingue a poco de dejar la nube por la neutralización debida a cargas positivas en el espacio que rodea el canal ionizado y por que el centro de carga no tiene suficiente cantidad de carga para ionizar de una vez el canal hasta tierra.

Después de unos 50 μ s posteriores a la aparición de la primera chispa, un segundo impulso aparece siguiendo el camino del primero y propagando el canal ionizado un paso más, hasta que se extingue también. Este proceso continúa varias veces; cada paso incrementa la longitud del canal de 20 a 200 m (en promedio 50 m). Debido a que el proceso tiene una secuencia de pasos en la cual el canal avanza por pasos a la punta del canal se le llama "líder escalonado". El líder escalonado extrae una apreciable cantidad de carga de la nube distribuyéndola en su canal ionizado y sus ramas.

Quando el líder alcanza una altura de 10 a 100 m sobre la superficie de la tierra, la intensidad de campo en la tierra es suficiente para producir un chispa que sale desde la tierra hacia el líder escalonado. Fluye entonces una gran corriente entre la tierra y la nube a través del canal ionizado neutralizando la carga del canal y de sus ramas.

La corriente de neutralización denominada "corriente de retorno" alcanza valores hasta de 200 kA (en promedio de unos 25 kA). La Figura 3 ilustra el proceso de formación de la descarga atmosférica.

La Figura 4 ilustra los cuatro posibles tipos de descargas, clasificados según la dirección de propagación de la descarga piloto y la polaridad de su carga. Los rayos descendentes, tipos (a) y (b) en la figura, son en general los más representativos de las descargas atmosféricas mientras que los tipos (c) y (d) son observados en la cima de montañas o en estructuras muy altas.

2.1.2 Descargas múltiples

Después de la primera descarga denominada descarga principal y después de algunas centésimas de segundo, una segunda chispa viaja rápidamente y de forma continua hasta tierra produciendo otra corriente de retorno. Las chispas siguientes a la primera descarga se denominan "líderes directos" y usualmente viajan siguiendo la ruta principal del canal ionizado por la primera descarga.

En promedio se producen de 3 a 4 descargas por un mismo canal, pero se han llegado a contar hasta 40. Se cree que las descargas posteriores a la descarga inicial se deben a que otros centros de carga de la nube descargan hacia el área original o centro de carga del primer rayo. La Figura 5 ilustra el proceso de las descargas múltiples.

2.1.3 Propiedades de las descargas atmosféricas

Desde el punto de vista del análisis de las descargas atmosféricas, las características más importantes son la amplitud de la corriente del rayo, su forma de onda, la frecuencia de ocurrencia y el ángulo de incidencia. Estas características son muy aleatorias y se presentan en la literatura técnica como distribuciones probabilísticas derivadas de datos obtenidos en estaciones de observación.

2.1.3.1 Intensidad y polaridad de la corriente

Tanto en los estudios para la determinación de la protección de sistemas de potencia como en el análisis del desempeño eléctrico de líneas de transmisión, la corriente del rayo es la propiedad más importante de la descarga atmosférica.

Para efectos de modelación la corriente de la descarga puede considerarse como una fuente de corriente ya que la magnitud de la corriente es independiente del valor de resistencia en el punto de terminación de la descarga porque la impedancia del canal del rayo es relativamente alta, con lo cual la impedancia total de la trayectoria no se altera con la resistencia terminal (ej. impedancia de la torre y su resistencia de puesta a tierra).

La Figura 6 presenta una distribución de probabilidad para la intensidad de corriente del rayo construida a partir de datos obtenidos en la estación de observación de Monte San Salvatore (1).

2.1.3.2 Forma de onda

La forma de una onda de descarga atmosférica es normalmente especificada por el frente de onda y por su cola. El frente es el tiempo para alcanzar su valor máximo mientras que la cola es el tiempo para caer hasta la mitad del valor máximo. Así por ejemplo una onda de $1,2 \times 50$ us alcanza su valor máximo en 1,2 us y cae hasta su valor medio en 50 us.

Se ha encontrado que las descargas positivas se caracterizan por intensidades mayores pero menores frentes de onda que las descargas negativas. Las descargas positivas presentan usualmente sólo una componente mientras que las negativas tienen normalmente varias descargas subsecuentes. Estas descargas tienen normalmente valores de

frentes de onda menores que las primeras descargas. La Figura 7 presenta la distribución de los tiempos de frente de onda para descargas positivas y negativas.

Otra característica importante de las ondas de corriente es su tasa de crecimiento. De las observaciones realizadas en el Monte San Salvatore (1) fueron construidas las distribuciones de tasas de crecimiento para varios tipos de descargas, según se ilustra en la Figura 8.

Es importante resaltar la relación existente entre la intensidad de corriente y el tiempo para alcanzar su valor máximo. La probabilidad de ocurrencia de corrientes de alta intensidad con tiempos de cresta muy bajas, es muy reducida. Lo mismo ocurre con corrientes de pequeña intensidad y tiempos de cresta elevados.

2.1.3.3 Frecuencia de ocurrencia

La frecuencia de ocurrencia de descargas o actividad tormentosa depende grandemente de las condiciones climáticas y por lo tanto varía de año en año, razón por la cual se necesitaría una observación a muy largo plazo para poder determinarla con cierta confiabilidad. La medida de esta actividad se basa en el simple principio de anotar el número de días en el año en los cuales se "escuchan" descargas atmosféricas en cierta región. La media de este valor para varios años se conoce como "nivel cerámico" o simplemente "días tormentosos", para la región.

Si se hacen bastantes observaciones de manera sistemática para un período largo, la actividad tormentosa, o nivel cerámico para una cierta área o país puede ser llevado a mapas y dibujado como líneas "isocerámicas". En nuestro país tenemos regiones con niveles cerámicos de hasta 242 días tormentosos/año. El mapa colombiano de niveles cerámicos y su utilidad en el diseño de las líneas de transmisión será presentado dentro de los conceptos de coordinación de aislamiento.

2.1.3.4 Angulo de incidencia

La incidencia de las descargas atmosféricas se realiza invariablemente con alguna inclinación con relación a la vertical. Este ángulo también presenta una naturaleza estadística.

La suposición de que las descargas inciden verticalmente sobre líneas y subestaciones, introduce errores en los estudios de desempeño de las líneas, principalmente en lo que se refiere a fallas de blindaje y en la definición del esquema de apantallamiento en subestaciones ya que el área de exposición de los conductores queda reducida, haciendo que la posibilidad de que un cable conductor sea alcanzado también se reduzca. Es por lo tanto razonable admitir una determinada distribución de ángulos de incidencia. La Figura 9 muestra la distribución de ángulos de incidencia propuesta por Armstrong y Whitehead (1).

2.1.4 Efectos de las descargas atmosféricas sobre los sistemas de potencia

Las descargas atmosféricas sobre las subestaciones son eventos de baja probabilidad de ocurrencia y por tanto no son usualmente tema de mayores consideraciones ya que las subestaciones son apantalladas contra descargas por medio de mástiles y cables de guarda reduciendo a valores despreciables las descargas que puedan alcanzar los conductores de fase y los equipos.

Los estudios se limitan entonces a la incidencia sobre las líneas de transmisión de descargas atmosféricas directas o indirectas.

2.1.4.1 Descargas directas

Las descargas directas son aquellas que caen sobre los conductores de fase de la línea. El comportamiento de dicha descarga sobre la línea depende principalmente de la intensidad de su corriente, de la impedancia que los conductores presentan a la propagación de la onda (impedancia característica), del aislamiento de la línea y del valor de la tensión de fase en el momento de la descarga. Las caídas directas producen sobretensiones elevadas que normalmente originan fallas en el aislamiento de la línea. Por ejemplo un rayo de 30 kA (50% de las descargas negativas tienen corrientes mayores de 30 kA según la Figura 6) que caiga en una línea de transmisión con una impedancia característica de 400 ohm, generará una tensión de $V = IZ/2 = 30 \times 400/2 = 6.000 \text{ kVp}$, tensión que supera el nivel de aislamiento de una línea de hasta 750 kV. El riesgo de dichas caídas se disminuye mediante el uso de cables de apantallamiento o cables de guarda que se instalan sobre los conductores de fase para atraer las descargas y evitar las descargas directas.

Los cables de guarda se localizan según el modelo electrogeométrico (5, 3, 16) de tal forma que las intensidades de corriente con posibilidades de alcanzar los conductores de fase, sean limitadas a un valor que no produzca fallas en la línea. El modelo electrogeométrico básicamente define una relación entre la intensidad de la corriente de descarga y la distancia de atracción, tal como se ilustra en la Figura 10. Este modelo será detallado dentro del diseño del apantallamiento de la línea.

2.1.4.2 Descargas indirectas

Quando una descarga atmosférica alcanza una torre o un cable de guarda de una línea de transmisión se genera una sobretensión cuya amplitud máxima ocurre en el punto de incidencia y que en algunos casos puede romper el aislamiento de la línea. Los efectos de las caídas indirectas pueden ser minimizadas con un diseño optimizado de la puesta a tierra de

las torres y del número adecuado de aisladores de la línea.

Básicamente, una descarga en el cable de guarda se propaga hasta alcanzar una torre, la cual ofrece una trayectoria a tierra a dicha descarga. El paso de la descarga por la torre produce una sobretensión a través de la cadena de aisladores que puede, dependiendo del valor de la corriente de la descarga, alcanzar el valor suficiente para romper el aislamiento de la cadena de aisladores, iniciando un arco o flameo (llamado flameo inverso) que sigue siendo mantenido por la tensión a frecuencia industrial. Si la descarga cae directamente sobre una torre el proceso es esencialmente el mismo.

La sobretensión originada por la descarga a través de la torre es afectada drásticamente por la resistencia de puesta a tierra de la torre y por lo tanto es un parámetro importante para el control de la incidencia de las descargas indirectas sobre el comportamiento de las líneas.

El flameo que produce el rompimiento del aislamiento de la cadena de aisladores produce dos efectos principales:

- Inyecta una onda de corriente con su onda de sobretensión asociada que se propaga por los conductores hacia las subestaciones y que debe ser controlada por los pararrayos instalados como protección a los equipos.
- El arco producido continúa siendo alimentado por la tensión a frecuencia industrial y por tanto debe ser interrumpido por los interruptores bajo comando de las protecciones.

La Figura 11 ilustra el concepto de las descargas indirectas. La Figura 12 muestra las tensiones producidas por flamenos inversos.

2.2 Sobretensiones de maniobra

Las sobretensiones de maniobra son originadas principalmente por la operación de interruptores o por la aparición de fallas en un sistema eléctrico. Los efectos de las sobretensiones de maniobra son un factor determinante en el proyecto económico tanto de los equipos de subestaciones como de las líneas especialmente las de alta tensión. En este Numeral se tratarán algunos aspectos generales de estas sobretensiones así como la forma de determinarlas y controlarlas. Un análisis completo de este tema está fuera del alcance de esta conferencia pero puede ser consultado en las Referencias (1, 5, 15).

Las sobretensiones de maniobra son fenómenos transitorios electromagnéticos que algunas veces son super-impuestas a la tensión a

frecuencia industrial. Su probabilidad de ocurrencia depende del número de fallas y operaciones de maniobra que se presenten en el sistema. Su magnitud está influenciada por la configuración del sistema, por su potencia de cortocircuito y por las características de los equipos. Las sobretensiones pueden ser reducidas por la compensación paralela, los resistores de pre-inserción y de apertura o por subestaciones intermedias cuando se trata de líneas largas. Normalmente, las sobretensiones decrecen a medida que evoluciona el sistema y se construyen enlaces fuertes eléctricamente entre los centros de generación y de carga. La Figura 13 muestra la forma típica de una sobretensión de maniobra. Según se describirá en el Numeral 3 la determinación de las sobretensiones de maniobra se realiza normalmente utilizando simuladores analógicos de redes (TNA) (6, 9) o programas digitales de transitorios electromagnéticos como el EMTP (2) los cuales permiten representación trifásica de las redes.

Una característica importante de las sobretensiones de maniobra, especialmente de las producidas durante energizaciones es su naturaleza probabilística, o sea, que para una maniobra determinada, se pueden obtener sobretensiones diferentes, ya que dependerán no solo de la dispersión de polos del interruptor sino del punto de la onda de tensión donde ocurre el cierre.

Las principales maniobras que normalmente producen sobretensiones son: Energización de líneas y transformadores, maniobra de capacitores y reactores, recierres monopolares y tripolares de líneas, aplicación y eliminación de fallas, sobrecorrientes en capacitores serie y tensiones de restablecimiento en interruptores (TRV).

En esta conferencia se describirán en detalle las sobretensiones producidas por energizaciones y recierres. Las sobretensiones producidas por otros tipos de maniobra pueden ser consultadas en las Referencias (1, 2, 3, 5).

2.2.1 Sobretensiones por energización de líneas

Las sobretensiones se producen debido a que las ondas que se generan en la maniobra se reflejan y refractan en las discontinuidades o cambios de impedancia que encuentran en su propagación desde el extremo emisor hasta el receptor. Generalmente, las sobretensiones máximas ocurren en el extremo receptor.

La magnitud de las sobretensiones de energización depende principalmente de:

- Impedancia de la fuente emisora
- Impedancia del extremo receptor

- Longitud y características de la línea
- Compensación reactiva de la línea
- Característica de los pararrayos de ZnO (si acaso existen).
- Tiempo relativo de cierre de los polos del interruptor (dispersidad de polos).
- Resistencia de pre-inserción
- Instante de cierre del interruptor

Los anteriores parámetros pueden agruparse así:

- Parámetros que afectan los coeficientes de reflexión y refracción: Impedancia del extremo receptor, compensación reactiva y la característica de los pararrayos de ZnO.
- Parámetros que afectan la magnitud de la onda que se inyecta: Dispersidad de polos, resistencia de pre-inserción, punto de la onda en el momento del cierre, magnitud y fase de la carga atrapada (en caso de recierres).
- La longitud de la línea incide sobre la frecuencia de la sobretensión pues determina el tiempo de viaje de la onda.

2.2.1.1 Impedancia del extremo emisor

La fuente desde la cual se energiza una línea de transmisión tiene un efecto considerable sobre la magnitud de la tensión transitoria producida cuando la línea es energizada, pues ésta determina la forma de la onda de tensión aplicada a la línea y gobierna el coeficiente de reflexión del extremo emisor que encuentran las ondas que regresan desde el extremo receptor. En la práctica, las características de la fuente son muy variables dentro de un rango que va desde una pura inductancia en los casos en que el extremo emisor es alimentado solamente por generadores o transformadores, a una fuente con una característica resistiva, obtenida cuando el extremo emisor está alimentado solamente por líneas y cables. Entre estos dos extremos puede existir una amplia variación de combinaciones .

Quando una línea de transmisión es energizada por una fuente inductiva las formas de onda y la magnitud de las sobretensiones transitorias

dependen de tres constantes de tiempo.

La Figura 14 ilustra los oscilogramas de las tensiones producidas en los extremos emisor y receptor de una línea energizada tanto por una fuente infinita como por una fuente inductiva, cuando la onda de tensión pasa por su valor máximo. Cuando la línea es energizada por una fuente inductiva, no aparece un escalón de tensión en el extremo emisor, como en el caso de la fuente infinita. Se observa un aumento exponencial desde cero hasta el valor de la tensión de frecuencia industrial con una constante de tiempo determinada por la inductancia de la fuente y por la impedancia característica de la línea. Este aumento exponencial inicial, también ocurre en el extremo receptor modificado por las múltiples reflexiones que ocurren en la línea. Los intervalos a los cuales ocurren las reflexiones están determinados por la segunda constante de tiempo que es el tiempo de propagación de la línea. Todo lo anterior está superpuesto a la tensión a frecuencia industrial que varía con el tiempo, lo cual constituye la tercera constante de tiempo.

Para una línea de determinada configuración y consecuentemente de una determinada impedancia característica, si se altera la inductancia de la fuente, se altera la parte exponencial de la sobretensión mientras que si se altera la longitud de la línea, se modifican los intervalos de las reflexiones.

2.2.1.2 Resistencias de pre-inserción

Los resistores de pre-inserción son mecanismos empleados para disminuir la magnitud de las sobretensiones de energización de modo que éstas sean compatibles con el nivel de aislamiento de los equipos del sistema.

La Figura 15 ilustra el esquema básico de interruptores con resistencias de pre-inserción.

En el caso de la energización de una línea, inicialmente cierra el contacto auxiliar A insertando la resistencia R en serie entre la fuente y la línea de transmisión. Después de un corto período, cierra el contacto principal B que cortocircuita la resistencia. La línea es por lo tanto energizada en dos etapas, cada una de las cuales produce una determinada sobretensión. La primera de ellas es producida por la energización a través de la resistencia y la segunda causada por el cortocircuito del resistor. Las magnitudes de ambas sobretensiones dependen del valor del resistor usado, según se ilustra en las curvas típicas de la Figura 16.

Las dos curvas se cortan en un punto que corresponde al valor óptimo técnico del resistor que en general es del orden de la impedancia característica de la línea. El tiempo de pre-inserción no debe ser inferior a dos veces el tiempo de propagación de la línea para que las primeras reflexiones que lleguen del extremo receptor al emisor, encuentren la resistencia en el circuito y sean amortiguados. Generalmente este tiempo está en el rango de 6 a 15 ms. Su influencia

está ilustrada en la Figura 17 donde se considera la variación de la sobretensión en función del resistor utilizado para dos tiempos (6 y 8 ms) de pre-inserción.

2.2.1.3 Pararrayos

La utilización de pararrayos en el control de sobretensiones permite que se puedan reducir los niveles de aislamiento, especialmente en algunos equipos de subestaciones de alta y extra alta tensión. Básicamente, su acción consiste en absorber una parte de la energía asociada a la onda de tensión que se propaga en dirección de los equipos que están siendo protegidos, permitiendo que la tensión en sus terminales no sobrepase un valor máximo permitido. Los pararrayos son utilizados para control de sobretensiones de cualquier naturaleza y la tensión en sus terminales, depende de la magnitud y forma de la onda incidente y de la impedancia característica del sistema al cual está conectado el pararrayos.

Para el caso de sobretensiones de maniobra, la eficacia de los pararrayos, especialmente los de ZnO, en el control de dichas sobretensiones se ilustra en la Figura 18 en la cual se muestra que la simple instalación de un pararrayos de ZnO en el extremo abierto de una línea de transmisión, reduce el perfil de sobretensión a lo largo de la línea durante una maniobra de energización.

2.2.1.4 Instante de cierre del interruptor

Otro método para reducir las sobretensiones de maniobra es controlar el instante de cierre del interruptor por medio de una llave sincrona o sincronizador. Esto se debe a que las sobretensiones de maniobra son dependientes de las tensiones a través de los contactos de los interruptores en el instante de su cierre y son reducidas considerablemente si dichas tensiones están próximas a cero. En el caso de energizaciones esto ocurre cuando la tensión de la fuente pasa por su cero natural. En el caso de recierres, cuando generalmente existe carga atrapada en la línea, el cero de tensión entre los contactos del interruptor ocurre cuando la diferencia entre la tensión de la fuente y la tensión residual en la línea es instantáneamente igual a cero.

La Figura 19 ilustra la variación de la sobretensión máxima producida por la energización de una línea de transmisión de 500 kV y 400 km, en función del desfase entre el cero de tensión y el instante de cierre.

La implementación de este tipo de control de sobretensiones es relativamente complejo y no tiene aplicación práctica en sistemas actualmente en operación.

Por otra parte, existe un límite práctico por debajo del cual no es económico mejorar el interruptor en el sentido de reducir sobretensiones de maniobra. Este límite está determinado por las sobretensiones que

puedan ocurrir en el sistema debido a fallas ya que el instante y lugar donde ellas pueden ocurrir está fuera de control. Como el sistema debe soportar las sobretensiones causadas por fallas, no es conveniente, práctico ni económico reducir las sobretensiones de maniobra debajo de aquellos valores.

2.2.1.5 Configuración del sistema

Las sobretensiones de maniobra, en determinadas situaciones, pueden ser reducidas con la implementación de modificaciones en la configuración del sistema como, por ejemplo, el seccionamiento de líneas de transmisión y la instalación de reactores en derivación. Básicamente, estas dos alternativas, producen una reducción en la elevación de tensión a frecuencia industrial debida al efecto Ferranti y consecuentemente, una reducción en la sobretensión de maniobra.

Otra forma de reducir las sobretensiones de maniobra es estableciendo consignas de operación que permitan la maniobra de interruptores solamente cuando se cumplan las condiciones favorables como energizar la línea desde el extremo más fuerte (menor impedancia) y energizarla por tramos (si existen subestaciones intermedias).

2.2.2 Sobretensiones por recierre de líneas

Los conceptos básicos del análisis de las sobretensiones por recierre de líneas son iguales a las de energización, descritos en el Numeral 2.2.1. El principal factor adicional que debe ser considerado en el caso de recierres es el efecto de la carga residual que queda atrapada en la línea cuando los interruptores de ambos extremos son abiertos. La línea puede quedar cargada a una tensión del orden de la tensión pico fase-neutro del sistema.

Si la apertura de la línea se originó por una falla, solamente las fases sanas quedarán con carga atrapada.

La subsecuente reenergización de la línea puede producir sobretensiones en las fases con carga atrapada las cuales, bajo ciertas condiciones, pueden ser lo suficientemente altas para producir flameos. La magnitud de las sobretensiones producidas por recierres dependen principalmente de la magnitud de la tensión atrapada en la línea y del punto de la onda de tensión de la fuente en el cual se efectúa el recierre. La máxima sobretensión ocurrirá cuando el recierre se hace en el pico de la tensión de la fuente y la línea está cargada con polaridad opuesta. Bajo este supuesto, con una carga atrapada de 1,0 p.u., un impulso de tensión de 2,0 p.u. es inyectado a la línea en el momento del recierre. La onda de 2,0 p.u. se propaga hacia el extremo receptor, se duplica si éste está abierto y puede producir flameos. Una línea puede permanecer cargada prácticamente a la tensión pico, durante varios segundos (20 a 60 s) después de la interrupción de corriente, el cual es un tiempo mucho

mayor al de los esquemas de auto-recierre rápidos que normalmente se efectúan en menos de 800 ms.

El tiempo de descarga de una línea puede ser reducido considerablemente si los interruptores tienen resistencias de apertura o si existen reactores en derivación o transformadores de tensión inductivos conectados a la línea. El efecto de los resistores de apertura que es reducir el tiempo de descarga de la línea y su carga atrapada, depende de su resistencia, la longitud de la línea y el tiempo que el resistor esté en el circuito. El resistor y el tiempo de inserción son funciones del diseño de la línea.

Por otra parte, cuando una línea está compensada con reactores en derivación, su carga atrapada se descarga a través del reactor de una manera oscilatoria. La frecuencia de la oscilación está determinada por la inductancia del reactor y las capacitancias de la línea. La oscilación se amortigua con una rata determinada por las pérdidas de la línea y el reactor. La frecuencia de la oscilación es generalmente del orden de la frecuencia del sistema aunque siempre existe una diferencia entre las frecuencias a ambos lados del interruptor (fuente y carga atrapada). Consecuentemente, siempre habrá la posibilidad de hacer el recierre cuando la fuente tenga polaridad opuesta a la de la carga atrapada.

2.2.3 Otras sobretensiones de maniobra

En sistemas de potencia, las maniobras de circuitos, como parte normal de operación o como medio de aislar fallas, son efectuadas por interruptores. La interrupción de la corriente en un circuito por medio de un interruptor normalmente ocurre en un paso por cero de la onda de corriente alterna y origina la aparición de una tensión a través de los contactos del interruptor. Esta tensión tiene una componente transitoria comúnmente llamada tensión transitoria de recuperación (TRV) la cual, para circuitos con bajo factor de potencia, puede alcanzar valores de sobretensiones muy elevadas. El valor pico del TRV y su correspondiente rata de cambio ejerce una considerable influencia sobre el comportamiento de un interruptor. Existen numerosas maniobras que pueden originar la imposición de condiciones transitorias indeseables tanto en el interruptor como en el resto del sistema asociado a él. Entre las maniobras más importantes están la interrupción de fallas kilométricas, la interrupción de pequeñas corrientes inductivas y la interrupción de las corrientes capacitivas de una línea energizada en vacío o de un banco de capacitores. El análisis de este tipo de sobretensiones está fuera del alcance de esta conferencia pero puede ser consultado, entre otras, en las Referencias (1, 2, 4, 5, 20).

Aunque estrictamente hablando las sobretensiones temporales no son fenómenos transitorios, están muy estrechamente relacionados con ellos.

Una sobretensión temporal es una sobretensión oscilatoria de relativamente larga duración sin amortiguamiento o con un amortiguamiento muy débil. Lo anterior contrasta con las sobretensiones atmosféricas y de maniobra las cuales son de corta duración y usualmente muy amortiguadas.

Las sobretensiones temporales y de maniobra tienen ambas origen en la maniobra de un interruptor, la iniciación o eliminación de fallas y por lo tanto no siempre es posible hacer una clara distinción entre las dos. La Figura 20 muestra la forma típica de la envolvente de una sobretensión temporal.

Las sobretensiones temporales pueden tener varios efectos sobre el sistema, entre los cuales están los flameos en aislamientos externos o perforación de aislamientos internos si la magnitud es lo suficientemente alta y el calentamiento de núcleos de transformadores y reactores debido a la saturación que causan.

Adicionalmente, son un parámetro importante en la selección de los pararrayos pues pueden afectar las propiedades de extinción del arco en los pararrayos con "gaps" o producir la inestabilidad térmica de los resistores no lineales y consecuentemente destruir los pararrayos.

La forma de la onda de las sobretensiones temporales es en general senoidal y de una frecuencia igual o cercana a la industrial. Las sobretensiones temporales tienen una componente transitoria que se analiza con la teoría y los modelos desarrollados para las sobretensiones de maniobra.

Algunas de la principales causas de sobretensiones temporales son las fallas asimétricas (que producen sobretensiones en las fases sanas), la pérdida súbita de carga o rechazo de carga, el efecto Ferranti y las condiciones de resonancia y ferro-resonancia.

2.3.1 Fallas asimétricas

Las sobretensiones por fallas asimétricas dependen del método adoptado para la conexión del neutro del sistema a tierra. La conexión del neutro a tierra puede lograrse de varias maneras que varían desde la conexión sólida a tierra hasta dejar el neutro aislado. Con el neutro aislado, aunque las corrientes de falla asimétricas son pequeñas, se generan sobretensiones mayores que en un sistema con neutro conectado sólidamente a tierra. La magnitud de las sobretensiones varía dependiendo de la relación que existe en el punto de la falla entre el circuito de secuencia positiva y de secuencia cero. Las sobretensiones

alcanzan el valor de la tensión fase fase en el caso extremo de sistemas con el neutro aislado.

La condición de conexión a tierra de un sistema se expresa por medio del coeficiente de puesta a tierra en un punto de una red, definido como la relación entre la tensión eficaz máxima a frecuencia industrial entre una fase sana y tierra, durante una falla que afecte una o dos fases, y la tensión eficaz entre fases en el mismo punto, antes de la falla. La determinación del coeficiente de puesta a tierra puede hacerse con ayuda de la gráfica mostrada en la Figura 21, conociendo los respectivos valores de las impedancias de secuencia. Se asume $R1 = R2 = 0,1X1$ y $X1 = X2$.

2.3.2 Pérdida de carga

La pérdida repentina de carga, causada por ejemplo por la maniobra indebida de un interruptor, produce una elevación de tensión en el sistema puesto que la reducción del flujo de corriente acentúa el efecto capacitivo de las líneas y reduce la caída de tensión en las impedancias serie del sistema. Adicionalmente, dado que los generadores alimentan por regla general cargas inductivas, operan sobre-excitadas lo cual hace que su tensión interna sea mayor que la nominal del sistema. El concepto básico del fenómeno es ilustrado en la Figura 22 que muestra un sistema radial en el cual ocurre una pérdida de carga, con sus respectivos diagramas vectoriales antes y después de la maniobra. La figura considera que la tensión interna del generador permanece constante en los instantes siguientes a la pérdida de carga.

2.3.3 Efecto Ferranti

El fenómeno conocido como efecto Ferranti es el que explica que la tensión sostenida en el extremo abierto de una línea de transmisión sea mayor que la tensión en el extremo emisor. Esto ocurre debido al flujo de una corriente capacitiva a través de la inductancia serie de la línea. La Figura 23 ilustra el efecto Ferranti para una línea sin compensación y con compensación serie y paralelo. La sobretensión se presenta como la relación entre el extremo receptor ($V2$) y el emisor ($V1$).

Una descripción detallada de los fenómenos asociados a las sobretensiones temporales puede ser investigado en las Referencias (20, 15, 13, 5, 1).

3. METODOS DE DETERMINACION Y ANALISIS DE SOBRETENSIONES

Básicamente, la determinación de las sobretensiones puede ser obtenida de dos formas:

- Registrando el fenómeno real con medidas de campo.
- Simulando el fenómeno con computadores análogos o digitales.

Las medidas de campo tienen la ventaja de la confiabilidad y precisión, pero tienen la limitación de que obviamente solo pueden ser realizadas en sistemas ya existentes y por tanto no se pueden usar en las etapas de planeación y diseño. Las medidas de campo son útiles para desarrollar y ajustar modelos que mejoran la confiabilidad de cálculos hechos mediante simulaciones.

Cálculos manuales de sobretensiones son prácticos solamente para los sistemas más simples puesto que la complejidad y laboriosidad de los cálculos aumentan rápidamente con las dimensiones del sistema. El uso de computadores análogos o digitales es por lo tanto casi siempre esencial.

La simulación mediante el analizador transitorio de redes (TNA) es el método más tradicional de calcular fenómenos transitorios en sistemas de potencia. En el TNA (6, 5, 11, 20), las componentes del sistema en estudio, tales como líneas de transmisión, cables, transformadores, interruptores y pararrayos son representados por modelos a escala que tienen, individualmente un comportamiento análogo al de la componente que representan. Los modelos se interconectan de acuerdo con el sistema que se quiere analizar, se energiza el simulador y se toman las medidas en los nodos de interés.

Los simuladores digitales son programas de computador en los cuales las componentes de un sistema son modeladas por un grupo de ecuaciones que definen las relaciones entre tensiones y corrientes; estas ecuaciones son resueltas por medio de algoritmos. Por ser métodos analíticos los simuladores permiten representar no solamente elementos con parámetros distribuidos como líneas y cables sino elementos con parámetros concentrados como generadores, reactores y capacitores. Es posible además, representar elementos ideales o sin pérdidas.

Existen muchos programas digitales para el cálculo de transitorios pero uno de los más extensamente usados es el EMTF (Electromagnetic Transients Program) (5, 2, 7, 8).

En general se puede afirmar que en estudios con el TNA, el montaje y ajuste del simulador es tedioso y complejo pues existen problemas en la escogencia de las escalas de frecuencia y de tiempo adecuadas para el fenómeno en estudio. Una vez ajustado, se pueden hacer simulaciones y análisis de sensibilidad de parámetros con relativa facilidad y en corto tiempo. Las simulaciones de operación estadística de interruptores también pueden ser realizadas fácilmente y en corto tiempo.

En estudios con el EMTF ocurre en general lo contrario ya que el montaje del sistema que se va a modelar es relativamente simple pero las simulaciones, especialmente las estadísticas demandan enormes tiempos de computación y una gran área de memoria de computador.

El TNA y el EMTF son poderosas herramientas de análisis que deben considerarse complementarias y no antagónicas o competitivas.

3.1 Frecuencia de los transitorios electromagnéticos

Los fenómenos transitorios en un sistema eléctrico tienen frecuencias en un rango que varía desde casi 0 Hz hasta aproximadamente 50 MHz. Fenómenos con frecuencias mayores a la frecuencia industrial normalmente son electromagnéticos mientras que fenómenos con frecuencia menores a la industrial son usualmente del tipo electromecánico. La Figura 24 muestra los principales fenómenos transitorios y sus respectivos rangos de frecuencia más comunes.

El comportamiento de los fenómenos transitorios en todo el rango de frecuencia (0 - 50 MHz) puede ser determinado usando simuladores digitales como el EMTF mientras que el TNA es básicamente usado para estudios electromagnéticos en el rango de frecuencias (60 Hz - 10 kHz).

3.2 Modelación de las componentes de un sistema de potencia (1, 2, 5, 7, 8, 10, 12)

Establecer modelos de las componentes de un sistema que sean válidos para el rango de frecuencias de 0 a 50 MHz es prácticamente imposible. Consecuentemente, solamente las características físicas de los elementos de la red que tienen efectos determinantes en el fenómeno transitorio bajo análisis debe ser modelado en detalle. Así por ejemplo, la característica de saturación de transformadores y reactores puede ser importante en el análisis de sobretensiones temporales; en la maniobra de una línea el principal interés está concentrado en las sobretensiones máximas y por lo tanto toda la línea y el sistema desde el cual está alimentada tiene una importancia decisiva. Por otra parte, si interesa analizar detalles de la tasa inicial de crecimiento de las sobretensiones, se deben representar características de los equipos en las subestaciones tales como las capacitancias de los transformadores de medida y el número de líneas que llegan a la subestación en sus impedancias de impulso. Estos aspectos son importantes para fenómenos de ondas viajeras en el inicio de las sobretensiones.

Quando se estudian fenómenos con frecuencias mayores a 1 MHz, tales como transitorios rápidos en subestaciones aisladas con SF6, es importante representar no solamente el comportamiento de las diferentes secciones de los barrajes a las ondas viajeras, sino las pequeñas capacitancias e inductancias de los transformadores de medición y las capacitancias de dispersión de bujes y demás aislamientos.

En resumen, la modelación de los elementos de un sistema debe corresponder a la frecuencia del fenómeno transitorio que se quiere simular y analizar. Con fines prácticos, el espectro de frecuencias se puede dividir en cuatro rangos:

- A. Frecuencias entre 0 Hz-100 Hz - que cubre los estudios de sobretensiones temporales, flujo de carga, estabilidad transitoria y dinámica y cálculos de corrientes de falla.
- B. Frecuencias entre 100 Hz-10 kHz - que cubre los estudios de sobretensiones de maniobra principalmente.
- C. Frecuencias entre 10 kHz - 1 MHz - que cubre los estudios de ondas viajeras como las sobretensiones atmosféricas.
- D. Frecuencias entre 1 MHz - 50 MHz - que cubre los estudios de corona y de transitorios rápidos como los producidos en subestaciones de SF6.

La Tabla 1 muestra una visión general de los modelos básicos de las componentes de un sistema, según el rango de frecuencias del fenómeno que se quiera simular. Si el fenómeno que se está investigando, se espera que cubra varios rangos de frecuencias, los elementos de la red deben ser modelados por una combinación adecuada de varios modelos.

Independientemente de la herramienta disponible para el análisis TNA o EMTP, la preparación de datos para las simulaciones exige etapas similares.

4. RESUMEN DE ESTUDIOS DE SOBRETENSIONES

Los estudios de sobretensiones se realizan para definir la magnitud, frecuencias esperadas y demás características de las sobretensiones que puedan ocurrir en un sistema. Los resultados de estos estudios se utilizan en la definición del aislamiento de las líneas, cables y equipos de las subestaciones, las especificaciones de los equipos de protección y de los equipos necesarios para minimizar las sobretensiones excesivas.

La Tabla 2 presenta un resumen de las principales maniobras que pueden producir sobretensiones.

En el análisis de sobretensiones de maniobra se establecen rangos generales de las magnitudes esperadas. La Tabla 3 muestra un resumen de las magnitudes típicas esperadas para las sobretensiones de algunas maniobras. Para algunos sistemas, las sobretensiones pueden variar

considerablemente de los presentados en la Tabla 3, ya que las sobretensiones reales, como se anotó anteriormente, dependen primordialmente de las impedancias de la red, de la longitud de las líneas de transmisión, de las características de los interruptores y de las condiciones de la maniobra. Solamente por medio del análisis de simulaciones o medidas puede establecerse el valor correcto de las sobretensiones de un sistema particular.

5. CONCLUSIONES

En esta conferencia se han presentado los conceptos básicos de los fenómenos transitorios electromagnéticos que se presentan en un sistema de potencia, especialmente aquellos que originan sobretensiones. El alcance se redujo a analizar las sobretensiones atmosféricas y de maniobra de líneas, incluyendo en las referencias, literatura técnica donde se puede encontrar información adicional sobre fenómenos tratados resumidamente. El enfoque matemático del cálculo de las sobretensiones, no fue incluido. Para el análisis de las sobretensiones se asumieron disponibles computadores analógicos (TNA) o digitales (EMTP) los cuales son herramientas extensamente usadas en análisis de transitorios. Se hizo énfasis en la importancia de escoger adecuadamente los modelos de las componentes de un sistema, de acuerdo con las características del fenómeno que se intenta simular particularmente en lo referente a la frecuencia.

El dramático impacto que las sobretensiones pueden tener sobre un sistema de potencia hace necesario estudiar estos fenómenos desde las etapas de diseño y planeación del mismo para prevenir o disminuir problemas que puedan presentarse durante la puesta en servicio y operación de sistema.

La precisión de los estudios de sobretensiones depende de la metodología empleada en la simulación, la cual debe tener en cuenta todos los datos relacionados con el comportamiento de las componentes del sistema. Aunque, idealmente se pueden usar modelos matemáticos muy precisos, en la práctica los datos no están normalmente disponibles y por tanto en la simulación es necesario considerar tanto los recursos de computador como las limitaciones en la precisión de los datos.

4. COORDINACION DE AISLAMIENTO

4.1 GENERALIDADES

La coordinación de aislamiento según la norma IEC 71-1 en su cláusula 35 es definida como "la coordinación que comprende la selección de la resistencia dieléctrica del equipo y su aplicación con relación a las tensiones que pueden aparecer en el sistema en donde se instalará el equipo, teniendo en cuenta las características de los dispositivos de protección disponibles para reducir a un nivel económico y operacionalmente aceptable, la probabilidad de someter al equipo a un esfuerzo de tensión que cause daño en el aislamiento del mismo y afectar la continuidad del servicio". Bajo estas condiciones, se acepta un riesgo de falla, donde la confiabilidad y la parte económica son los parámetros básicos para la magnitud de éste.

La coordinación de aislamiento está sometida a una exigencia técnico-económica imprescindible. Para lograr dicha exigencia se debe disponer de los dispositivos necesarios de protección para hacer que las sobretensiones estén limitadas a niveles definidos, pues resultaría a un alto costo aislar los dispositivos para que soporten sobretensiones de grandes magnitudes. Además, no sería práctico aislar los dispositivos para la tensión nominal y aceptar fallas continuas debidas a las sobretensiones presentes en el sistema, lo cual implicaría daño a los equipos, continuas reparaciones e interrupciones en el servicio. Es así como los dispositivos de protección tienen como función limitar las sobretensiones que puedan llegar a los equipos más costosos tales como los transformadores de potencia, interruptores, etc.

Cuando se presenta una sobretensión, el dispositivo de protección debe de controlarla y reducirla a un nivel aceptable de acuerdo al nivel de aislamiento que se tenga.

En la selección de los dispositivos de protección se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

Coordinación de Protección.

Debe de hacerse una coordinación entre las características tensión-tiempo de los dispositivos de protección y el equipo a proteger de forma tal que el aislamiento del equipo para todos los casos quede completamente protegido. La curva tensión-tiempo del dispositivo de protección, deberá estar

Por debajo de la curva tensión-tiempo del equipo protegido como se puede observar en la figura No. 4.1.

Disipación de energía.

Cuando una corriente circula por el equipo de protección, se genera una tensión, a través de él, absorbiendo una energía la cual va a depender de la magnitud y duración de la sobretensión. El equipo de protección debe de ser capaz de disipar esta energía sin que sufra daño alguno.

Interrupción de corriente.

El dispositivo de protección debe tener la capacidad de interrumpir la corriente inmediatamente pase la que está asociada con la sobretensión.

La coordinación de aislamiento puede parecer fácil, pero en la realidad es más bien complicado, debido a la dificultad para fijar la capacidad dieléctrica de un aislante. Esto es debido a que la capacidad del aislante es función, entre otras, del tiempo de servicio del aislamiento y de la duración y forma de las sobretensiones.

Para realizar una buena coordinación de aislamiento, es necesario tener presente los siguientes puntos básicos:

- Estudios de las sobretensiones que se puedan presentar en un determinado sitio del sistema de potencia, esto es, conocer la magnitud, la duración y la probabilidad de ocurrencia de éstas.
- Estudio y selección de los dispositivos de protección, esto es, su naturaleza y características, que se deben de ajustar a los niveles de sobretensión esperados.
- La selección de la rigidez dieléctrica del equipo, esto es, la capacidad de las partes del equipo para resistir una descarga disruptiva bajo las condiciones especificadas, de tal forma, que se mantengan los niveles de seguridad que la experiencia y la razón han encontrado satisfactorios.
- Estudio del comportamiento del sistema, esto es, consecuencias económicas y operacionales de las fallas del aislamiento.

En general, el procedimiento de la coordinación de aislamiento se inicia con el estudio de los diferentes tipos de sobretensiones y con éstas, el nivel de aislamiento requerido el cual puede ser determinado por medio de los

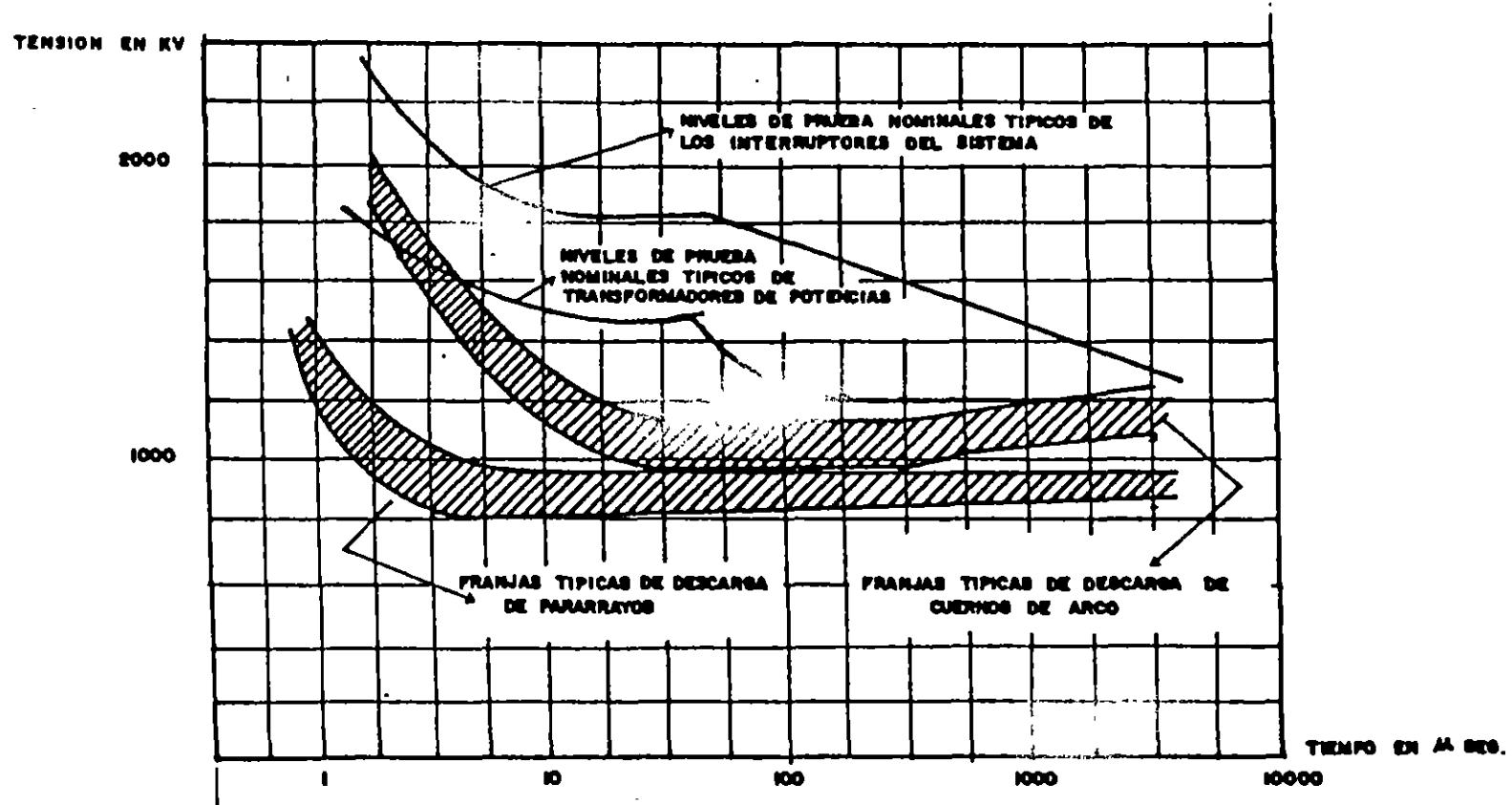


FIG No. 4.1. CURVA DE COORDINACION DE AISLAMIENTO - TENSION CONTRA TIEMPO.

métodos determinístico o convencional, estadístico y semiestadístico como veremos más adelante. Es de hacer notar que los niveles de aislamiento y su respectiva coordinación, toman cada día más importancia a medida que las tensiones de servicio son incrementadas.

4.2 CONSIDERACIONES SOBRE LOS NIVELES DE AISLAMIENTO DEL EQUIPO

El nivel de aislamiento de un aparato se define como la combinación de tensiones de prueba, de frecuencia industrial y de impulso, que caracterizan su capacidad de resistir esfuerzos dieléctricos. El material debe ser capaz de soportar esas tensiones de ensayo sin que se produzca perforación, flameo o deterioro.

Las condiciones bajo sobretensiones temporales están bajo estudio por la IEC. Actualmente se considera que se puede cubrir las sobretensiones temporales si el material resiste por lo menos el 85% del valor de la prueba de impulso.

En las tablas 4.1, 4.2, 4.3 y 4.4 tomadas de la norma IEC 71-1, adjuntas, se muestran los niveles de aislamiento normalizados recomendados para los equipos. Generalmente los valores de la lista 1 de la tabla 4.1 se escogen para equipos en los cuales el aislamiento interno es de mayor importancia, mientras la lista 2 se escoge para equipos cuyo aislamiento externo es el predominante.

Para tensiones de servicio de hasta 100 Kv, la práctica corriente es usar pleno aislamiento para todos los equipos de la subestación, mientras que para tensiones de servicio más elevadas se usa el aislamiento reducido en los transformadores de potencia, con la tendencia a reducir también el aislamiento de los interruptores a tensiones más elevadas.

El uso de aislamiento reducido en las altas tensiones se debe a que la mayoría de los sistemas tienen su punto neutro efectiva o sólidamente puesto a tierra, de manera que se reducen las sobretensiones entre fase y tierra. Hay tendencia a reducir el nivel de aislamiento debido a la evolución técnica en el desarrollo de modernos pararrayos, interruptores y transformadores en las tensiones elevadas, lo cual se traduce en disminución de costos de aparatos y en reducción de distancias de separación entre partes conductoras y entre éstas y tierra.

La disminución del nivel de aislamiento en los transformadores de potencia significa economías del orden del 3% al 4% por escalón a 230 Kv, y entre el 6% y el 8% en tensiones más elevadas.

4.2.1 Determinación de los niveles de sobretensiones.

4.2.1.1 Sistemas menores a 300 Kv.

Debido a los costos involucrados, a la complejidad que normalmente tienen estos sistemas (sobretudo si la tensión es inferior de 52 Kv, tablas 4.1 y 4.2), y la dificultad de simulación de los mismos, casi nunca se emplea el T.N.A. (Transients Network Analyzer) o el computador digital para el análisis del comportamiento transitorio de estos sistemas. Para sistemas entre 52 y 300 Kv, los niveles de aislamiento los podemos apreciar en la tabla 4.3.

La regla general indica que las sobretensiones de maniobra rara vez son determinantes en sistemas de alimentación aéreas, y la coordinación de aislamiento, entonces, está basada en las sobretensiones de origen atmosférico.

Las magnitudes de las sobretensiones de este tipo a que quedan sometidas las subestaciones dependen del tipo de línea de transmisión. Lo usual es que la tensión de flameo de las cadenas de aisladores al impulso atmosférico sea inferior a la tensión a que pueda quedar sometida la línea en caso de descarga directa del rayo.

Es así como es necesario proteger cuidadosamente el equipo de una subestación cuando a ésta llegan líneas con alto aislamiento (líneas con postes de madera sin puestas a tierra); la protección puede ser inferior cuando las líneas usán estructuras metálicas, postes de concreto reforzado, o postes de madera pero con cruceta metálica aterrizada.

La amplitud y la forma de onda de las sobretensiones también se ven afectadas por los siguientes factores:

- El número de líneas y cables conectados a la subestación: puede apreciarse su efecto si observamos que la amplitud de la onda reflejada puede atenuarse en $1/n$, siendo (n) el número de líneas con igual impedancia de choque que llegan a la subestación.

- Cable aislado en serie con la línea aérea: atenúa las sobretensiones; para que esta atenuación sea apreciable se

necesitan longitudes de cable mayores de 1 Km para que el efecto sobre la impedancia transitoria sea notable.

- Cables de guarda sobre las líneas aéreas en los Km. cercanos a la subestación: así se protege a ésta de los rayos cercanos que son los más peligrosos por tener poco amortiguamiento.

- Explosores o cables de guarda en líneas con posteria de madera en un par de vanos antes de la subestación.

- Las resistencias de puesta a tierra de las estructuras, especialmente cerca de las subestaciones (descarga inversa).

4.2.1.2 Sistemas de más de 300 Kv.

En este rango de tensiones la importancia de las sobretensiones de maniobra es predominante en la coordinación de aislamiento. Los valores de los niveles de aislamiento para este rango, pueden apreciarse en la tabla 4.4.

Como las consecuencias de una falla son bastante serias, se hace necesario conocer en la forma más precisa posible las magnitudes de las sobretensiones. Se ha recurrido, entonces, a la simulación de los sistemas, bien en forma digital o en forma análoga. Por la necesidad de computación involucrada, en la mayoría de los países los estudios se realizan en el analizador de transitorios en redes (T.N.A.). Se considera que entre el 80% y el 90% de todos los sistemas de más de 345 Kv. en U.S.A. se han simulado en el T.N.A., con el propósito de evaluar sobretensiones, seleccionar pararrayos y determinar procedimientos de operación del sistema.

Para los valores más altos de las tensiones empleados en la práctica, debido a la naturaleza aleatoria tanto de la magnitud de las sobretensiones como de la disrupción de los dieléctricos, se han venido empleando métodos estadísticos para coordinar los aislamientos, pues se ha concluido que no es económicamente óptimo aislar y proteger los sistemas para el valor máximo posible de una sobretensión cuya probabilidad de ocurrencia pueda ser extremadamente pequeña.

4.2.2 Rigidez dieléctrica del equipo.

4.2.2.1 Consideraciones sobre aislamientos.

Desde el punto de vista que una descarga disruptiva a través de un aislamiento acabe con las propiedades dieléctricas de éste o, al contrario, que una vez cese la descarga, el aislamiento se comporte con las mismas características que poseía antes de la disrupción, los dieléctricos se clasifican como "no autorrestaurables" y "autorrestaurables", respectivamente.

En los aislamientos no autorrestaurables, puede producirse el deterioro gradual de los mismos por la aplicación sucesiva de impulsos de tensión de valor nominal soportable.

Por esta razón los equipos en los que predomina este tipo de aislamientos las Normas piden que se aplique sobre el equipo un número limitado de impulsos (usualmente tres).

En algunos aparatos, al aplicar las tensiones de ensayo que puedan comprobar su rigidez dieléctrica, la probabilidad de que la disrupción se produzca a través del aislamiento no autorrestaurable es muy baja.

Por esta razón el equipo se identifica como "de aislamiento no autorrestaurable" como es el caso, por ejemplo, de los corta circuitos. Si se quiere probar repetidamente estos equipos con tensiones inferiores a la nominal soportable, con el fin de obtener una distribución estadística de las tensiones de descarga, el aislamiento no sufre ningún deterioro.

4.2.2.2 Factores que afectan los aislamientos.

Para equipos con tensión máxima del equipo (valor r.m.s.) U_m , entre 1 Kv y 52 Kv (rango A) y $52 \text{ Kv} \leq U_m < 300 \text{ Kv}$ (rango B), la experiencia ha demostrado que la prueba de un minuto a frecuencia industrial o ensayo de corta duración, da suficiente confiabilidad para determinar el comportamiento de los equipos ante la tensión normal y ante las sobretensiones temporales y de maniobra.

Para probar el comportamiento ante las sobretensiones de origen atmosférico, los equipos deben soportar la aplicación de tres ondas completas de tensión por descarga atmosférica 1.2/50 μSeg .

Para equipos con $U_m \geq 300 \text{ Kv}$ (rango C), se ha tratado de establecer el denominado ensayo de larga duración con el

propósito de comprobar el comportamiento bajo tensiones de operación normal y bajo sobretensiones temporales.

Sin embargo, aparentemente no ha habido acuerdo definitivo en la normalización de este ensayo internacionalmente. En caso dado puede seguirse aplicando el ensayo de corta duración.

Para examinar el equipo bajo sobretensiones de maniobra, este debe pasar un ensayo de impulso de maniobra especificado con onda 250/2500 μ Ses.

El comportamiento ante las sobretensiones atmosféricas se define con la prueba de impulso atmosférico, con onda 1.2/50 μ Ses. Por último para verificar el comportamiento de equipos tales como transformadores ante ondas de choque de frente muy pendiente, se hace el ensayo con onda recortada en el cual se corta antes de los cinco microsegundos una onda normalizada de 1.2/50 de valor pico específico.

La resistencia del aislamiento a la tensión eléctrica es expresada entonces como el nivel básico de aislamiento al impulso de tensión por descargas atmosféricas (BIL) y el nivel básico de aislamiento al impulso de tensión por la maniobra (BSL).

Se habla de BIL y BSL estadístico y convencional. El BIL y BSL estadísticos corresponden al valor cresta del impulso normalizado para el cual el aislamiento tiene una probabilidad del 90% de resistir o el 10% de fallar y es utilizado para aislamiento auto-restaurable. El BIL y BSL convencional es el valor para el cual el aislamiento no presenta descargas disruptivas cuando es sometido a un número de impulsos determinado y es utilizado para aislamiento no auto-restaurable.

Tabla No. 4.1

Niveles de aislamiento del equipo en rango A ($1KV < U_m < 52 KV$) basada en la práctica usual de un grupo de países de mayoría Europea.

Máxima Tensión del Equipo U_m (r.m.s.)	Tensión nominal no disruptiva de impulsos por descarga atmosférica (valor pico)		Tensión nominal no disruptiva a frecuencia industrial de corta duración (r.m.s)
	Lista 1	Lista 2	
KV	KV	KV	KV
3.6	20	40	10
7.2	40	60	20
12	60	75	28
17.5	75	95	38
24	95	125	50
36	145	170	70

Lista 1: Equipos en los cuales el aislamiento interno es de mayor importancia.

Lista 2: Equipos cuyo aislamiento externo es el predominante.

Tabla No. 4.2

Niveles de aislamiento del equipo en rango A ($1KV < U_m < 52 KV$) basada en la práctica usual de los Estados Unidos, Canadá y otros países.

Máxima Tensión del Equipo U_m (r.m.s.)	Tensión nominal no disruptiva de impul- so por descarga at- mosférica (valor pi- co)		Tensión nominal no disruptiva a frecu- encia industrial de corta duración (r.m.s)
	500 KVA y menor	Mayor de 500 KVA	
KV	KV	KV	KV
4.40	60	75	19
13.20	95	110	34
13.97			
14.52	150	200	50
26.4			
36.5			

Tabla No. 4.3

Niveles de aislamiento del equipo en rango B ($52 \text{ KV} \leq U_m < 300 \text{ KV}$) en este rango, los valores son basados en el supuesto de que los impulsos por descargas atmosféricas son de primordial importancia para la selección de los niveles de aislamiento.

1	2	3	4
Máxima Tensión del Equipo U_m (r.m.s.)	Valores base en P.U. $U_m \cdot \sqrt{2} / \sqrt{3}$ (valor pico)	Tensión nominal no disruptiva de impulso por descarga atmosférica (valor Pico)	Tensión nominal no disruptiva a frecuencia industrial de corta duración (r.m.s.)
KV	KV	KV	KV
52	42.5	250	95
72.5	59	325	140
123	100	450	185
145	118	550	210
170	139	650	240
245	200	750	300
		850	330
		950	360
		1050	460

4.3 COORDINACION DE AISLAMIENTO DETERMINISTICO

El método de la coordinación de aislamiento determinístico o convencional ha sido empleado por la industria durante mucho tiempo para la selección del equipo de protección y el cual pretende establecer los niveles de protección adecuados los cuales significan la relación entre el nivel de aislamiento no disruptivo del equipo y los niveles de sobretensión que pueden presentarse en el sistema.

Alcanzar estos niveles de protección sin la utilización del pararrayos, resulta una decisión antieconómica por lo tanto se requiere implementar el uso de los pararrayos.

La función de los aparatos de protección contra las sobretensiones son:

1	2	3	4	5	6
MAXIMA TENSION DEL EQUIPO U_m (r.m.s.)	VALORES BASE EN P.U. $U_m \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$ (VALDR PICO)	BSL TENSION NOMINAL NO DISRUPTIVA DE IMPULSO POR MANIOBRA (VALOR PICO)		RELACION ENTRE TENSIONES NOMI- NALES NO DISRUPTI- VAS DE IMPULSO POR DESCARGA ATMOSFERICA Y POR MANIOBRA	BIL TENSION NOMINAL NO DISRUPTIVA DE IMPULSO POR DESCARGA AT- MOSFERICA (VALDR PICO)
KV	KV	P.U.	KV		KV
300	245	3.06	750	1.15	850
		3.47	850	1.27	950
362	296	2.86		1.12	
		3.21	950	1.24	1050
420	343	2.76		1.11	
		3.06	1050	1.24	1175
		2.45		1.12	
525	429		1050	1.24	1300
				1.11	
		2.74	1175	1.36	1425
				1.21	
				1.10	
		2.06	1300	1.32	1550
				1.19	
				1.09	
765	625	2.28	1425	1.38	1800
				1.26	
				1.16	
		2.48	1550	1.26	1950
				1.47	2100
				1.55	2400

N. RANGO DE TENSION ESTAN DADOS LOS DOS NIVELES DE AISLAMIENTO BASICOS (BIL y BSL) OS CUALES DEBEN SELECCIONARSE DE ACUERDO A LA JUSTIFICACION TECNICA Y ECONOMICA QUE E TENGA.

LA No. 4.4 NIVELES DE AISLAMIENTO DEL EQUIPO EN RANGO C ($U_m > 300$ KV)

- Limitar la tensión que puede presentarse en el equipo protegido.

- Localizar las descargas disruptivas en sitios donde no puedan producirse daños.

La protección óptima se obtiene al localizar el dispositivo de protección tan cerca como sea posible del equipo a proteger.

El margen de protección frente a sobretensiones externas C_i , viene dado por:

$$C_i = N_{ti}/N_i$$

Donde: N_{ti} : nivel de aislamiento no disruptivo del equipo debido a sobretensiones de origen externo ó BIL (nivel básico de aislamiento para descarga atmosférica) (tensión pico) en Kv.

N_i : máxima sobretensión de origen externo en Kv.

El margen de protección C_i se encuentra en el intervalo de 1.2 a 1.4 tomándose generalmente valores entre 1.2 y 1.25.

El margen de protección frente a sobretensiones por maniobra C_s , puede expresarse por:

$$C_s = N_{ts}/N_s$$

Donde: N_{ts} : Nivel de aislamiento no disruptivo del equipo debido a sobretensiones por maniobra ó BSL (nivel básico de aislamiento por maniobra) (tensión pico) en Kv.

N_s : máxima sobretensión por maniobra en Kv.

El margen de protección C_s , se encuentra en el intervalo 1.10 a 1.20 tomándose generalmente valores entre 1.12 y 1.15.

Debe tenerse en cuenta que para alturas superiores a la del nivel del mar y para el aislamiento externo, la tensión no disruptiva disminuye de acuerdo a la densidad del aire, entre tanto el nivel de protección del equipo protector no es afectado por la altura. Es por ello que los márgenes de protección C_i y C_s , deben permanecer constantes para diferentes alturas sobre el nivel del mar.

valor adecuado de los niveles de protección descritos, puede determinarse después de haberse tenido en cuenta tanto aspectos técnicos como económicos en la selección correcta del pararrayos.

4.3.1 Selección de pararrayos.

Con el nombre de pararrayos o descargadores de sobretensión se conocen los dispositivos destinados a proteger el equipo eléctrico contra sobretensiones transitorias elevadas en los circuitos eléctricos, limitando la duración y la amplitud de la corriente subsiguiente. El término "pararrayos" o descargadores de sobretensión incluye cualquier separación externa, en serie con el pararrayos, esencial para el funcionamiento adecuado del aparato instalado, sin tener en cuenta si es o no una parte integral de él.

Los pararrayos son clasificados de acuerdo a su uso y su rango de tensión de aplicación como se muestra en la tabla No 4.5 siguiente:

Tabla No. 4.5 CLASIFICACIÓN DE LOS PARARRAYOS DE ACUERDO A SU USO Y SU RANGO DE TENSIÓN

CLASE	USO	RANGO DE TENSION
Estación	Subestaciones grandes	138 Kv hacia arriba
Intermedio	Subestaciones pequeñas, líneas de sub-transmisión, fin de líneas	138 KV hacia abajo
Distribución	Subestaciones pequeñas de distribución, barraje de distribuc.	44 KV hacia abajo

Hasta hace muy poco tiempo, todos los descargadores de sobretensión en sus tres clases mencionadas, estaban constituidos por explosores y resistencias no lineales de SiC (carburo de silicio). Aunque estos pararrayos han tenido un buen funcionamiento, se ha reconocido que los explosores eran la parte más débil, estando sujetos a disrupciones accidentales a causa de polución externa, erosión de electrodos y capacidad limitada de sobretensión.

ahora se puede contar con pararrayos de ZnO (óxido de zinc) en explosores, los cuales tienen como ventajas primordiales

su menor peso, menor tamaño, mejor funcionamiento y de respuesta rápida.

La clase de pararrayos a la cual nos referimos en este estudio, es el de estación de resistencia no lineal comúnmente usado en el rango de tensión C.

Los pararrayos son seleccionados según las exigencias que deban satisfacer. Así, los puntos más determinantes para la selección adecuada del pararrayos son:

- Tensión nominal del pararrayos.
- Corriente nominal de descarga.
- Resistencia a la corriente de corto circuito.
- Altitud de instalación.
- Requerimientos especiales.

4.3.1.1 Tensión nominal del pararrayos.

Esta es la máxima tensión eficaz (r.m.s.) a la frecuencia industrial que puede ser aplicada entre sus terminales en servicio normal, sin que se cambien sus características de operación.

Los pararrayos se instalan comúnmente entre fase y tierra existiendo también conexiones tales como: En el punto neutro de transformadores, entre fase y fase, en el terciario de transformadores y para protección de máquinas rotativas.

En el presente estudio se detallará los pararrayos instalados entre fase y tierra. En tal caso, para el cálculo de la máxima tensión de servicio a frecuencia industrial, deberá tenerse en cuenta el factor de falla a tierra (δ).

Despreciando la resistencia (permitido en líneas de alta tensión) el factor de falla a tierra puede ser calculado mediante las componentes simétricas con la siguiente ecuación:

$$\delta = \sqrt{3} \left[\frac{1}{2} \sqrt{3 \left(\frac{x_0}{x_1} \right)^2 + 1} \right]$$

utilizando las gráficas No 4.0 a), b) y c).

Este factor, cuando se trata de un sistema sólidamente puesto a tierra, la norma IEC 71-1, estipula que el factor de falla a tierra no excederá de 1.4.

La tensión nominal del pararrayos se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$U_a = \frac{\delta \times U_m}{\sqrt{3}} = \delta \times U_m \quad f-9$$

Donde:

U_a : Tensión nominal del pararrayos en KV equivalente a la máxima tensión fase-tierra de la fase sana (falla fase-tierra).

δ : Factor de falla a tierra.

U_m : Tensión máxima fase-fase para el equipo en KV.

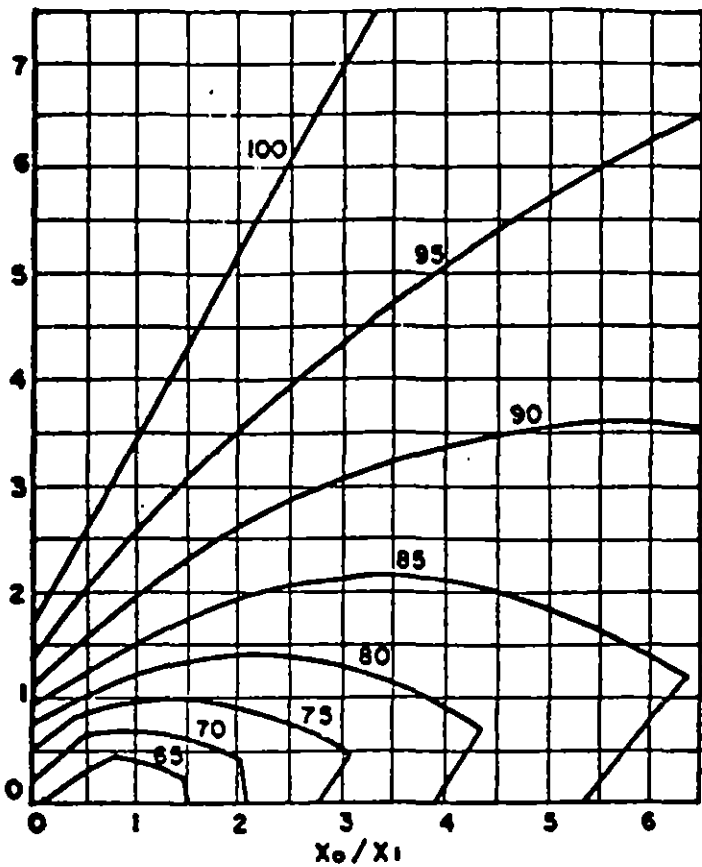
U_{f-g} : Tensión máxima fase-tierra para el equipo en KV = $U_m / \sqrt{3}$.

La tensión nominal del pararrayos debe de ser siempre mayor a la tensión máxima eficaz que puede aparecer entre fase y tierra de las fases sanas, evitando de este modo que el dispositivo actúe continuamente, limitando su vida útil. A esta tensión, el pararrayos extingue la corriente de frecuencia industrial, de allí que se conozca también como la tensión de extinción del pararrayos.

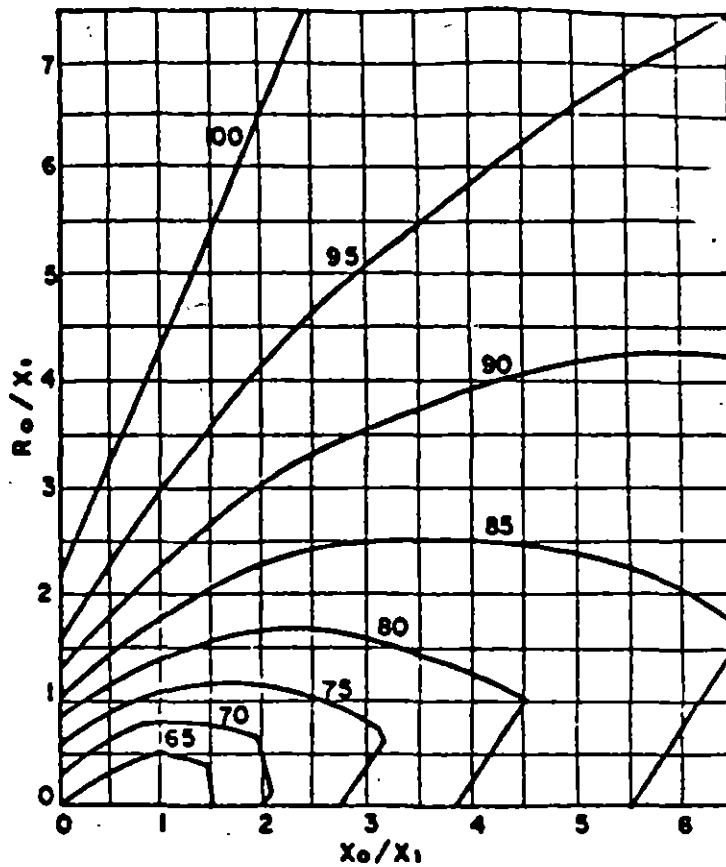
4.3.1.2 Corriente nominal de descarga.

Para este parámetro no existe un método especial de cálculo. En principio, una descarga de alta corriente puede presentarse directamente sobre el pararrayos o en sus cercanías, sobrecargándolo. Sin embargo, la probabilidad de que esto ocurra es reducida, porque:

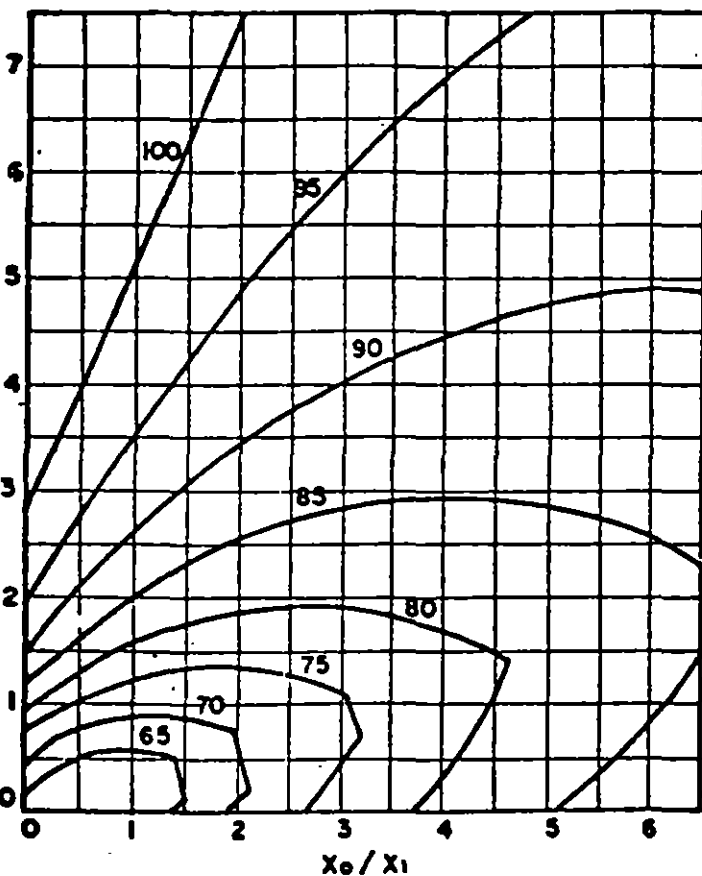
- Excepto en el caso de descarga directa, solo una fracción de la corriente debe ser derivada por el pararrayos; otra parte de la corriente se propaga, como onda progresiva, hacia la derecha y la izquierda de la red, en el sitio de impacto.



(a). CONDICIONES DE TENSION DESPRECIANDO R_1 Y R_2 ($R_1 = R_2 = 0$)



(b). CONDICIONES DE TENSION PARA $R_1 = R_2 = 0.1 X_1$



(c) CONDICIONES DE TENSION PARA $R_1 = R_2 = 0.2 X_1$

GRAFICA No.40. TENSION MAXIMA LINEA A TIERRA EN EL SITIO DE FALLA PARA UN SISTEMA CON EL NEUTRO PUESTO A TIERRA, BAJO CUALQUIER CONDICION DE LA FALLA FASE-TIERRA.

CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA	SUMINISTRABLE PARA RANGOS DE TENSION O TENSION DE	COMO	APLICACION
1 KA	4.8 KV HASTA 36 KV	PARARRAYOS PARA MAQUINAS Y PARARRAYOS PARA DEMANADO TERCARIO DE TRANSFORMADORES.	PARA PROTEGER EQUIPOS MUY SENSIBLES, TALES COMO MAQUINAS ROTATIVAS, O EN REDES, PARA AMORTIGUAR LAS OSCILACIONES EN EL LADO PRIMARIO O SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR, POR DERIVACION DE LAS SOBRETENSIONES DE MANIOBRA, TAMBIEN EN LA CONEXION CON 6 PARARRAYOS.
5 KA	0.26 KV HASTA 0.36 KV	PARARRAYOS PARA LINEAS AEREAS DE BAJA TENSION.	EN LINEAS AEREAS DE BAJA TENSION .
	1.2 KV HASTA 36 KV	PARARRAYOS PARA LINEAS AEREAS DE MEDIA TENSION.	EN LINEAS AEREAS DE MEDIA TENSION.
	1.2 KV HASTA 24 KV	PARARRAYOS PARA INSTALACIONES INTERIORES	EN INSTALACIONES INTERIORES UNIDAS A LINEAS AEREAS MEDIANTE CABLES.
10 KA (light duty)	7.2 KV HASTA 36 KV	PARARRAYOS PARA LINEAS AEREAS DE MEDIA TENSION	EN LINEAS AEREAS DE MEDIA TENSION TENDIDAS EN ZONAS TORMENTOSAS, OCASIONALMENTE, EN LINEAS CON POSTES DE MADERA, PARA PROTECCION DE LOS ELEMENTOS MAS VALIOSOS.
	42 KV		EN LINEAS AEREAS.
10 KA (heavy duty)	12 KV HASTA 500 KV	PARARRAYOS PARA LINEAS AEREAS DE MEDIA Y ALTA TENSION Y PARARRAYOS ENCAPSULADOS Y AISLADOS POR SF ₆ PARA ALTA TENSION, DE USO EN INTERIORES O A LA INTERPERIE.	PARA PROTEGER INSTALACIONES DE MEDIA Y ALTA TENSION - EN LAS QUE LOS EQUIPOS SE VEAN SOMETIDOS FRECUENTEMENTE A SOBRETENSIONES ATMOSFERICAS. - CON LINEAS AEREAS SIN CABLE DE GUARDA. - CON RESISTENCIA A TIERRA MAYOR DE 10 OHMS EN LAS TORRES. - CON POSTES DE MADERA NO PUESTOS A TIERRA. - CON POCAS SALIDAS DESDE LOS BARRAJES.

TABLA No. 4.6. SELECCION PRACTICA DE LA CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA.

- Las descargas con corrientes muy fuertes afectan casi siempre a varios cables simultáneamente, con lo cual se distribuyen en cada fase.

- En el supuesto de descargas distanciadas entre si algunas torres, la corriente es limitada por la impedancia transitoria de la línea y por la tensión de flameo de los aisladores.

Se recomienda seleccionar altos valores de corriente nominal de descarga, por las razones siguientes:

- La zona dentro de la cual las descargas atmosféricas pueden perjudicar al pararrayos se reduce, de manera que:

- Disminuye el riesgo de falla del pararrayos.

- Mejora el grado de protección, debido a tensiones residuales más bajas para la corriente seleccionada del pararrayos.

4.3.1.3 Resistencia a la corriente de corto circuito.

Si los pararrayos están localizados o instalados en lugares donde se pueda suponer (en caso de sobrecarga) un peligro para personas o equipos, hay que considerar entonces la resistencia a la corriente de corto circuito.

Los pararrayos se seleccionan de forma que su resistencia a la corriente de corto circuito (en KA) sea mayor que la resistencia a la máxima corriente inicial de falla con tensión alterna en el lugar de la instalación.

Si el tiempo de duración de la falla es mayor que el tiempo de duración en la prueba de desfogue del pararrayos, no podrá ocurrir una explosión pero será más probable una ruptura secundaria debido a la elevada transformación de energía.

Para los pararrayos destinados a sistemas no efectivamente puestos a tierra se seleccionan para el 50% de la corriente inicial de falla con tensión alterna, la cual se calcula para las condiciones má severas y el 70% para sistemas efectivamente puestos a tierra.

Si los pararrayos están instalados de forma que no puedan constituir peligro, incluso en caso de falla, no hay que tener en cuenta la resistencia a la corriente de corto circuito. Esto es:

· El pararrayos forma parte de otro sistema de protección. Por ejemplo, cuando está montado en una instalación interior completamente encapsulada.

- El pararrayos se encuentra alejado de otros equipos o vías de transporte dentro o fuera de la subestación o está debidamente apantallado.

- Cuando no se requieran medidas de seguridad especiales.

4.3.1.4 Altitud de instalación.

Si los pararrayos se instalan en lugares de gran altitud, la presión del nitrógeno en el pararrayos, la cual corresponde a la presión atmosférica en el lugar de la fabricación, se ajusta gradualmente a la presión atmosférica media del lugar de instalación.

La tensión alterna de cebado a frecuencia industrial disminuye proporcionalmente con la densidad de la atmósfera en el interior del pararrayos.

Dependiendo del fabricante y la clase de pararrayos, están dadas las altitudes máximas de instalación, en las cuales se conserva el margen de seguridad.

4.3.1.5 Requerimientos especiales.

Se consideran como casos especiales, entre otros, los siguientes:

- Contaminación salina por efectos del mar.

- Polución industrial.

- Lavado bajo tensión.

- Peligro por movimientos sísmicos.

- Montaje en vehículos.

- Montaje en medios diferentes al aire y semejantes.

- Construcción en instalaciones encapsuladas metálicamente.

Una vez seleccionado el pararrayos, encontramos que los catálogos dados por los fabricantes, nos suministran la

información siguiente que es la requerida para hacer la coordinación de aislamiento:

- Tipo o número de pedido.
- Tensión nominal o tensión de extinción en Kv rms.
- Mínima tensión alterna de cebado o de disrupción a frecuencia industrial en Kv rms.
- Máxima tensión de cebado o de disrupción a la onda de impulso por maniobra en Kv Pico.
- Máxima tensión de cebado o de disrupción a la onda de impulso por descarga atmosférica (1.2/50) en Kv Pico.
- Máxima tensión de cebado o de disrupción al impulso en el frente de onda (F.O.W.) en Kv Pico.
- Pendiente en el frente de onda en Kv/uSes.
- Máxima tensión residual (de descarga) para corrientes de descarga 8/20 uSes en Kv.

También podemos encontrar una serie de datos técnicos de mucha utilidad en el montaje, tales como sus dimensiones, forma de conexión, tipos de conectores, etc, que no son de nuestro interés en el presente estudio.

4.3.2 Determinación del BIL y del BSL.

El procedimiento general para la determinación del BIL (nivel básico de aislamiento al impulso de tensión por descargas atmosféricas) del equipo consta de los siguientes pasos:

1. Obtener el nivel de protección para sobretensiones de origen externo N_{ip} .

Por acción del pararrayos, la máxima sobretensión de origen externo N_i , es acotada al valor de N_{ip} , es decir:

$$N_i = N_{ip}$$

El valor de N_{ip} se obtiene tomando el mayor de los siguientes valores:

- Máxima tensión de cebado o de disrupción a la onda de impulso por descarga atmosférica (1.2/50) en Kv Pico.

Máxima tensión residual (de descarga) para corrientes de carga 8/20 uSeg. en Kv.

2. Establecer el margen de protección frente a sobretensiones externas C_i .

Como lo habíamos dicho, este valor se toma generalmente entre 1.2 y 1.25.

3. Obtención del BIL.

$$BIL = N_{ti} = C_i * N_i = C_i * N_{ip}.$$

4. Obtenemos el BIL normalizado del equipo tomando el valor inmediatamente superior al calculado. Dicho valor puede extractarse de la tabla No 4.3, tomada de la norma IEC 71-1 tabla III.

En forma similar, el procedimiento para obtener el BSL (nivel básico de aislamiento al impulso de tensión por maniobra) del equipo es el siguiente:

1. Obtener el nivel de protección para sobretensiones de origen interno N_{sp} .

Por acción del pararrayos, la máxima sobretensión de origen interno N_s , es acotada al valor de N_{sp} , es decir

$$N_s = N_{sp}$$

El valor de N_{sp} se obtiene de las características del pararrayos y que corresponde a la máxima tensión de cebado o de disrupción a la onda de impulso por maniobra en Kv pico.

2. Establecer el margen de protección frente a sobretensiones por maniobra C_s . Generalmente se toman valores entre 1.12 y 1.15.

3. Determinar el BSL por medio de la ecuación siguiente:

$$BSL = N_{ts} = C_s * N_s = C_s * N_{sp}$$

Otra forma de obtener rápidamente el BSL a partir del BIL ya normalizado, es:

$$BSL = K * BIL$$

Donde $K = 0.7$ para aislamiento en aire.

$K = 0.83$ para aislamiento en aceite.

Bajo esta forma, debemos tener en cuenta que la relación entre el BSL y el Nsp debe ser mayor o igual al Cs.

$$BSL/Nsp \geq Cs$$

En caso de no cumplirse esta condición, se debe incrementar en un paso el BIL normalizado y con este nuevo valor, calcular el BSL comprobando que la relación anterior se cumpla. Si ésta no se cumple, debe repetirse el proceso.

4.3.3 Factores de corrección del BIL y BSL por efectos atmosféricos.

Debido a la variación de la densidad del aire con la altura sobre el nivel del mar y al cambio en la humedad, es necesario corregir los niveles básicos de aislamiento BIL y BSL de los equipos, para ajustar los valores ya calculados a las condiciones atmosféricas standard.

4.3.3.1 Factor de corrección por densidad del aire (Kd).

El factor Kd se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$Kd = \left(\frac{b}{b_0} \right)^m \times \left(\frac{273 + T_0}{273 + T} \right)^n$$

Donde: a) Las condiciones atmosféricas standard o normalizadas son:

Temperatura $T_0 = 20$ grados centígrados

Presión $b_0 = 1013 * 10^5 \dots [N/M^2]$: (1013 mbar)

Humedad absoluta $h_0 = 11$ gr de agua por metro cúbico

b) Las condiciones atmosféricas del lugar son:

b : Presión atmosférica en mbar.

T : Temperatura ambiente en grados centígrados.

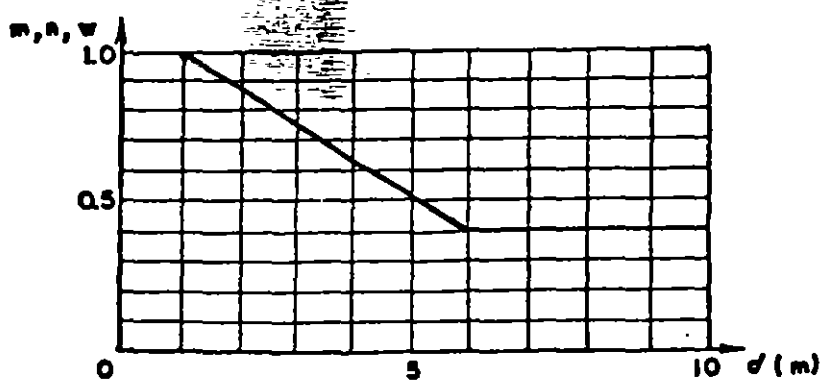
Además, m y n : Exponentes que dependen de la polaridad, tipo de tensión de prueba, forma del electrodo y la distancia disruptiva d , dada en la tabla No 4.7 y la gráfica No 4.1.

Los valores dados en la tabla son para distancias d inferiores a un metro. Para distancias d superiores a un metro, debe consultarse la gráfica No 4.1.

TIPO DE TENSION DE PRUEBA	FORMA DEL ELECTRODO	POLARIDAD	CORRECCION POR DENSIDAD	CORRECCION POR HUMEDAD	
			EXONENTES m y n	FACTOR k	EXONENTE w
TENSION RECTA	b p	+ -	1.0	VER GRAF. No. 4.2 (CURVA b)	0 0
	 	+ -			1.0 1.0
	 m	+ -			1.0 0
TENSION ALTERNA	b p	~	1.0	VER GRAF. No. 4.2 (CURVA e)	0
	 	~	VER GRAF. No. 4.1		VER GRAF. No. 4.1
	 m	~	VER GRAF. No. 4.1		VER GRAF. No. 4.1
TENSION IMPULSO POR DESCARGA	b p	+ -	1.0	VER GRAF. No. 4.2 (CURVA b)	0 0
	 	+ -			1.0 0.8
	 m	+ -			1.0 0
TENSION DE IMPULSO POR MANIOBRA	b p	+ -	1.0 1.0	VER GRAF. No. 4.2 (CURVA b)	0 0
	 	+ -	VER GRAF. No. 4.1 0°		VER GRAF. No. 4.1 0°
	 m	+ -	VER GRAF. No. 4.1 0°		VER GRAF. No. 4.1 0°

NO SE TIENEN DATOS DEBIDO A QUE SE ENCUENTRAN EN EXPERIMENTACION

TABLA No. 4.7. VALORES DE LOS EXONENTES m, n, w y DE LA CONSTANTE k .



GRAFICA No. 4.1. VALORES DE LOS EXONENTES m y n PARA CORRECCION POR DENSIDAD DEL AIRE Y w PARA CORRECCION POR HUMEDAD, EN FUNCION DE LA DISTANCIA DISRUPTIVA d .

Una presión de 1013 mbar corresponde a una altura de 760 mm en un barómetro de mercurio a cero grados centígrados.

Si la altura del barómetro es H mm de mercurio y la temperatura es t grados centígrados, la presión atmosférica en milibares es:

$$b = \frac{1013}{760} H (1 - 1.8 * 10^{-4} * T)$$

4.3.3.2 Factor de corrección por humedad (Kh).

Este factor tiene la siguiente ecuación:

$$K_h = (K)^W$$

Donde: K y W dependen del tipo de tensión de prueba, forma del electrodo y la polaridad, dada en la tabla No 4.7.

Se deben determinar las humedades relativas y absolutas en el sitio de prueba. Para ello se utiliza el PSICROMETRO.

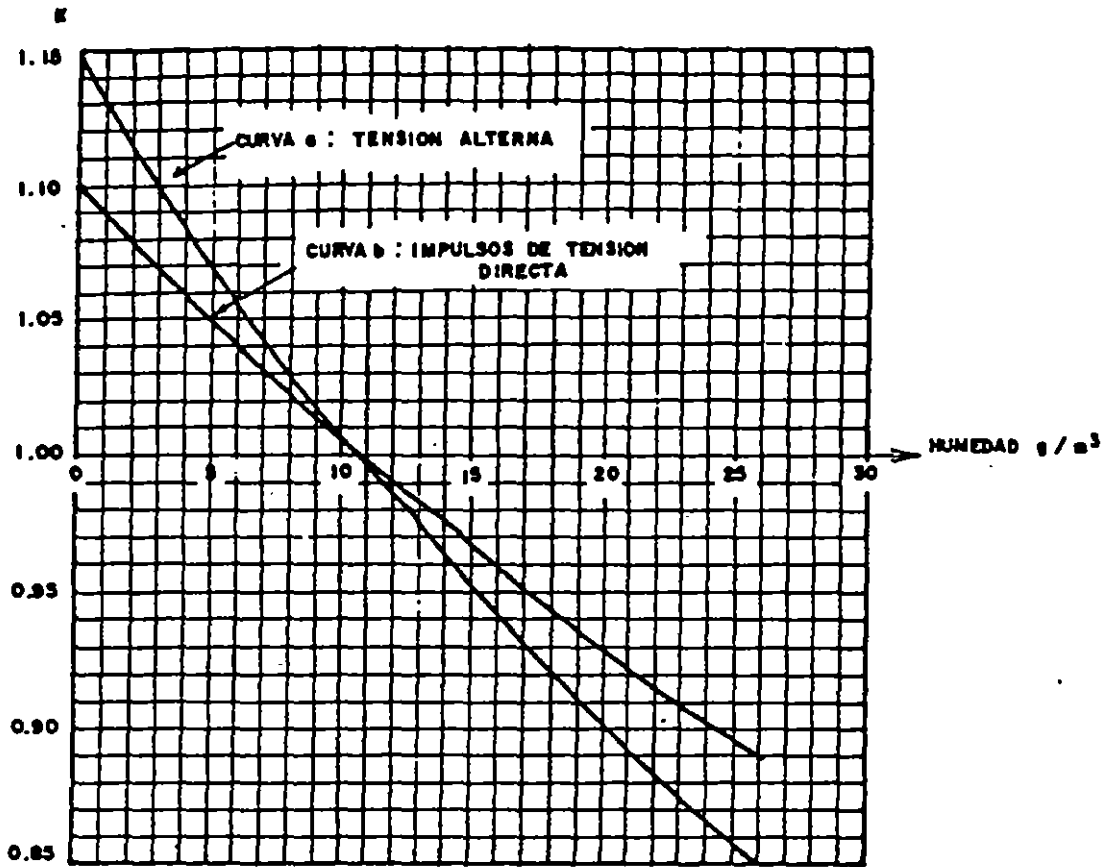
El factor K se obtiene en la gráfica No 4.2, donde la curva (a) es para tensión alterna y la curva (b) para tensión directa e impulsos. Para leer el factor K de dicha gráfica, debe conocerse la humedad absoluta del sitio en gr/m³, obtenible de la gráfica No 4.3 cuyos parámetros son la temperatura de bulbo seco y húmedo en grados centígrados y la humedad relativa en porcentaje.

Otra forma de obtener la humedad absoluta es mediante la siguiente expresión:

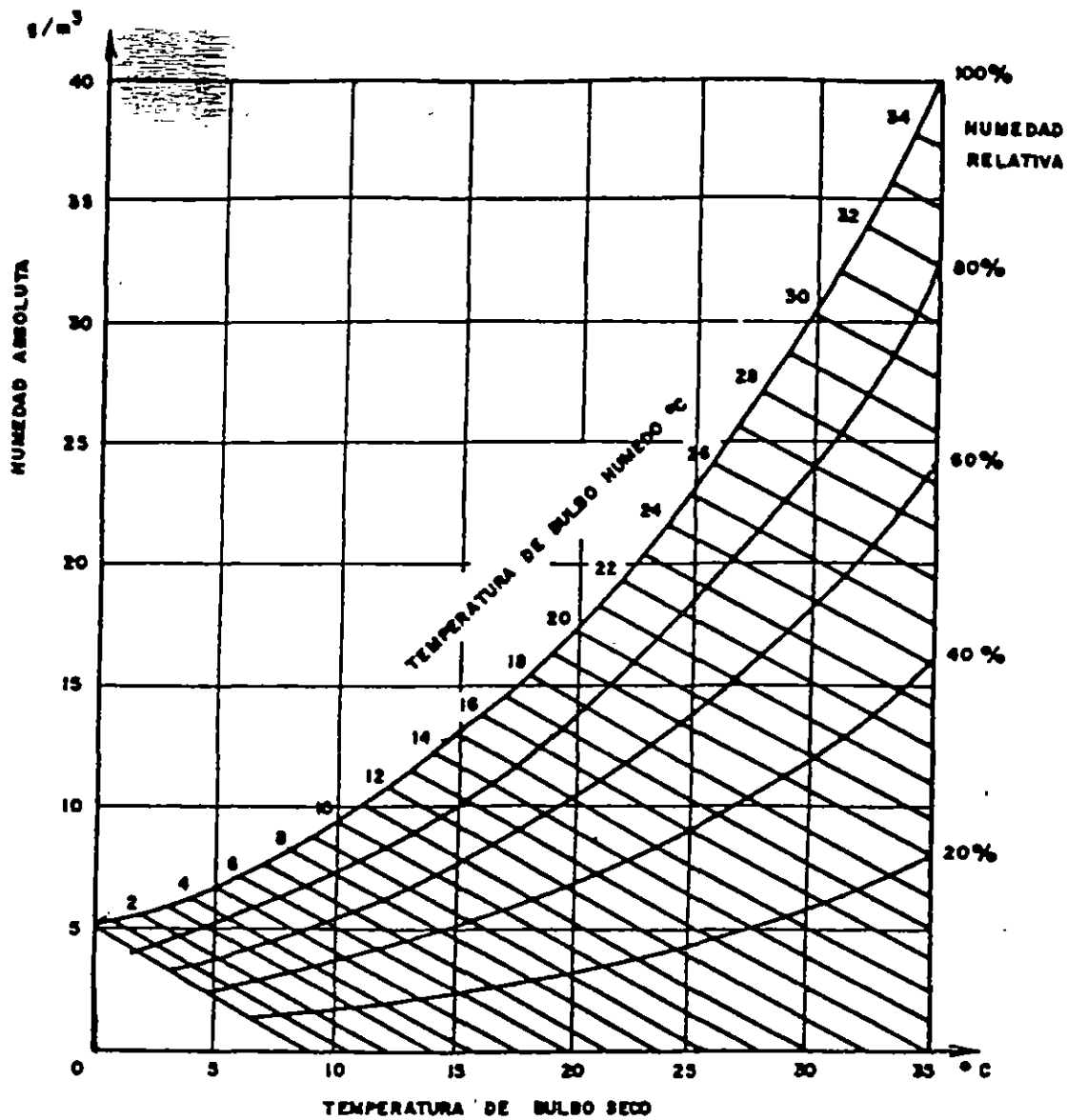
$$H_a = 217 e / (273 + T)$$

Donde: e: tensión de vapor del lugar en mbar.

T: temperatura del lugar en grados centígrados.



GRAFICA No. 4.2. FACTOR K DE CORRECCION POR HUMEDAD EN FUNCION DE LA HUMEDAD ABSOLUTA.



GRAFICA No. 43. HUMEDAD ABSOLUTA DEL AIRE EN FUNCIÓN DE LAS TEMPERATURAS BULBO SECO, BULBO HUMEDO Y DE LA HUMEDAD RELATIVA EN PORCENTAJE.

3.3.3 Corrección de la tensión disruptiva en un sitio.

Para ello utilizamos las expresiones siguientes:

Ud(condiciones Standard) =

$$Ud \text{ (calculada para el sitio)} * \frac{K_h}{K_d}$$

Ud(calculada para el sitio) =

$$Ud \text{ (condiciones Standard)} * \frac{K_d}{K_h}$$

4.3.4 Distancias mínimas en aire.

Uno de los parámetros importantes que influyen en la disposición física de equipos, barrajes y estructuras en una subestación, es la distancia eléctrica que debe observarse entre fases y entre fase y tierra. El diseño de estas distancias conlleva a determinar las distancias en aire y porcelana mínimas que garanticen un buen comportamiento del aislamiento a las sobretensiones que se puedan presentar.

Para hacer la selección del aislamiento de una subestación se necesita conocer fundamentalmente dos cosas: la primera, es tener un conocimiento claro de las sobretensiones que se puedan presentar, y la segunda, es conocer con cierto grado de certeza la capacidad de resistencia eléctrica de los diferentes aislantes que se utilizan en una subestación.

Las distancias en aire, en diversas partes de las instalaciones, por varias razones, no pueden ser probadas. En consecuencia, es necesario dimensionarlas para que tengan un aislamiento como mínimo a los niveles de aislamiento seleccionado, teniendo en cuenta que la separación depende del tipo de electrodo.

En una subestación de tipo exterior el aislamiento que más se presenta es la combinación aire-porcelana. Es por este motivo que en el presente numeral se hará un análisis general de las distancias mínimas en aire fase-tierra y fase-fase que se presentan en una subestación de este tipo. No se analizará la selección de aisladores y el fenómeno de contaminación que pueden ser temas de otros estudios.

4.3.4.1 Ruptura eléctrica del aire.

El aire es el dieléctrico más económico que existe con una resistencia eléctrica de 30 Kv/cm a 20 grados centígrados y 760 mm de Hg.

Actualmente existen dos teorías satisfactorias para explicar el mecanismo de ruptura en los gases:

- Mecanismo de Townsend
- Mecanismo de canalización de Raether.

Para campos uniformes se utiliza la ley de Paschen.

$$V = 24.22 * (293 \text{ Pd}/760 \text{ t}) + 6.08 * \sqrt{(293 \text{ Pd}/760 \text{ t})}$$

Donde:

P: Presión del gas en mm de Hg.

t: Temperatura en grados Kelvin.

d: Distancia entre electrodos en cms.

V: Tensión de ruptura en Kv.

Para campos no uniformes, la tensión es menos predecible que en los campos uniformes, y es necesario efectuar pruebas sobre disposiciones de electrodos semejantes y algunas veces sobre modelos a escala.

4.3.4.2 Resistencia dieléctrica del aire.

Como se analizó, las características de ruptura en el aire varían dependiendo de la uniformidad de los campos eléctricos que producen los electrodos. En campos no uniformes la tensión de ruptura es impredecible y depende del sistema de electrodos, del polvo, de la lluvia, del material de los electrodos, de la presión y temperatura, de la humedad y de la contaminación.

Es por este motivo que la "tensión soportable" (withstand voltage) de cada tipo de electrodos debe buscarse en pruebas de laboratorio y experimentales. No existe una regla general para la determinación de la tensión soportable o de aguante para una determinada configuración de electrodos.

Para poder establecer en modo riguroso el significado de la tensión soportable es necesario recurrir al análisis

estadístico de los resultados obtenidos en una serie de pruebas.

Si se grafica la probabilidad de flameo (P) contra la tensión de flameo y se ajusta a una curva promedio, resulta una curva de distribución de frecuencia, semejándose a una distribución normal o gaussiana.

Para el punto $P = 0.50$ se fija el valor de V para el cual se tiene una probabilidad del 50% de que se presenta descarga. Este valor de V 50% corresponde a la tensión crítica de descarga ó CFO (critical flashover over voltage).

La desviación estándar (σ) es la medida de dispersión de las observaciones de V , al rededor de la tensión V 50%.

Para aplicaciones prácticas, se considera que al asumir 3σ como desviación del CFO se tiene un adecuado margen de confiabilidad en el resultado esperado o sea una probabilidad del 99.87% contra solo un 0.13% de riesgo de flameo.

4.3.4.3 Distancias mínimas en aire para sistemas ≤ 300 Kv.

Las sobretensiones de origen atmosférico determinan usualmente las distancias eléctricas mínimas que se deben observar en sistemas menores o iguales a 300 Kv. El fenómeno del rayo ha sido estudiado y analizado ampliamente y se han determinado ondas típicas de laboratorio que producen los efectos del rayo con bastante exactitud. Es por este motivo que las distancias eléctricas debidas a fenómenos atmosféricos se encuentran establecidas en varias normas al respecto, como por ejemplo la BS162 (tabla No 4.8 y 4.9), IEC-71, etc.

Distancias eléctricas Para sistemas exteriores entre 22 y 88KV y Para sistemas superiores o iguales a 110KV no aterrizados.

Nivel de tensión soportable al impulso (valor pico)	Tensión nominal	Distancia mínima a tierra		Distancia mínima entre fases	
		mm	Pulg.	mm	Pulg.
KV	KV				
150	22	279	11	330	13
200	33	381	15	432	17
250	44	482	19	558	22
350	66	685	27	786	31
450	88	863	34	989	39
550	110	1068	42	1219	48
650	132	1270	50	1473	58
750	165	1473	58	1702	67
1050	220	2082	82	2388	94

Tabla No. 4.8

Distancias eléctricas para sistemas exteriores y sistemas 110 KV o superiores efectivamente aterrizados.

Nivel de tensión soportable al impulso (valor pico)	Tensión nominal	Distancia mínima a tierra		Distancia mínima entre fases	
		mm	Pulg.	mm	Pulg.
KV	KV				
450	110	863	34	989	39
550	132	1068	42	1219	48
650	165	1270	50	1473	58
900	220	1779	70	2057	81
1050	275	2082	82	2388	91

Tabla No. 4.9

Las tablas Nos 4.8 y 4.9 de la BS 162, muestran algunas distancias eléctricas a tierra y entre fases recomendadas y derivadas de una serie extensiva de pruebas.

El efecto de la reducción de la densidad relativa del aire con la altura, es la reducción de la tensión de flameo, lo cual hace necesario incrementar las distancias en un 3% por cada 305 metros (1000 pies) en exceso de 1006 metros (3300 pies) sobre el nivel del mar.

4.3.4.4 Distancias en aire mínimas para sistemas mayores a 300 Kv.

Por encima de 300 Kv, el factor determinante en la selección de las distancias eléctricas son las sobretensiones de maniobra que tienen magnitudes y formas de ondas muy variables. Se ha demostrado que los objetos circundantes y la proximidad de planos a la tierra afectan las tensiones de flameo cuando se hacen pruebas de maniobra en un par de electrodos determinado. Lo anterior hace difícil el establecimiento de tablas y la normalización de las distancias eléctricas. El tema está siendo estudiado por el IEC y otros comités internacionales.

4.3.4.4.1 Distancias mínimas fase-tierra.

L. Paris propuso en 1967 la siguiente ecuación para conocer la tensión de flameo en un electrodo, válida para distancia entre electrodos desde 2 a 8 metros.

$$V_{50\%} = K1 * K2 * 500 * (d)^{0.6}$$

Donde: $V_{50\%}$: Valor CFO de la tensión de descarga en Kv.

d: Distancia del electrodo entre 2 y 8 metros.

K1: Factor de corrección por electrodo (ver tabla No 4.10).

K2: Factor de corrección para el caso de aplicación con ondas 120/4000 μ Seg. de polaridad positiva.

El valor $V_{50\%}$ se puede determinar en la gráfica No 4.4 en función de la distancia (d) y el tipo de electrodos.

Posteriormente en 1975 G. Gallet propuso la siguiente relación entre tensión de flameo y distancia, válida para distancia entre electrodos desde 1 a 30 metros (sistemas EHV y UHV).

$$V_{50\%} = K1 (3400 / (1 + 8/d))$$

Donde: $V_{50\%}$: Valor CFO de la tensión de descarga a condiciones normales en Kv.

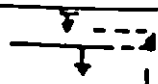

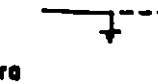
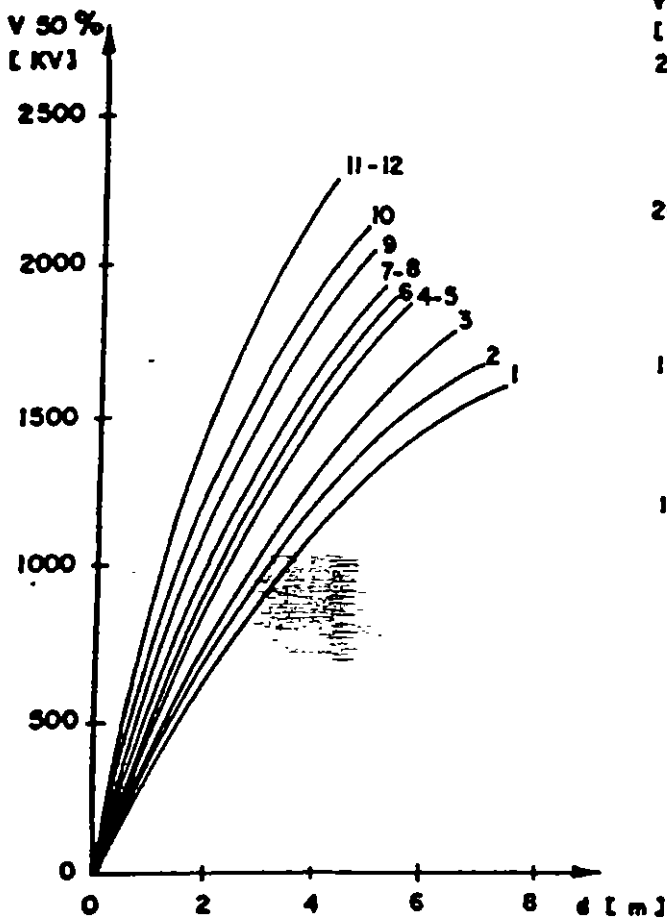
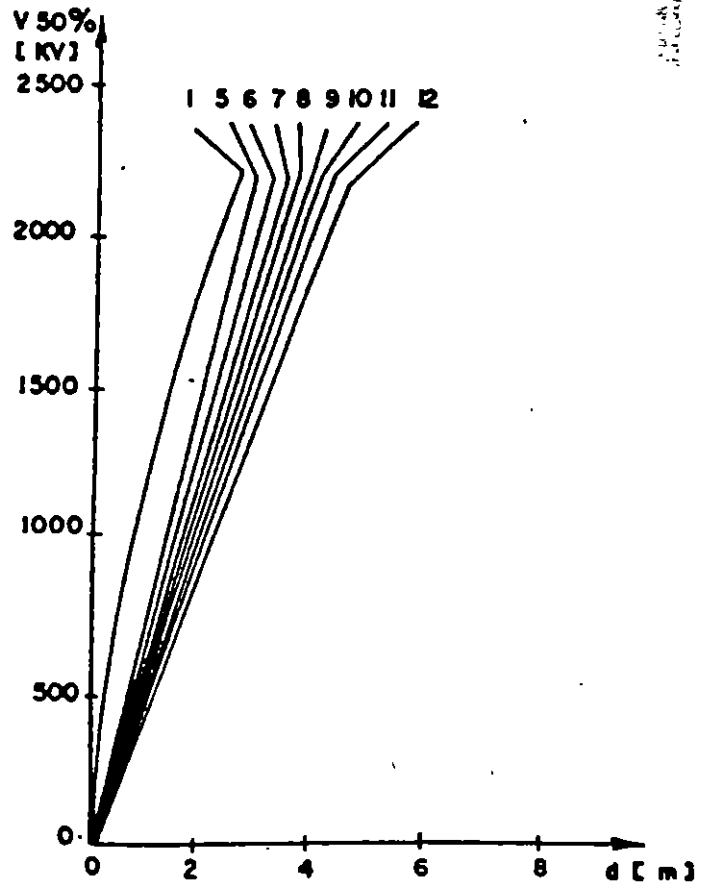
TIPO	ELECTRODOS	FACTOR KI
1	Punto - Placa 	1.00
2	Punto - Estr. (INF.) 	1.03
3	Conductor placa 	1.15
4	Conductor - Estructura	1.30
5	Punta - Punta (h = 3 m)	1.30
6	Conduct. Estr. (Arriba y alado)	1.35
7	Punta Punta (h = 6 m)	1.40
8	Conduct. Saliente	1.40
9	Conduct. Cruceta	1.55
10	Conduct. Punta (3 m abajo)	1.65
11	Conduct. Punta (6 m abajo)	1.80
12	Conduct. Punta Arriba	1.80

TABLA No. 4.10. FACTOR KI DE CORRECCION POR TIPO DE ELECTRODOS.



GRAFICA No. 4.4. VALOR V 50% EN FUNCION DE LA DISTANCIA d y DEL TIPO DE ELECTRODOS PROPUESTO POR L. PARIS.



GRAFICA No. 4.5. VALOR V 50% EN FUNCION DE LA DISTANCIA d y DEL TIPO DE ELECTRODOS PROPUESTO POR G. GALLET.

d: Distancia del electrodo entre 1 y 30 metros.

K1: Factor de corrección por electrodo, con iguales valores que en la ecuación de Paris (ver tabla No 4.10).

El valor V 50% puede ser determinado por medio de la gráfica No 4.5 en función de la distancia (d) y el tipo de electrodos.

La ecuación puede generalizarse para cualquier tipo de onda a pesar que para ondas diferentes a las normales pueden tener resultados menos consistentes.

Esta relación es la que se recomienda utilizar, tomando en consideración que muestra buen grado de aproximación a la de Paris, ofrece valores más conservativos sin llegar al sobredimensionamiento, y no presenta mayores restricciones en la forma de onda.

Con la expresión de Gallet, se ha determinado la distancia para la cual se presenta flameo. Basados en esta expresión y para definir la distancia mínima admisible, se puede seguir el siguiente procedimiento:

- Al efectuar el estudio de sobretensiones por maniobras, se determina la máxima sobretensión esperada, VMS:

$$VMS = (\sqrt{2} / \sqrt{3}) * U_m * FS$$

FS: Factor de sobretensión (del estudio de sobretensiones en el TNA O EMTP).

- Adoptar como caso más crítico el electrodo punta-placa que puede presentarse en la instalación.

- Adoptar una desviación por unidad de 3σ en la curva de probabilidad contra tensión de descarga, por cada σ se tendría una desviación del 5% al rededor del CFO, para un nivel de confiabilidad del 99.87%.

- Corregir el valor de tensión para convertir el VMS en V soportable mediante la relación.

$$VS = V \text{ soportable} = VMS * FC1$$

Donde: $FC1 = 1.15 * (3\sigma, \sigma = 5\%)$

Quantificar la distancia requerida por el voltaje de soporte, VS:

$$d = 8 / ((K1 * 3400 / VS) - 1)$$

Algunos autores multiplican la tensión soportable (VS), por un factor de seguridad (p.e. 1.1). Sin embargo debido al alto grado de tecnificación de las pruebas de laboratorio, actualmente no se utiliza en los cálculos.

- La expresión anterior no toma en consideración el efecto de condiciones ambientales, las cuales serán analizadas más adelante y la manera como se involucran en el cálculo de las distancias eléctricas, al modificar el valor de VS.

4.3.4.4.2 Distancias mínimas fase-fase.

Para distancias eléctricas fase-fase se debe tener en cuenta que el caso más crítico se presenta cuando en un electrodo se tiene una sobretensión positiva (V+) y el otro una sobretensión negativa (V-).

En 1978 G. Gallet propuso una nueva expresión para el voltaje crítico disruptivo con ondas de impulso positivas, que es la misma que se recomienda para distancias fase-tierra para condiciones estandar.

$$(V+ + V-) 50\% = K \cdot (3400 / (1 + 8/d))$$

Donde: K: Factor de electrodo (ver tabla No 4.11).

V+: Sobrevoltaje positivo en un electrodo en Kv.

V-: Sobrevltaje negativo en el otro electrodo en Kv.

d: Distancia entre fases en metros.

Sin embargo el mayor problema que se presenta es la determinación de la tensión crítica disruptiva de la onda completa (V+ + V-) 50% debido al mayor número de parámetros que influyen en las distncias fase-fase. Por lo tanto se hace más complejo el problema de la determinación de la tensión crítica disruptiva para distancias fase-fase, que fase-tierra.

Gallet hace un análisis de estos parámetros que incluyen: el factor de repartición de tensión α , influencia del tiempo de cresta, influencia de la geometría de los electrodos, influencia en el desfase de las dos ondas de impulso e influencia de los parámetros en la desviación estandar.

factor más importante en las distancias fase-fase, es el de repartición de voltaje α que se define como:

$$\alpha = V_- / (V_- + V_+)$$

De acuerdo a estudios hechos en el TNA los mayores esfuerzos en el aislamiento fase-fase se presenta para valores de entre 0.3 y 0.5. Se recomienda tomar un valor de $\alpha = 0.5$ para efecto de diseño.

En la tabla No 4.11 se muestran los valores del factor de electrodo "K" para diferentes geometrías presentadas entre fases.

Para configuraciones prácticas y para valores típicos de α entre 0.33 y 0.5, es aceptable tomar un valor de desviación estandar de $\sigma = 5\%$. Sin embargo para conductores paralelos el valor se disminuye a 3.5% y a 2% para vanos largos.

La metodología recomendada para el cálculo de las distancias eléctricas mínimas fase-fase según la fórmula de Gallet, se puede resumir en los siguientes puntos:

Utilización de un valor de "K" de acuerdo a la tabla No 4.11 según el valor de α .

- El valor de α deberá estar entre 0.33 y 0.5. Los valores de "K" y " α " se deben escoger tal que sean los más críticos al aplicar la fórmula algebraica.

Si se define:

FSP: Factor de sobretensión de maniobra positivo.

FSN: Factor de sobretensión de maniobra negativo.

Entonces:

$$\alpha = (FSN * VMS) / (VMS * (FSP + FSN)) = FSN / (FSP + FSN)$$

Donde: VMS: es el voltaje máximo de sobretensión de maniobra definido como:

$$VMS = (\sqrt{2} / \sqrt{3}) * Um * (FSP + FSN)$$

GEOMETRIA	VALOR K	
	$\alpha = 0.5$	$\alpha = 0.33$
1. Anillo-Anillo o electrodos suaves largos	1.20	1.70
2. Conductores Cruzados	1.65	1.53
3. Punta-Punta o Conductor-Conductor (a lo largo del vano)	1.62	1.52
4. Barrajes soportados (herra-Jes)	1.50	1.40
5. Geometrías Asimétricas	1.45	1.36

K = factor de electrodo α = factor de repartición de (V+ y V-)

Tabla No. 4.11 Factores de electrodo, distancias Fase-Fase

- El valor de la tensión de soporte (VS) para determinar "d" se calcula de la sobretensión máxima por maniobra (VMS) y tomando 3 σ para una probabilidad de no flameo del 99.87%.

Entonces:

$$VS = VMS * FC1$$

Donde:

$$FC1 = 1.15 \quad (3\sigma, \sigma = 5\%)$$

- La distancia mínima entre fases se calcula entonces como:

$$d = S / ((K * 3400 / VS) - 1)$$

para condiciones estandar (presión = 760 mm Hg, t = 20 grados centígrados, Ha = 11 gr/ m³) ..

- Para condiciones ambientales diferentes a los estandar debe corregirse el valor de VS de acuerdo al numeral siguiente.

3.4.5 Correcciones debidas al efecto de las condiciones ambientales.

La resistencia de aislamiento del aire y por lo tanto la tensión crítica disruptiva dependen de la densidad del aire y la humedad ambiental.

La práctica europea como ya se ha mencionado, define las condiciones estandar o normales como:

Presión atmosférica: 76 cm de Hg.

Temperatura ambiente: 20 grados centígrados.

Humedad absoluta: 11 gr/metro cúbico.

Según la norma IEC, documento 42 (1972), la tensión disruptiva se relaciona con la tensión a condiciones normales por la siguiente relación.

$$VMS = ((D)^n / (Kh)^m) * V(\text{condiciones estandar})$$

Donde: VMS: máxima sobretensión por maniobra.

D: densidad del aire.

Kh: factor de corrección por humedad.

m y n: exponentes dados en la norma IEC documento 42(1972).

El factor Kh se calcula de igual forma a la descrita en el numeral 4.3.3.2.

Para distancias grandes entre electrodos se puede tomar el exponente n = 0.7.

La densidad del aire (D) está relacionada con la presión (P) y la temperatura por la siguiente relación:

$$D = (3.96 * P) / (273 + T)$$

Donde: P: presión en cm de Hg.

T: temperatura en grados centígrados.

A su vez la presión (P) está relacionada con la altura (metros) sobre el nivel del mar (Y) por:

$$\text{Log } P = \text{Log } 76 - (Y/18336)$$

de lo anterior, concluimos que el voltaje de soporte (VS) para calcular las distancias eléctricas tiene la siguiente expresión:

$$VS = [(Kh)^m / (D)^n] * (VMS)$$

Donde: VMS: máxima sobretensión de maniobra a las condiciones de una densidad relativa (D) y una humedad que tiene un factor Kh.

4.3.5 Localización del pararrayos respecto al equipo a proteger.

En la práctica, generalmente se conectan los pararrayos tan cerca como sea posible del equipo a proteger.

Sin embargo, en caso de que las subestaciones estén efectivamente apantalladas donde, la posibilidad de una descarga atmosférica directa o en puntos de la línea cercanos a ésta, es muy pequeña, y la corriente de descarga es limitada por la impedancia impulso de la línea, es posible algunas veces proteger más de una pieza del equipo con un solo pararrayos.

En instalaciones no efectivamente apantalladas, los pararrayos deberán ser instalados directamente sobre los terminales del equipo a proteger. La presencia de varias líneas, puede reducir la severidad de los impulsos que entran por una línea, pero para el estudio debe considerarse que una o más líneas se encuentren fuera de servicio. En cualquier caso, las consideraciones deben estar dadas hacia el apantallamiento de la subestación, contra descargas directas.

En subestaciones con varias líneas y varios transformadores, un estudio análogo o digital detallado, se justifica para determinar el número requerido y la localización de los pararrayos para mejor protección.

4.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO ESTADÍSTICO Y SEMIESTADÍSTICO

4.4.1 Generalidades.

Como ya se mencionó, con la coordinación de aislamiento se persigue disminuir dentro de un equilibrio técnico-económico, la probabilidad de deterioro del aislamiento de los equipos y por lo tanto no afectar la continuidad del servicio. En estas condiciones se acepta un riesgo de falla que es determinado por consideraciones tanto económicas como de confiabilidad.

El método estadístico es utilizado cuando se tiene gran interés económico en la reducción de los esfuerzos del aislamiento, especialmente cuando las sobretensiones por maniobra son el problema. Por esta razón, el método estadístico es principalmente apropiado para rango de tensión C especificado en la norma IEC 71-1, cláusula 37, correspondiente a sistemas por encima de 300 KV, no siendo normalmente utilizado este método en los rangos de voltaje A y B.

En la coordinación de aislamiento deben considerarse tanto la mínima rigidez dieléctrica que ofrece el aislamiento de los equipos así como la máxima sobretensión a la que va a estar sometido el sistema y los propios equipos.

Teniendo en cuenta estos dos factores, se puede obtener determinística o estadísticamente el factor de seguridad.

En forma estadística para aislamiento autorecuperable (gases y líquidos) debe aceptarse las variables máxima sobretensión y mínima rigidez dieléctrica como de carácter aleatorias.

Adoptado este factor de seguridad estadístico se emplea el concepto de riesgo de falla como una función de los costos que tienen en cuenta tanto el nivel de aislamiento como las fallas del mismo. Es notable que a mayor nivel de aislamiento para un mismo nivel de tensión nominal, menor es el riesgo de falla lo que implica mayor costo de los equipos. Para el caso contrario, a menor nivel de aislamiento, mayor es el riesgo de falla lo que conlleva a mayor costo por mantenimiento, reparación y flujo de energía cesante.

Los métodos estadístico y semiestadístico son más confiables, pues son basados en parámetros estadísticos, precisando de documentación confiable.

En nuestro país no se cuenta con los datos estadísticos del sistema, en referencia a las sobretensiones ni tampoco a la respuesta probabilística de los aislamientos.

Una herramienta científica y tecnológica de gran importancia para el estudio de las sobretensiones es el EMTP (Programa de transitorios electromagnéticos), el cual arroja para el método estadístico la distribución normal de sobretensiones en el sistema de potencia.

Es relativamente poco lo que se ha trabajado en las aplicaciones del EMTP en coordinación de aislamiento por el

método estadístico, y menos aún, del empleo de este método en el sistema eléctrico de potencia Colombiano.

4.4.2 Definiciones.

- **Sobretensiones por maniobra (descarga atmosférica) estadística:** Es la sobretensión de maniobra (descarga atmosférica) aplicada al equipo como resultado de un evento de un tipo específico en el sistema (energización de una línea, recierre, ocurrencia de una falla, descarga atmosférica, etc) cuyo valor pico tiene una probabilidad de ser excedido que es igual a una probabilidad específica de referencia.

La probabilidad de referencia es escogida como 2% en la norma IEC-71-1.

- **Tensión soportable estadística a los impulsos de maniobra (descarga atmosférica).**

Valor de cresta de una sobretensión de maniobra (descarga atmosférica) aplicada en razón del ensayo de choque para el cual la probabilidad de soportarla es una probabilidad de referencia fijada previamente.

Esta probabilidad de referencia es, dentro de la norma, escogida igual a 90%.

En el presente, este concepto de soporte estadístico no es aplicable más que a los aislamientos autorrecuperables.

- **Factor de seguridad estadístico:** Es la relación entre una tensión soportable estadística y la sobretensión estadística correspondiente de maniobra (o de descarga atmosférica) debido a una perturbación de un tipo determinado, establecido sobre la base de un riesgo aceptado de falla, teniendo en cuenta las curvas de repartición estadística de las sobretensiones y de las tensiones soportables.

4.4.3 Método de Coordinación de Aislamiento Estadístico.

El método estadístico trata de cuantificar el riesgo de falla usado como un indicativo de seguridad en el diseño del aislamiento. Como ya se ha dicho, en sistemas de muy alta tensión, se presentan mayores incentivos para reducir los niveles de aislamiento de un sistema. Así, la aplicación del método estadístico, permite seleccionar con mayor aproximación, el aislamiento autorrestaurable.

necesario, para la utilización del método estadístico, el conocimiento de los siguientes datos:

- Distribución de frecuencia de las sobretensiones causadas por cualquier tipo de evento.

- Rigidez dieléctrica del aislamiento.

Conocidos estos dos parámetros, el riesgo de falla puede ser calculado de la siguiente forma:

El esfuerzo no disruptivo de un dispositivo de aislamiento dado, en un intervalo de tiempo ΔT , es definido por la probabilidad de descarga disruptiva del aislamiento ($P_t(u)$) cuando es sometido a una sobretensión de valor u (ver figura No. 4.2).

Además, con la distribución de las sobretensiones a que está sometida la misma pieza de aislamiento para un tipo de evento considerado, definido por la densidad de probabilidad ($f_0(u)$).

La probabilidad de que el valor de la sobretensión comprendido entre u' y $u' + du$ ocurra es $f_0(u')du$. La densidad de probabilidad de falla del aislamiento debido a una sobretensión de valor u' , es por lo tanto el producto de la densidad de probabilidad de que la sobretensión de valor u' ocurra y la probabilidad de que el aislamiento falle bajo la sobretensión de valor u' . Así:

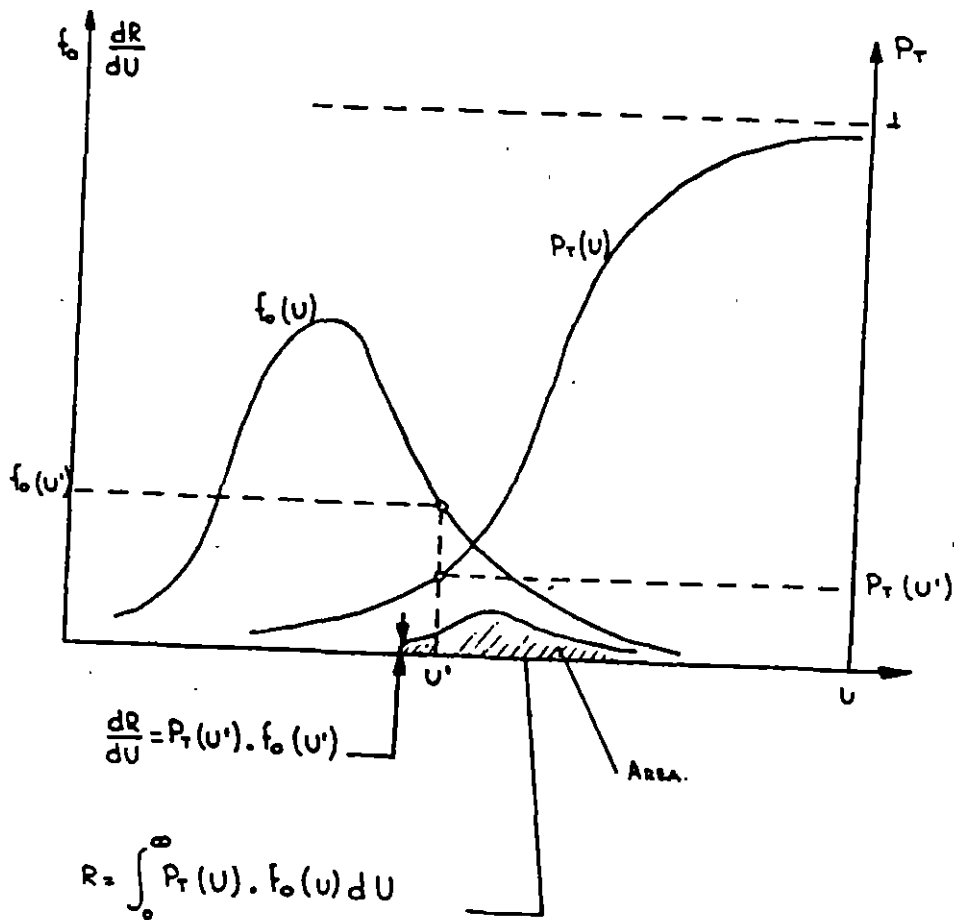
$$dR = f_0(u') \cdot P_t(u') du$$

Para una probabilidad de falla tomando un valor cualquiera de u , el riesgo de falla R para un evento de este tipo, es:

$$R = \int_0^{\infty} f_0(u) \cdot P_t(u) du$$

Que no es más que el área bajo la curva resultante del producto de estas dos distribuciones probabilísticas, las cuales pueden ser determinadas así:

La densidad de probabilidad de sobretensiones en el sistema $f_0(u)$, se determina mediante el empleo del EMTP o por medio de cálculos teóricos y mediciones en el sistema, mientras la probabilidad de descarga disruptiva del aislamiento $P_t(u)$ es calculada al equipo en la fábrica o en un laboratorio, sometiéndolo a las pruebas correspondientes.



R = AREA SOMBRADA

FIGURA No. 4.2 . EVALUACIÓN DEL RIESGO DE FALLA DEL AISLAMIENTO

La distancia entre las curvas $f_0(u)$ y $F_t(u)$ se puede expresar como un factor de seguridad γ , que está relacionado con el riesgo de falla R . El método deberá encontrar valores que se ajusten a un valor adecuado del riesgo de falla. Para aplicar el método estadístico, se precisa un gran número de cálculos, mediciones y pruebas que consideren la configuración del sistema, forma de onda de las sobretensiones, influencia de las condiciones ambientales, etc.

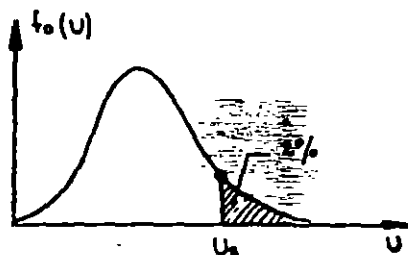
4.4.4 Método de coordinación de aislamiento semiestadístico.

Una simplificación hecha por IEC, es la suposición de que las distribuciones de sobretensiones y de ruptura del aislamiento, son de tipo Gaussiano de desviaciones standard conocidas, en cuyo caso cada curva de probabilidad puede ser representada por un solo punto correspondiente a un valor dado de probabilidad y llamada en la publicación IEC 71-1, cláusula 23, sobretensión estadística y tensión estadística de aislamiento no disruptivo, cláusula 26 respectivamente.

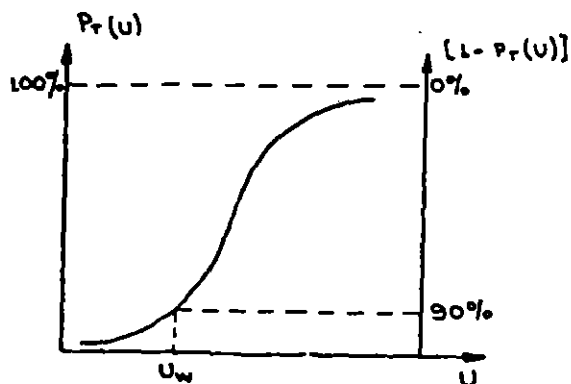
Por razones prácticas, la distribución de sobretensión se caracteriza por un 2% de probabilidad, esto es, que el valor de tensión solo sería superado con una probabilidad del 2% en la distribución de sobretensión como se muestra en la figura No. 4.3

La distribución de falla del aislamiento se representa por un valor no disruptivo con 90% de probabilidad, lo que significa un 10% de falla.

La relación entre la tensión estadística no disruptiva del aislamiento y la sobretensión estadística, se denomina factor estadístico de seguridad y puede utilizarse para indicar el riesgo de falla (ver gráfica No. 4.7).

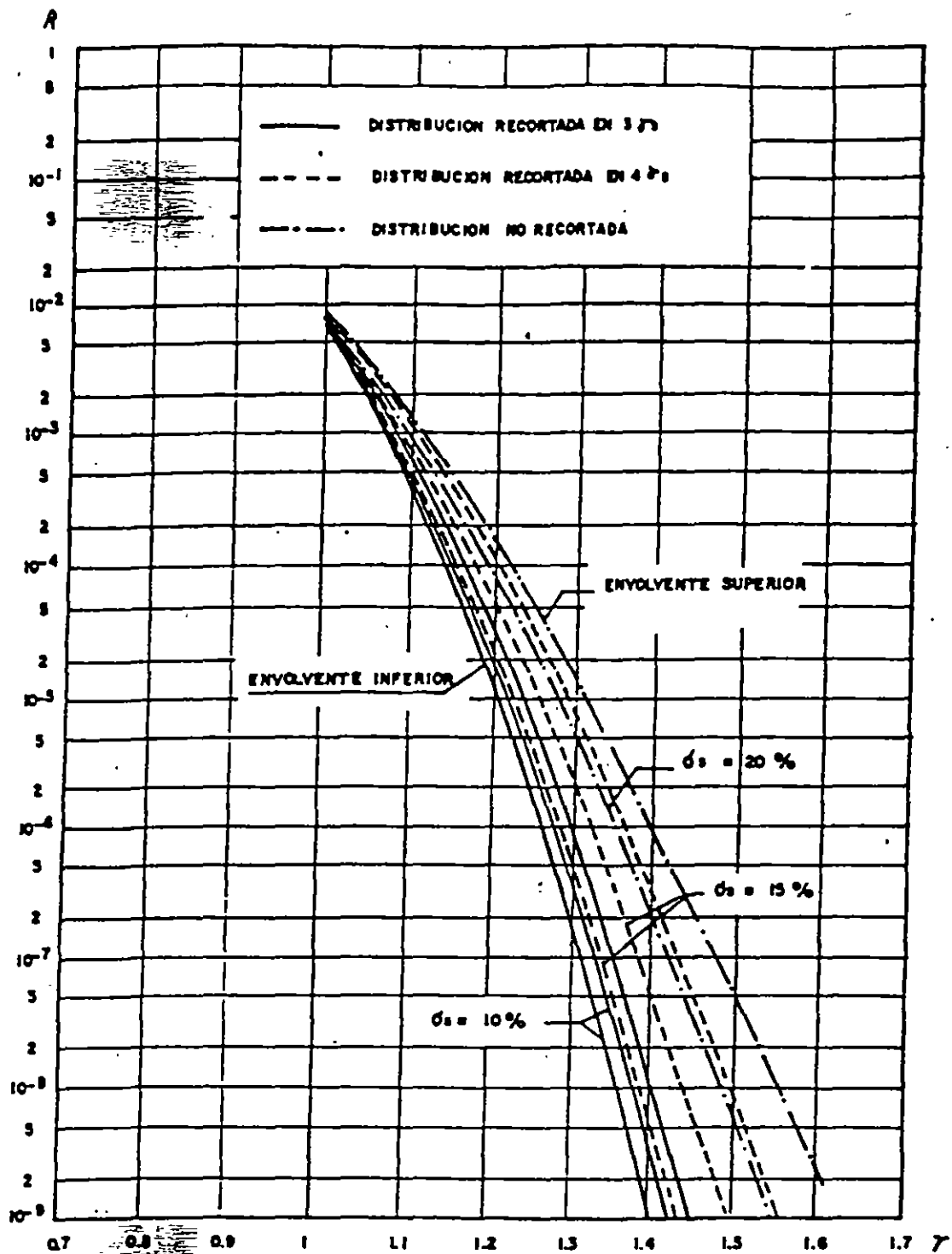


U_0 : SOBRETENSIÓN ESTADÍSTICA LOCALIZADA EN LA CURVA DE LA DENSIDAD DE PROBABILIDAD (EL ÁREA SOMBRADA (2%) REPRESENTA LA PROBABILIDAD DE REFERENCIA)



U_w : TENSIÓN NO DISRUPTIVA ESTADÍSTICA LOCALIZADA EN LA CURVA DE LA PROBABILIDAD DE DESCARGA (EL 90% REPRESENTA LA PROBABILIDAD DE REFERENCIA)

FIGURA No. 4.3 MÉTODO SEMIESTADÍSTICO DE LA COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO



DESVIACION STANDARD DE LA DISTRIBUCION DE SOBRETENSIONES $\sigma_s = 10, 15$ y 20%
 DESVIACION STANDARD DEL AISLAMIENTO $\sigma_i = 6\%$

GRAFICA No. 4.7. CORRELACION ENTRE EL RIESGO DE FALLA (R) Y EL FACTOR DE SEGURIDAD ESTADISTICO (γ) PARA VARIAS DISTRIBUCIONES DE IMPULSO O POR MANIOBRA.

esto que la variación del riesgo de falla no es muy grande para valores razonables de desviación standard para la resistencia no disruptiva del aislamiento, se puede lograr una curva, como la indicada en la gráfica No. 4.9 válida para una desviación standard de 8% (para el aislamiento no disruptivo), la cual puede utilizarse en cálculos preliminares.

Con la utilización de la gráfica No. 4.8, la coordinación de aislamiento se hace más simple. Se comienza por seleccionar un riesgo de falla, con este dato se obtiene el factor de seguridad estadístico y este valor se aplica a la sobretensión estadística considerada para obtener el aislamiento requerido. El método se resume en lo siguiente:

- R = riesgo de falla
- δ = factor estadístico de seguridad

Las figuras 4.7 y 4.8 relacionan R vs δ

$$\delta = \frac{N_{ts}}{N_s}$$

N_{ts} = Aislamiento no disruptivo del equipo con probabilidad del 10% de descarga.

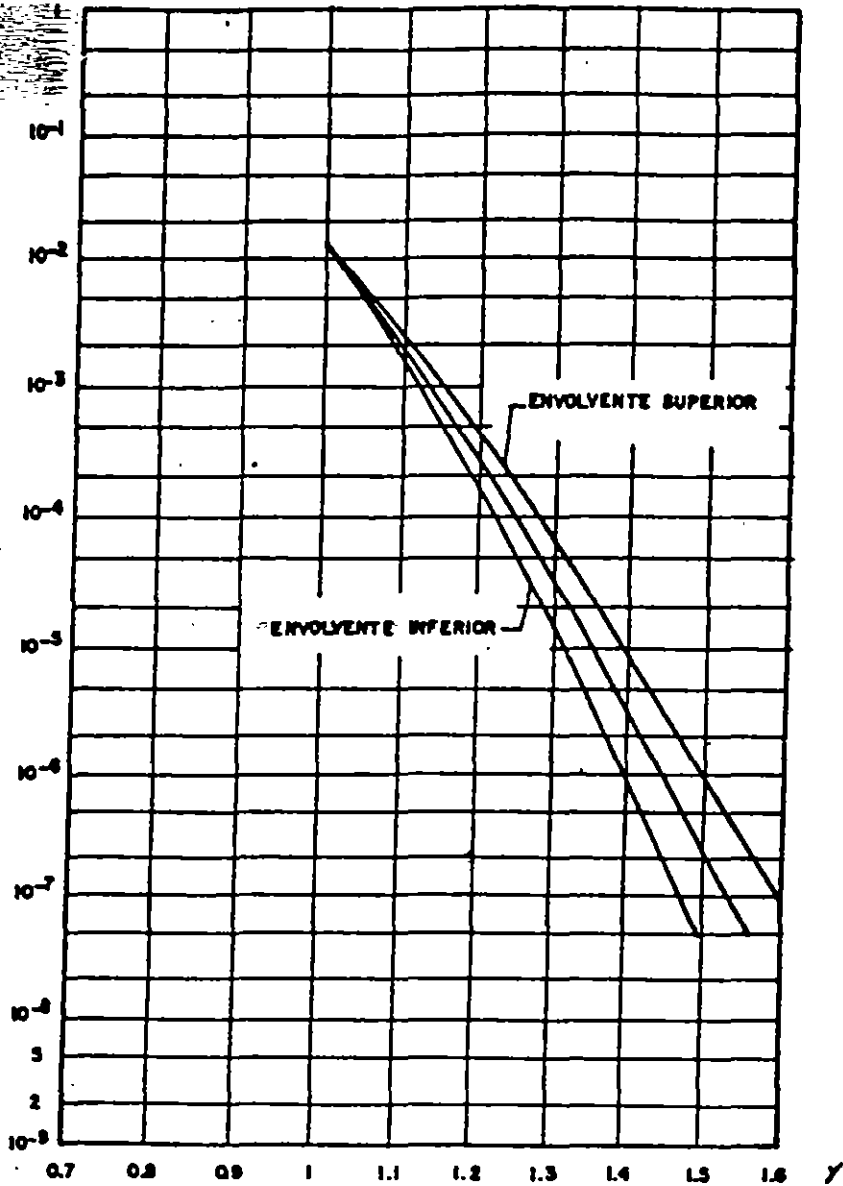
N_s = Sobretensión interna esperada, con probabilidad del 2% de ser superada.

Los métodos estadístico y semiestadístico persiguen la no utilización de pararrayos para el aislamiento autorrecuperable.

4.5 RESUMEN DE LA COORDINACION DE AISLAMIENTO

A continuación hacemos un resumen de los pasos generales que deben seguirse para el estudio y evaluación de la coordinación de aislamiento por el método convencional.

- 4.5.1 Determinar la tensión nominal del sistema en análisis.
- 4.5.2 Establecer las características del sistema.
- 4.5.3 Establecer las sobretensiones temporales, por descarga atmosférica y por maniobra.



DEVIACION STANDARD DEL AISLAMIENTO $\delta t = 8\%$

GRAFICA No. 48. CORRELACION ENTRE EL RIESGO DE LA FALLA (R) Y EL FACTOR DE SEGURIDAD (γ) PARA VARIAS DISTRIBUCIONES DE IMPULSO POR MANIOBRA.

4.5.4 Revisar el apantallamiento de las líneas de transmisión y de la subestación.

4.5.5 Selección del dispositivo de protección (Pararrayos) y obtener sus características principales, las cuales establecen los niveles de protección frente a las sobretensiones.

4.5.6 Calcular los niveles básicos de aislamiento BIL y BSL. Si estos niveles representan altos costos del equipo, debe revisarse los parámetros del sistema, con el fin de introducir medios para reducir las sobretensiones, lo cual implica retomar nuevamente el paso 2.

4.5.7 Correcciones del BIL y BSL por efectos atmosféricos.

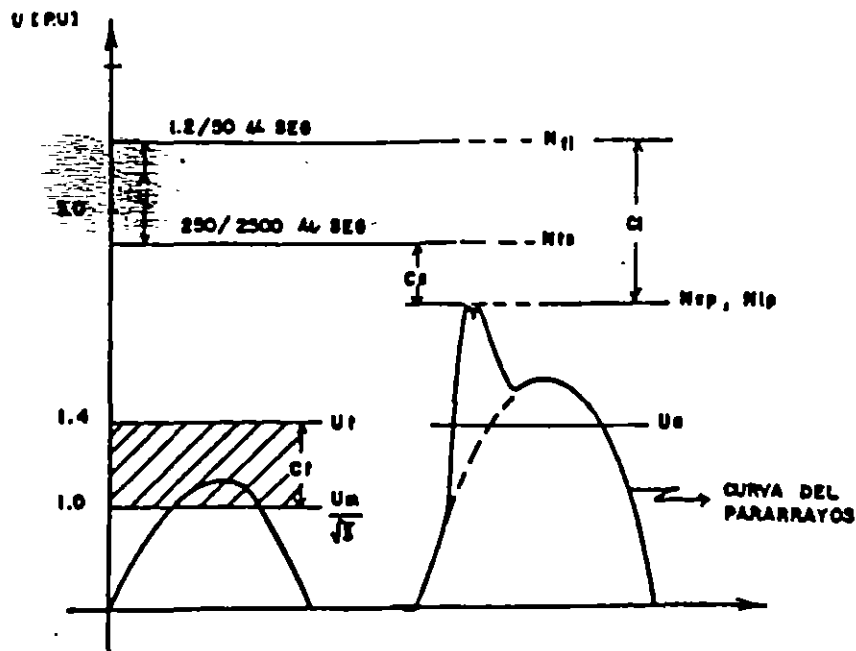
4.5.8 Evaluar las distancias en aire.

4.5.9 Examinar la configuración de la subestación para determinar el número y la localización de pararrayos.

4.5.10 Verificar la coordinación de aislamiento.

4.5.11 Análisis de los resultados obtenidos.

4.5.12 Conclusiones y recomendaciones.



U_m = TENSION MAXIMA NOMINAL DE SERVICIO (TENSION EFICAZ FASE-FASE)

U_e = TENSION NOMINAL DEL PARARRAYOS

U_t = TENSION MAXIMA TEMPORAL (T.O.V. MAX)

C_f = δ = FACTOR DE SOBRETENSION TEMPORAL O FACTOR DE PUESTA A TIERRA

N_{sp} = NIVEL DE PROTECCION PARA SOBRETENSIONES DE ORIGEN INTERNO O DE MANIOBRA

N_{ip} = NIVEL DE PROTECCION PARA SOBRETENSIONES DE ORIGEN EXTERNO.

N_{ts} = NIVEL DE AISLAMIENTO NO DISRUPTIVO DEL EQUIPO, DEBIDO A SOBRETENSIONES DE ORIGEN INTERNO (TENSION PICO)

N_s = MAXIMA SOBRETENSION DE ORIGEN INTERNO ESPERADA

C_s = MARGEN DE PROTECCION FRENTE A SOBRETENSIONES INTERNAS

N_{ii} = NIVEL DE AISLAMIENTO NO DISRUPTIVO DEL EQUIPO, DEBIDO A SOBRETENSIONES DE ORIGEN EXTERNO (TENSION PICO)

N_i = MAXIMA SOBRETENSION DE ORIGEN EXTERNO ESPERADA

C_i = MARGEN DE PROTECCION FRENTE A SOBRETENSIONES EXTERNAS.

FIG. No. 4.8. COORDINACION DE AISLAMIENTO - METODO CONVENCIONAL O DETERMINISTICO.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

C U R S O S A B I E R T O S

II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS,
INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS

MODULO I: SISTEMAS DE DISTRIBUCION

AHORRO DE ENERGIA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

EXPOSITORES: ING. FELIPE MENDEZ LUNAR
ING. ERNESTO A. NIÑO S.

II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS

AHORRO DE ENERGÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

Ing. Felipe Méndez Lunar

Ing. Ernesto A. Niño S.

1.- INTRODUCCIÓN

La operación de toda industria tiene como base la disponibilidad de varios tipos de materias primas, incluidos los energéticos (petróleo, gas, agua, electricidad, etc.). El incremento de los costos de los energéticos ha provocado que los costos del producto se incrementen debido a que una gran parte del total de los gastos son atribuidos al uso de los mismos, el industrial, ante este constante incremento puede reducir sus gastos implementando medidas para evitar el desperdicio y uso innecesario de ellos.

El uso racional de los energéticos ha sido una meta importante del Gobierno Mexicano los últimos 3 lustros, creando para ello algunos organismos (CONAE, FIDE) con la finalidad de generar una conciencia de uso racional de la energía, tanto calorífica como eléctrica, enfocada a consumidores industriales y comerciales.

En los sistemas de distribución se pueden aplicar los conceptos de uso racional de energía, siendo en el sector industrial donde se han presentado las mayores oportunidades de ahorro, ya que generalmente en el diario vivir de una empresa, el administrador o los empleados de la misma no se preocupan de un factor importante que influye directamente en el costo de producción, el desperdicio de energía eléctrica. La finalidad de este tema es fomentar el uso eficiente y racional de la energía eléctrica en los sistemas de distribución de los consumidores grandes y medios, dando para ello algunas medidas básicas de ahorro en los sistemas de distribución de energía eléctrica industriales y para edificios.

A través del organismo encargado en apoyar el programa de ahorro de energía del sector eléctrico, el sector privado puede asesorarse para mejorar la eficiencia del uso de la energía eléctrica, incorporando para ello nuevas tecnologías y técnicas ahorradoras comprobadas, en las instalaciones eléctricas de la industria y el comercio, con la finalidad de hacer más competitivos sus productos.

Con estas acciones se obtienen beneficios tales como:

- + Elevar su productividad y competitividad.

- + Reducir el importe de sus consumos de energía eléctrica.
- + Disminuir el impacto ambiental.
- + Aumentar la disponibilidad de energía eléctrica.
- + Preservar o mejorar niveles de bienestar.
- + Crear una cultura energética.

Como todo tipo de acciones para poder obtener beneficios de los programas de ahorro de energía, es necesario realizar inversiones de capital, las cuales deben ser recuperables a medio o corto plazo.

2.- TARIFAS

Una de las medidas básicas para el ahorro de la energía eléctrica es la administración de la misma. Para determinar la forma en que la energía eléctrica repercute en la economía de una empresa y posteriormente tomar las acciones pertinentes, es necesario conocer cual es su costo, para lograr esto, el industrial debe conocer las "Tarifas para el Suministro y Venta de Energía", siendo la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, a propuesta del suministrador, con la participación de la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, la que fijará las tarifas para venta de energía eléctrica, su ajuste, modificación o reestructuración, con las modalidades que dicten el interés público y los requerimientos del servicio público.

La fijación de las tarifas tenderá a cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del servicio público, propiciando a la vez el consumo racional de energía, para lo cual:

- I.- Reflejarán el costo económico de los rubros de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica suministrada, incluyendo en tal concepto tanto la que genera el propio suministrador como la que obtenga éste de los productores externos, y considerará los requerimientos de ampliación de infraestructura eléctrica, y
- II.- Se ajustarán de acuerdo con la evolución de los costos económicos a través del tiempo, tomando en cuenta, separadamente, los rubros de generación, transmisión y distribución, así como las diferencias o variaciones relevantes por factores regionales o estacionales, los cambios en productividad o eficiencia y los derivados de condiciones de operación del sistema durante los periodos de demanda base, intermedia o pico.

Las tarifas se pueden clasificar dentro de dos grandes grupos:

- + Tarifas de uso general.
- + Tarifas de uso específico.

Dentro del primer grupo se consideran:

Tarifa 2	Servicio general en baja tensión hasta 25 kW de demanda.
Tarifa 3	Servicio general en baja tensión para más de 25 kW de demanda.
Tarifa OM	Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 1000 kW
Tarifa HM	Tarifa horaria para servicio general en mediana tensión, con demanda de 1000 kW o más
Tarifa HS	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión nivel subtransmisión
Tarifa HS-L	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión, para larga utilización
Tarifa HT	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión nivel transmisión
Tarifa HT-L	Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión, para larga utilización

A su vez, son tarifas de uso específico:

Tarifa 1, 1A, 1B, 1C y 1D.	Servicio doméstico.
Tarifa 5	Servicio para alumbrado público.
Tarifa 6	Servicio para bombeo de aguas potable o negras.
Tarifa 9	Servicio para bombeo de agua para riego agrícola.

Dentro de este tema solo serán analizadas por ser de competencia industrial o comercial, los elementos de facturación de las tarifas de uso general (exceptuando la tarifa 2), en las que el cobro depende de cuatro factores:

- a).- **El consumo de energía útil.** Es aquella que se entrega al usuario en un determinado periodo, esta expresado en kW-h (kilowatt-hora).
- b).- **La demanda máxima medida.** Esta se determina mensualmente por medio de instrumentos de medición que indican la demanda media en kilowatts durante cualquier intervalo de 15 minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo de facturación.

- c).- **El factor de potencia (FP).** Se obtiene mediante la relación aritmética entre la energía útil suministrada y la energía total requerida. Solo conlleva costo cuando es menor a 90 %. El factor de potencia está dado por la naturaleza de la carga del usuario y afecta a la adecuada utilización de la capacidad del sistema eléctrica.
- d).- **Medición en baja tensión.** En los servicios que se proporcionen en media tensión, cuando la medición de la energía eléctrica consumida se realice en el lado secundario motivado por una demanda contratada menor a 200 kW, las facturaciones aumentarán en un 2 % sobre el total de la suma del costo por consumo más el costo por demanda. Este cargo se establece previendo las pérdidas inherentes en el transformador.

Para una mejor interpretación de estas tarifas, se enmarcan a continuación sus enunciados de aplicación:

Tarifa No. 3.- Servicio general en baja tensión para más de 25 kW de demanda.

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda de más de 25 kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.

Tarifa O-M.- Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 1000 kW.

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía en media tensión a cualquier uso, con una demanda menor de 1,000 kilowatts.

Tarifa H-M.- Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 1000 kW o más.

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía en media tensión a cualquier uso, con una demanda de 1000 kilowatts o más.

+ Se autoriza al suministrador para que celebre con los usuarios de tarifa O-M que así lo soliciten, convenios que les permitan incorporarse a la tarifa H-M.

Tarifa H-S.- Tarifa horaria para servicio general en alta tensión nivel subtransmisión.

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión.

Tarifa H-SL.- Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión, para larga utilización.

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrado en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio.

Tarifa No. H-T.- Tarifa horaria para servicio general en alta tensión nivel transmisión.

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión nivel transmisión.

Tarifa No. H-TL.- Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión, para larga utilización.

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel transmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio.

Tarifa No. I-30.- Tarifa para servicio interrumpible.

Esta tarifa será aplicable a los usuarios de las tarifas H-S, H-T, H-SL, y H-TL que soliciten inscribirse adicionalmente en este servicio y que tengan una demanda máxima medida en periodo de punta o base, mayor o igual a 20,000 kilowatts durante los tres meses previos a la solicitud de inscripción.

2.1.- Reducción del costo por consumo de energía eléctrica

El conocimiento del sistema tarifario le dará en principio al usuario una herramienta para disminuir el monto que por concepto de consumo de energía eléctrica deberá pagar, debiendo seleccionar para esto la tarifa adecuada a su demanda.

Como un ejemplo real de esta reducción, se muestra en la tabla 2.1 la facturación de Liverpool México, S.A. de C.V. de Venustiano Carranza No. 92 y en la tabla 2.2 la correspondiente a Bancomer, S.N.C. de Bolívar No. 38, donde se considera un periodo anual del 26 de Julio de 1994 al 25 de Julio de 1995. Con la finalidad de ilustrar esto, se considera el primer periodo de ambos servicios (26 de Julio de 1994), mostrando en la tabla 2.3 los importes correspondientes a tarifa 3.

TABLA 2.1
LIVERPOOL MEXICO, S.A. DE C.V.

PERIODO	DEMANDA kW.	CONSUMO kW-h	TARIFA 3 N\$	TARIFA O-M N\$	DIFERENCIA T3- OM (N\$)
940726	720,00	276.000,00	103.058,00	55.682,88	47.375,12
940824	768,00	247.200,00	112.596,00	52.800,29	59.795,71
940926	768,00	273.600,00	104.469,00	56.488,90	47.980,10
941025	768,00	254.400,00	118.851,00	53.806,27	65.044,73
941124	768,00	252.000,00	106.591,00	53.470,94	53.120,06
941227	768,00	280.800,00	107.351,00	57.494,88	49.856,12
950124	768,00	216.000,00	118.476,00	48.441,02	70.034,98
950223	720,00	254.400,00	92.961,00	52.664,93	40.296,07
950324	720,00	235.200,00	115.095,00	49.982,30	65.112,70
950425	768,00	268.800,00	108.006,00	55.818,24	52.187,76
950525	864,00	256.800,00	156.380,00	56.424,29	99.955,71
950623	816,00	252.000,00	156.380,00	54.612,29	101.767,71
950725	768,00	266.400,00	154.134,00	55.482,91	98.651,09
RECUPERACION TOTAL					851.177,86

TABLA 2.2
BANCOMER, S.N.C.

PERIODO	DEM. kW.	CONSUMO kWh	TARIFA 3 N \$	TARIFA OM N \$	DIFERENCIA T3-OM (N\$)
940726	1.580,00	752.000,00	267.693,00	142.638,68	125.054,32
940824	1.580,00	652.000,00	284.629,00	128.666,68	155.962,32
940926	1.580,00	750.000,00	252.695,00	142.359,24	110.335,76
941025	1.606,00	660.000,00	293.946,00	130.402,67	163.543,33
941124	1.760,00	1.284.000,00	255.796,00	221.249,76	34.546,24
941227	1.780,00	686.000,00	266.386,00	138.172,76	128.213,24
950124	1.580,00	554.000,00	282.882,00	114.974,12	167.907,88
950223	1.580,00	662.000,00	217.476,00	130.063,88	87.412,12
950324	1.580,00	614.000,00	280.677,00	123.357,32	157.319,68
950425	1.780,00	686.000,00	264.840,00	138.172,76	126.667,24
950525	1.780,00	672.000,00	378.892,00	136.216,68	242.675,32
950623	1.780,00	622.000,00	384.301,00	129.230,68	255.070,32
950725	1.760,00	644.000,00	363.391,00	131.828,96	231.562,04
RECUPERACION TOTAL					1.986.269,81

TABLA 2.3
IMPORTES EN TARIFA 3

USUARIO	kW	kWh	IMPORTE
LIVERPOOL	720	276 000	103 058,00
BANCOMER	1 580	752 000	267 693,00

Si dichos servicios se contrataran en tarifa O-M, considerando la misma demanda y consumo, se obtienen los costos mostrados en la tabla 2.4.

TABLA 2.4
IMPORTES EN TARIFA O-M

USUARIO	kW	kW h	IMPORTE
LIVERPOOL	720	276 000	55 682,88
BANCOMER	1 580	752 000	142 638,68

Como se observa en este ejemplo, la tarifa O-M proporciona un ahorro del 46 y 46,7 % para Liverpool y Bancomer respectivamente. Aunque la inversión inicial requerida para contratar en esta tarifa es importante, en menos de dos años se amortizará.

En las figuras 2.1 y 2.2 se muestran las curvas comparativas de importes facturados para estos usuarios.

2.2.- Factor de potencia

Para compensar los perjuicios ocasionados a las empresas suministradoras de energía eléctrica por el bajo factor de potencia que adquieren las redes de distribución, en el ajuste y reestructuración para suministro y venta de energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación del día 10 de noviembre de 1991, se establece:

El usuario procurará mantener un factor de potencia (FP) tan aproximado al 100 % (cien por ciento) como le sea posible; pero en el caso de que su factor de potencia durante cualquier periodo de facturación tenga un promedio menor de 90 % (noventa por ciento) atrasado, determinado por métodos aprobados por la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, el suministrador tendrá derecho a

IMPORTE FACTURADO

LIVERPOOL MEXICO, S.A. DE C.V.

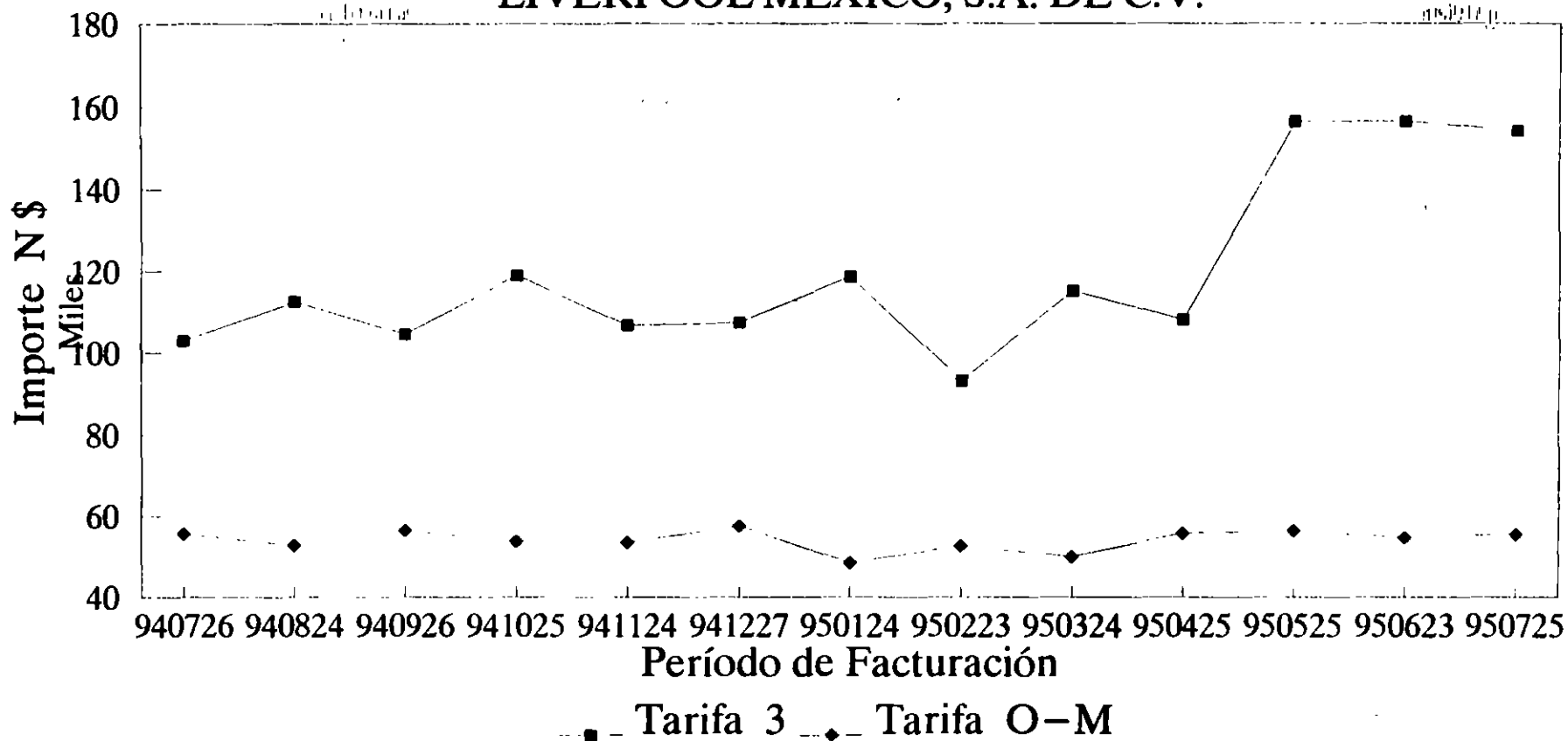


Figura 2.1

IMPORTE FACTURADO

BANCOMER, S N C

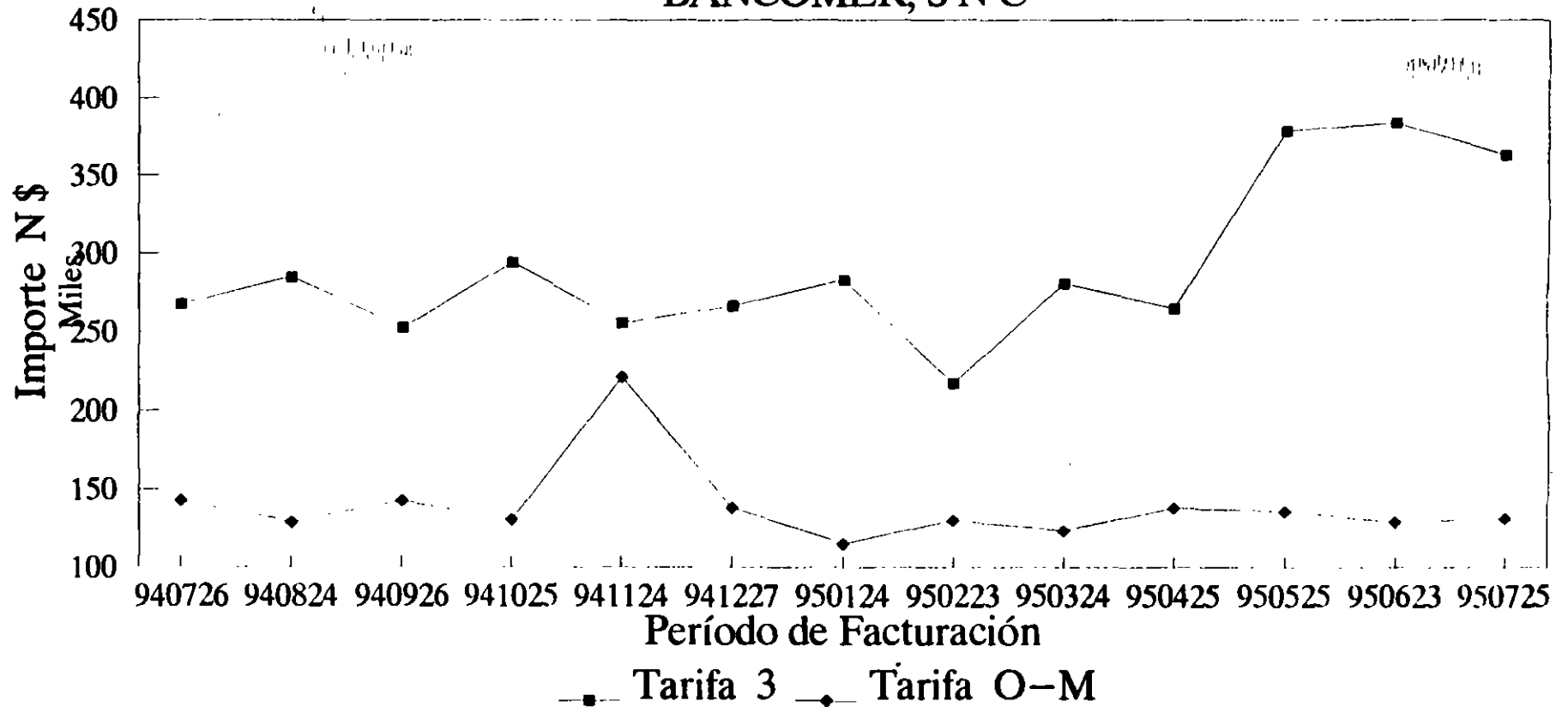


Figura 2.2

cobrar al usuario la cantidad que resulte de aplicar el monto de la facturación el porcentaje de recargo que se determine según la fórmula que se señala. En el caso de que el factor de potencia tenga un valor superior al 90 % (noventa por ciento), el suministrador tendrá la obligación de bonificar al usuario la cantidad que resulte de aplicar a la factura el porcentaje de bonificación según la fórmula que también se señala.

Fórmula de Recargo:

$$\text{Porcentaje de Recargo} = 3/5 \times ((90/FP) - 1) \times 100; \quad FP < 90 \%$$

Fórmula de Bonificación

$$\text{Porcentaje de Bonif.} = 1/4 \times (1 - (90/FP)) \times 100; \quad FP > \text{ó} = 90 \%$$

Donde FP, es el factor de potencia expresado en por ciento.

2.3.- Factor de carga del servicio

Se define como la relación existente entre la demanda media y la demanda máxima en un intervalo de tiempo dado y se puede calcular en base a los valores registrados en la facturación de energía eléctrica de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$FC = D_m/D_m$$

$$D_m = kWh / h$$

$$\% FC = \frac{kWh-h}{h \times D_m} \times 100$$

donde;

FC = Factor de carga
Dm = Demanda media
Dm = Demanda máxima en el periodo
kWh = Energía consumida en el periodo
h = Número de horas del periodo

El factor de carga relaciona la energía que se utiliza durante un periodo de facturación con respecto a la energía que el suministrador debe proporcionar a razón de la demanda máxima medida durante ese mismo periodo.

Para apreciar en forma práctica lo que representa el factor de carga, se presenta el siguiente:

Ejemplo

Se tienen dos industrias de las mismas características, cuya contrato esta realizado en tarifa O-M, tienen un factor de potencia de 90 %.

La industria No. 1 demanda 720 kW y consume en el periodo del 95/08/03 al 95/09/01, 276 000 kWh.

La industria No. 2, en el mismo periodo demanda 500 kW y consume 276 000 kWh.

Para este periodo el cargo por demanda es de N \$ 23,7780 y el cargo por consumo es de N \$ 0,13972, ambas industrias se encuentran ubicadas en la región centro, por lo que se tiene lo siguiente:

I N D U S T R I A N ° 1		
Cargo por demanda	23,7780 x 720	N\$ 17 120
Cargo por consumo	0,1397 x 276 000	N\$ 38 562
Importe facturado		N\$ 55 682

$$\text{FACTOR DE CARGA} = (276\ 000 \times 100) / (464 \times 720) = 55,08 \%$$

$$\text{COSTO MEDIO DEL kWh} = \text{N\$ } 55\ 682,88 / 276\ 000 = \text{N\$ } 0,20$$

I N D U S T R I A N ° 2		
Cargo por demanda	N\$ 23,778 x 500	N\$ 11 889
Cargo por consumo	N\$ 0,1397 x 276 000	N\$ 38 562
Importe facturado		N\$ 50 451

$$\text{FACTOR DE CARGA} = (276\ 000 \times 100) / (696 \times 500) = 79,31 \%$$

$$\text{COSTO MEDIO DEL kWh} = \text{N\$ } 50\ 451,72 / 276\ 000 = \text{N\$ } 0,18$$

Como se observa, a mayor factor de carga, el costo por kWh es menor.

3.- AUDITORÍA HISTÓRICA

Una auditoria histórica identifica los consumos y costos de energia empleada para elaborar una cierta cantidad de producto terminado y asi poder establecer comportamientos, tendencias y resultados.

Para realizar una auditoria histórica se requiere de poco tiempo y los resultados pueden ser extremadamente valiosos para puntualizar en elementos individuales de la industria a la que se le realiza dicha auditoria.

Hay que identificar y cuantificar los consumos y costos mensuales que ha tenido la industria durante por lo menos 2 años; esta información se puede obtener fácilmente a través de los recibos de pago efectuados, Con lo cual se puede determinar cuanta energia se consume por unidad de producto, a esto se le denomina consumo especifico.

Para elaborar una auditoria de este tipo, se puede utilizar como auxiliar la tabla 3.1.

Mediante el análisis de este registro se podrá establecer tanto la tendencia histórica como el impacto de cualquier ahorro de energia eléctrica.

3.1.- Índices

Cuando el uso de la energia eléctrica se puede relacionar a un producto o a una actividad, se genera un indice que mostrará la mejor manera de comparar sus comportamientos o tendencias. Por esta razón, es importante tener las cantidades producidas en cada periodo de facturación y con esto determinar el uso de la energia eléctrica por unidad de producto o servicio. Es conveniente que al analizar estas variaciones no se tomen en cuenta los consumos fuertes de energia en las oficinas administrativas de la industria.

Si se grafican los indices energéticos contra el tiempo, se tendrá un indicador de la eficiencia energética a través de los años.

4.- AUDITORÍA DE RECORRIDO

Una vez que se analizó el historial de consumos de energia, se deben obtener los datos especificos de operación e iluminación, realizando para ello la auditoria de recorrido. Observando cuidadosamente aspectos tales como:

- + Revisión de planos de ubicación de maquinaria y equipo.
- + Levantamiento del censo de cargas eléctricas.
- + Consumos estimados por equipos y/o áreas.

- + Determinar la distribución porcentual de carga.
- + Detección de oportunidades de ahorro obvias.

Si la empresa tiene planos con la ubicación de las cargas, habrá que identificar en ellos:

- + Grupos de máquinas para un mismo proceso
- + Alimentadores principales y derivados
- + Oficinas administrativas
- + Almacenes
- + Iluminación de la planta
- + Talleres
- + Voltajes de operación de equipos

De la misma manera que los planos, el censo de carga nos permitirá conocer en forma más objetiva que aparatos o equipos se usan, cuanta energía consumen en forma individual y su frecuencia de operación.

En la auditoría de recorrido se tomará nota de los puntos obvios con pérdidas de energía. Estos puntos son los que presentan oportunidad de ahorro inmediatos y con poca inversión. Posteriormente se analizarán aquellos que requieran una gran inversión. Esta auditoría puede ser tan simple o compleja dependiendo de la complejidad o tamaño mismo de la industria en análisis.

4.1.- Censo de carga

Motores

Para obtener el censo de carga se puede utilizar la tabla 4.1. Con estos datos se puede estimar la demanda de cada motor y conforme a su uso obtener el consumo aproximado por mes.

Debido a que la gran mayoría de los motores no se utilizan a su potencia nominal, existe un Factor de Carga el cual se define con la siguiente relación:

$$\text{Factor de Carga} = \frac{\text{Carga típica}}{\text{Carga Nominal}} = \frac{\text{Corriente real}}{\text{Corriente nominal}}$$

Este factor de carga sirve para determinar cual es la potencia real en el eje.

$$\text{Pot. real en el eje} = \text{CPnom.} \times 0,746 \times \text{F.C.} \quad \text{---- (kW)}$$

Iluminación

Durante el recorrido, deberán anotarse las condiciones actuales de la iluminación y la potencia de cada uno de los equipos incluyendo

el alumbrado de seguridad, así como el horario en que se encuentra encendido.

Debe considerarse la posibilidad de reducir el número de luminarias encendidas durante el día mediante el uso de láminas translúcidas. Asimismo, anotar los equipos que por descuido están encendidos durante el día y/o los que desde el punto de vista operacional no requieran estar encendidos. Por otra parte, se debe investigar si todos los circuitos están debidamente identificados y si existe un interruptor general para todo el alumbrado.

5.- OPORTUNIDADES DE AHORRO DE ENERGÍA

Dentro de las oportunidades de ahorro de energía eléctrica en los sistemas de distribución en edificios o industrias, se tienen las siguientes:

- * Alumbrado
- * Administración de la demanda
- * Corrección de bajo factor de potencia
- * Aire acondicionado
- * Programa para la administración de la energía

En virtud de que cada uno de los puntos anteriores son por si solos muy extensos y complejos, solamente se indicarán para cada uno de ellos una serie de recomendaciones a fin de que se pueda identificar fácilmente cuales pueden ser las expectativas de ahorro de energía en los mismos.

5.1.- Alumbrado

Uno de los desperdicios más comunes de energía se da en la iluminación de plantas industriales y oficinas de las empresas.

Los tres enfoques principales para iluminar un área específica son:

- + Iluminación general
- + Alumbrado del área de labor
- + Iluminación decorativa

Si la iluminación general se diseña para niveles de labores visuales que requieren alta iluminación, esta resultará una práctica costosa e innecesaria.

El alumbrado exclusivo del área de labor es más eficiente, ya que se tendrán los niveles de iluminación requeridos de acuerdo con las necesidades de la labor desarrollada.

Es conveniente que el alumbrado decorativo sea analizado ya que este puede encarecer el mantenimiento y operación del sistema.

REDUCCIÓN DE POTENCIA SIN MODIFICAR EL NIVEL DE ILUMINACIÓN.

Existen algunas formas sencillas para reducir los consumos por concepto de iluminación:

Lámparas eficientes.

En el mercado existe una gran variedad de lámparas fluorescentes que pueden sustituir directamente a los tradicionales focos incandescentes, ya que para un mismo flujo luminoso consumen aproximadamente 75 % menos energía, duran 10 veces más y emiten una luz agradable.

En la tabla 5.1 se muestra el cuadro comparativo de las características físicas y técnicas de diferentes lámparas fluorescentes

Reflectores ópticos

Una manera simple de reducir los consumos y el número de lámparas, consiste en la utilización de reflectores. Esto implicará utilizar superficies reflejantes en los gabinetes de las lámparas fluorescentes. La reflexión lograda permite eliminar aproximadamente el 50 % de lámparas y balastos, lo que significa un ahorro similar en el consumo por iluminación.

Controladores de alumbrado.

Son utilizados en zonas donde se tiene tiempo de desocupación de labores. Esto se puede realizar con la instalación de controladores de tiempo. Otro control sencillo lo representan las fotoceldas que harán el apagado o encendido según los niveles de iluminación en el ambiente, estos pueden ser utilizados en áreas de oficinas para disminuir el uso del alumbrado artificial y aprovechar la luz del sol en las áreas cercanas a las ventanas. La utilización de estos controladores mejora la eficiencia del sistema de alumbrado.

Uso de alumbrado natural

La utilización de la luz solar es una gran ventaja, lo que puede realizarse instalando tragaluces, los cuales tienen un efecto en la calidad de luz, según sea la elección del mismo, lo cual depende de su construcción, color y transmisión. Los tragaluces más recomendables para labores donde se requiera buena visibilidad son los blancos.

El inconveniente de los tragaluces es la transmisión de calor a través de ellos, por lo que es recomendable la utilización de tragaluces de capa doble y aire encerrado, los que reducen sustancialmente este problema; en otros casos la polarización del tragaluz servirá para el mismo propósito.

TABLA 5.1
CUADRO COMPARATIVO DE LAS CARACTERISTICAS
FISICAS Y TECNICAS DE LAMPARAS

WATTS	ACABADO	ARRANQUE	VIDA APROX. HORAS	LUMENES APROX.
39	LUZ DE DIA	INSTANTANEO	9.000	2.500
39	BLANCO FRIO	INSTANTANEO	9.000	3.000
32	BLANCO LIGERO *	INSTANTANEO	12.000	2.700
40	LUZ DE DIA	RAPIDO	12.000	2.650
40	BLANCO FRIO	RAPIDO	12.000	3.150
34	BLANCO LIGERO *	RAPIDO	20.000	2.925
75	LUZ DE DIA	INSTANTANEO	12.000	5.450
75	BLANCO FRIO	INSTANTANEO	12.000	6.300
75	BLANCO LIGERO *	INSTANTANEO	12.000	6.000
110 H.O.	BLANCO FRIO	RAPIDO	12.000	9.200
95 H.O.	BLANCO LIGERO *	RAPIDO	12.000	9.100
215 V.H.O.	BLANCO FRIO	RAPIDO	10.000	15.000
195 V.H.O.	BLANCO LIGERO *	RAPIDO	10.000	14.900

* LAMPARAS SUPER SAVER II

Alumbrado de seguridad

El alumbrado de seguridad es útil para desanimar a los ladrones, pero es necesario verificar si la cantidad de luminarias es adecuada para realizar el rondin del vigilante o si se puede reducir.

Uso decorativo

Es recomendable la instalación de controladores de tiempo en anuncios luminosos y tener la certeza que la eficiencia de las lámparas son las adecuadas.

Es obvio decir que cualquier disminución en el consumo de energía eléctrica redundará en un beneficio económico, tanto en el aspecto de energía consumida como en la reducción de la curva de demanda y por consiguiente en la demanda pico. Esto nos produce un doble ahorro económico (energía facturada y reducción de kW de demanda máxima).

5.2.- Administración de la demanda

Como ya se explicó, las tarifas eléctricas aplicables a este tipo de servicios no solo contemplan el cobro de la energía consumida por un usuario en un intervalo de tiempo, sino también la forma en que está siendo requerida durante el periodo de consumo. Esto viene definido por el Factor de Carga del servicio, de manera que mientras más cercano esté de la unidad, el costo medio del kW-h será menor.

El factor de carga se puede mejorar de 2 formas:

- a).- Reduciendo la demanda máxima.
- b).- Incrementando el tiempo laboral de la empresa.

a).- Disminución de la demanda

La mayoría de las medidas de conservación de energía aplicadas a dispositivos eléctricos disminuyen el consumo global y pueden disminuir la demanda máxima si se encuentran operando durante el intervalo crítico. Algunas son; el uso de motores más eficientes, conversiones a equipos de gas y sistemas de alumbrado más eficaces. Sin embargo estas medidas pueden tener poca relevancia en la disminución de la demanda máxima.

Por consiguiente, resulta necesario modificar la forma en que el usuario utiliza la energía, para ello se requiere redistribuir la operación de los equipos de tal manera que el uso de la electricidad no esté concentrado durante el intervalo de demanda máxima. Esta no es una técnica de ahorro de energía, ya que no tiene la finalidad de reducir el consumo de la misma, pero si

tendrá un fuerte impacto en el valor de la demanda máxima y por consiguiente la reducción en el pago por este concepto.

Administrar la demanda de energía eléctrica en un sistema es organizar la operación de las cargas con el fin de evitar grandes picos en la misma. Todo esto debe hacerse sin afectar la calidad o productividad de la empresa.

Para poder administrar la demanda se requiere conocer:

- + Auditoría histórica
- + Perfil de demanda
- + Proceso de fabricación
- + Tipos de cargas
- + Censo de carga

Un análisis de estas características en conjunto nos podrá indicar cual es la demanda objetivo y las cargas susceptibles de controlar.

Auditoría histórica

La auditoría histórica nos servirá para conocer; el factor de carga con que generalmente trabaja la empresa, una primera apreciación de la cantidad de kW de demanda factible de reducir y una estimación aproximada del beneficio obtenido.

El cálculo para detallar la mejora económica al aumentar el factor de carga se realiza de la siguiente manera:

$$(\$ \text{ kW-h})_m = \frac{(\$/\text{kW}) + (\$/\text{kW-h}) (FC) (h)}{(FC) (h)}$$

donde

- $(\$ \text{ kW-h})_m$ = Costo medio del kilowatt-hora
- $(\$/\text{kW})$ = Costo por kilowatt de demanda máxima
- $(\$/\text{kW-h})$ = Costo del kilowatt-hora
- (FC) = Factor de Carga
- (h) = horas facturadas

Perfil de la demanda

La herramienta mas importante para determinar la viabilidad de administrar la demanda, es obtener el perfil de la misma durante las 24 horas de cuando menos un día que se considere representativo. Obviamente, un perfil de demanda semanal o mensual ofrecerá mejores perspectivas de análisis.

Debe observarse que cualquier intento realizado sin considerar el perfil de demanda resultará infructuoso, ya que solo de esta manera se puede estar en condiciones de hacer un diagnóstico más real.

Proceso de fabricación

Uno de los puntos importantes en toda auditoría energética es el conocer el proceso de fabricación y tratar de conjuntarlo por áreas específicas. Sin embargo la finalidad de la auditoría no implica que se deba ser un experto en el giro de la empresa auditada.

Para determinar la forma en que la demanda puede controlarse, se han de agrupar las cargas eléctricas según su operación y también distinguir si:

- + Son cargas productivas o de servicio.
- + Únicamente pueden estar totalmente encendidas o apagadas.
- + Se dispone de un medio para limitar la potencia entregada a la carga, es decir si se pueden fijar momentáneamente niveles mas bajos de potencia.

Censo de carga

Con el censo de carga es posible:

- + Conocer el uso de energía por área o departamento y poder ponderar un estimado posible de comparar con el real.
- + Discernir cuales cargas son propensas y por cuanto tiempo a la administración de la demanda .

Equipos automáticos de control de demanda máxima.

Existen en el mercado nacional empresas que distribuyen equipos para controlar en forma automática la demanda máxima de un servicio, proporcionando asimismo apoyo técnico y de mantenimiento de los mismos.

Estos equipos son sistemas con microprocesadores, los cuales toman el control total de las cargas susceptibles de controlar, tales como:

- + Alumbrado
- + Aire acondicionado y calefacción
- + Compresores
- + Ventiladores y extractores
- + Cargadores de baterías
- + Cargas de talleres, etc.

cuyos módulos programados previamente conectan o desconectan equipos de acuerdo a una demanda fijada con anticipación, disminuyendo de esta forma los grandes picos, a efecto de mejorar el factor de carga y evitar costos elevados en la facturación por este concepto.

Antes de poner en práctica esta o cualquier otra medida de ahorro, se requiere establecer previamente el costo beneficio de la implantación correspondiente, a fin de determinar el tiempo de recuperación de la inversión.

Independientemente, cuando el proceso lo admita, podrán efectuarse pequeños cambios en la operación de las cargas para obtener reducciones en los picos de demanda y así disminuir la facturación por kW de demanda máxima sin realizar inversión alguna.

b).- Incremento del tiempo laboral de la empresa

Los turnos de operación de una empresa determinan el valor máximo del factor de carga a que pueden aspirar. Esto se comprende considerando que el suministrador está en posibilidad de proporcionar el servicio durante la 24 horas del día, pero es el usuario el que decide el horario para hacer uso intensivo de la energía.

Esto es, si una empresa trabaja los tres turnos durante todo el año con una demanda bien administrada, podrá tener un factor de carga muy cercano al 100 % y su perfil de demanda será parecido al de la figura 5.1.

Por otro lado hay empresas que trabajan 1 ó 2 turnos, descansan 1 ó 2 días por semana y días festivos, estas podrán tener curvas de demanda parecidos a las figuras 5.2 y 5.3. Obviamente los factores de carga para estas empresas será menor que la anterior.

Evaluación económica

Una empresa trituradora de piedra produce materiales para construcción y tiene en su proceso maquinaria eléctrica cuya demanda se establece en el orden de los 700 kW, con consumos de 291,000 kW-h al mes (figura 5.4).

Trabajan 2 turnos, 6 días por semana y producen 40,000 ton. al mes. Como se puede ver, si llega a fallar el motor de 170 kW se detiene todo el proceso. No siempre funciona este motor ya que el apilamiento que forma es superior en volumen al que pueden moler los motores de 140 kW. Es decir, no siempre está funcionando el equipo de 170 kW.

¿Como administrar la demanda?

Se propone diferir el horario de trabajo del motor de 170 kW y de sus bandas transportadoras (3x17 kW) a un tercer turno. Para esto el tercer turno requiere de 5 kW de alumbrado, dadas la características de operación de este equipo. Esto es posible ya que los apilamientos que efectúa este motor son grandes y los motores de 140 kW no logran terminarlo en los dos turnos.

Al diferir la operación de estos equipos, se demandará:

Tercer turno : 226 kW x 8 horas x 26 días al mes = 47,088 kWh

Primer turno : 498 kW x 8 horas x 26 días al mes = 103,584 kWh

Segundo turno : 498 kW x 8 horas x 26 días al mes = 103,584 kWh

T o t a l 254,176 kWh

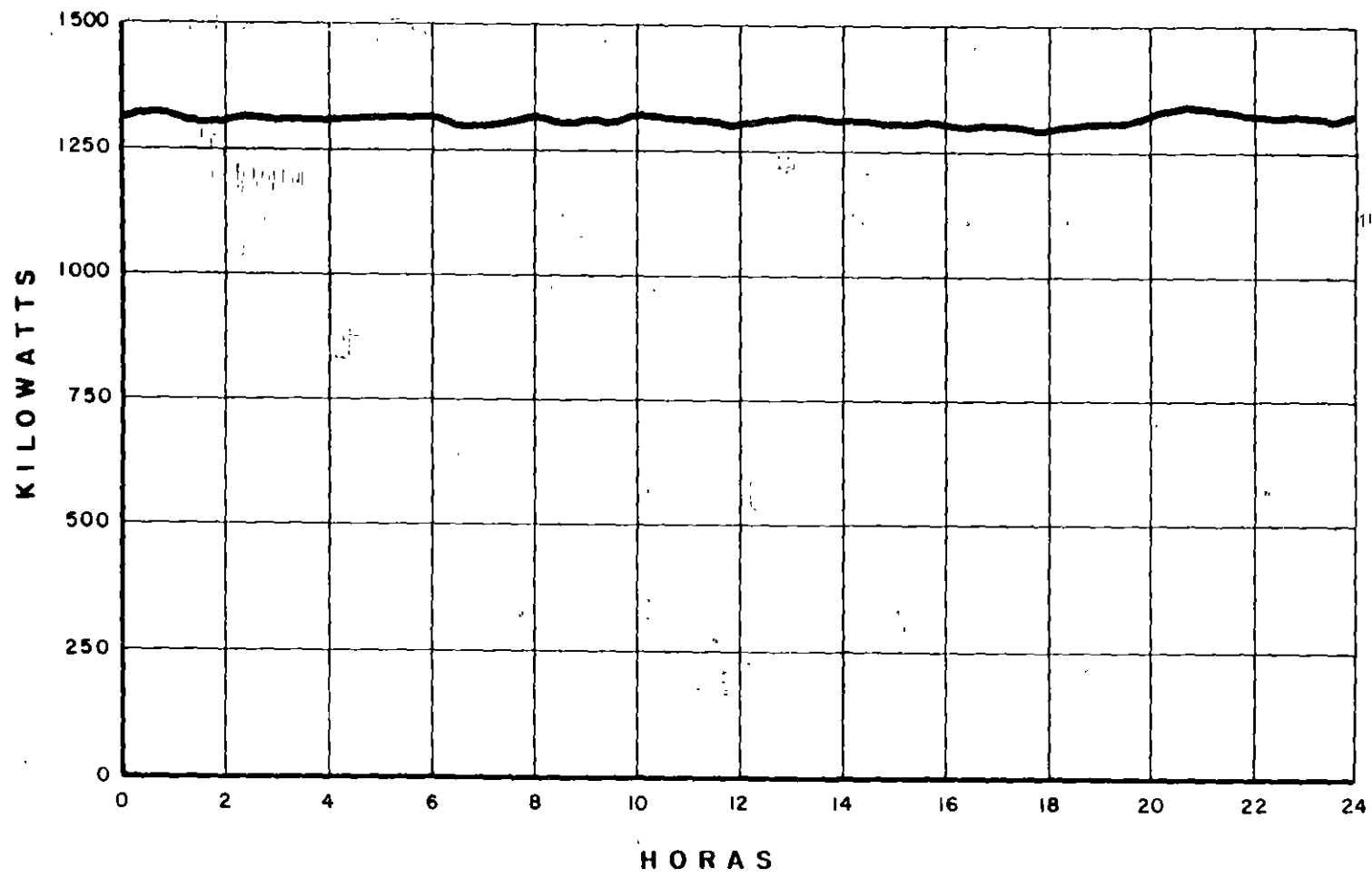


FIGURA 5.1 PERFIL DE DEMANDA (TRES TURNOS DE OPERACION)

52

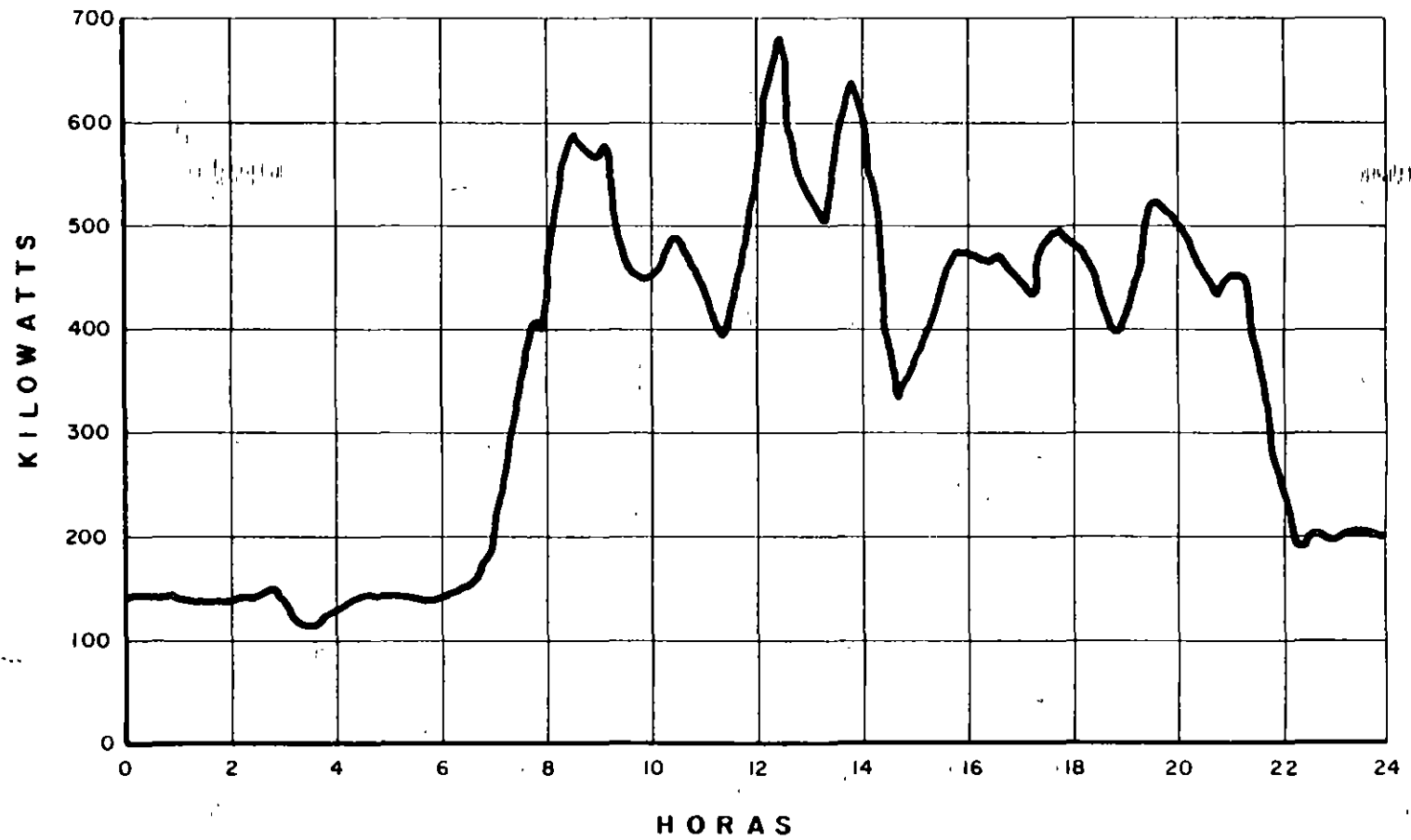


FIGURA-5.2 PERFIL DE DEMANDA (DOS TURNOS DE OPERACION)

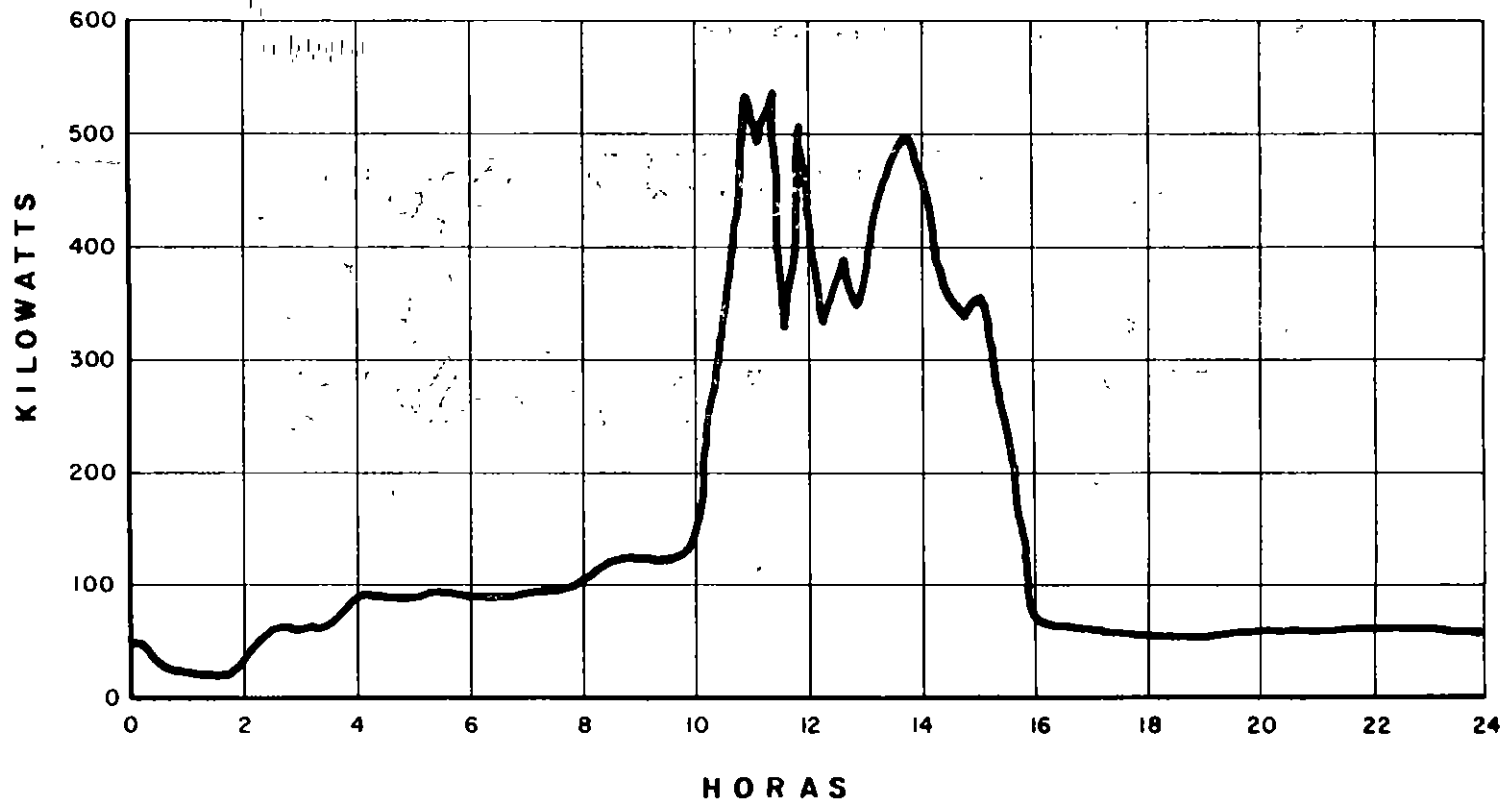


FIGURA 5.3 PERFIL DE DEMANDA (UN TURNO DE OPERACION)

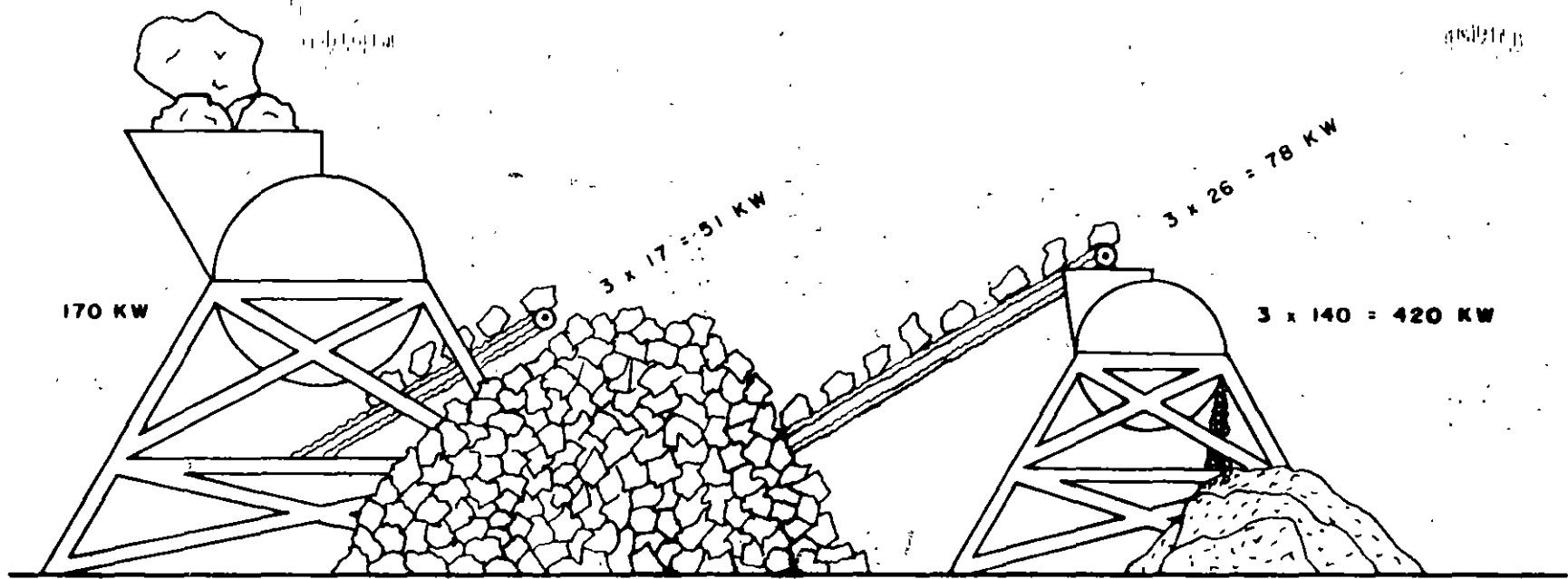


FIGURA 5.4 .- PROCESO DE UNA EMPRESA TRITURADORA DE PIEDRA

Ahora bien, si por alguna causa se requiere mayor apilamiento de producto del motor de 170 kW en el 1er. o 2do. turno, se propone como opción dejar de operar un motor de 140 kW con su correspondiente banda y operar en su lugar el motor de 170 kW. Esta opción dará una demanda máxima de 558 kW.

En el primer caso, en lugar de 700 kW la demanda máxima será de 498 kW, con una disminución de 202 kW. Para la segunda opción se demandará como máximo 558 kW, con un ahorro de 142 kW.

La cantidad en pesos del beneficio económico será:

Primera opción : $202 \times 23.778 = \text{N}\$ 4,803.10$

Segunda opción : $142 \times 23.778 = \text{N}\$ 3,376.40$

Es necesario aclarar que la producción no se verá afectada, tampoco se aumentará la plantilla de personal, sin embargo el pago a los trabajadores aumentará un poco por el cambio de turno, siendo este punto en contra el que habrá de compararse con el beneficio económico y tomar una decisión adecuada.

5.3.- Corrección del factor de potencia

La forma más adecuada para corregir el factor de potencia en una industria, es mediante la instalación de capacitores.

Los motores al operar, toman de la fuente de alimentación una determinada corriente, parte de la cual está destinada a lograr la magnetización del motor, esta se llama corriente inductiva.

Un capacitor conectado a la misma fuente del motor también provoca la circulación de una corriente cuya finalidad es la de mantener un campo electrostático entre las placas del dispositivo, la cual se conoce como corriente capacitiva. Estas corrientes, la inductiva y capacitiva se encuentran defasadas 180° y por consiguiente se contrarrestan, de tal forma que ya no será necesario que la fuente suministre toda la corriente magnetizante del motor, ya que el capacitor se encarga de proporcionarle una buena parte de ella.

Además de evitarse el cargo por bajo factor de potencia, la corrección del mismo trae como consecuencia las siguientes ventajas:

1.- Cuando se mejora el factor de potencia en el punto donde se origina, los alimentadores tendrán más disponibilidad para aumentos de carga.

2.- Al disminuir la corriente en los circuitos de distribución y en los transformadores, se reducen las pérdidas por efecto Joule (I^2R), disminuyendo la temperatura de operación de la instalación y los equipos. Además del ahorro de energía obtenido al disminuir las pérdidas, se aumenta la eficiencia de los equipos y sus aislamientos.

3.- Al mejorar la regulación de Voltaje, se alargará la vida útil de los equipos.

La capacidad del banco de capacitores necesario para pasar de un factor de potencia a otro nuevo viene dado por:

$$kVAR = kW \times (\text{Factor de corrección})$$

El valor del factor de corrección se obtiene de las tablas proporcionadas por el fabricante.

Para calcular el banco de capacitores:

- a).- Tómese el factor de potencia más bajo y su demanda máxima correspondiente, registrados en los recibos de consumo de energía eléctrica de un año.
- b).- Determine el factor de corrección de la tabla y calcule la capacidad del banco de capacitores.
- c).- Observe si satisface todos los demás periodos donde se anotaron factores de potencia menores a 90 %. En caso negativo, corrija a un valor superior hasta que satisfaga el resto de los periodos.

5.4.- Aire acondicionado

Para entender como se comporta la temperatura en un local cerrado, hay que analizar las fuentes de cambio de temperatura:

- + El calor transferido por conducción de la parte caliente a la parte fría a través de losas, paredes y pisos (Q_1).
- + El calor transferido por la energía solar (Q_2).
- + El calor filtrado a través de aberturas de puertas y ventanas (Q_3).
- + El calor que emanan los equipos, las lámparas y motores de las empresas (Q_4).
- + El calor que desprende la gente (Q_5).
- + En verano la ganancia de calor es $Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5$.

En la medida en que se controlen estas variables (Q) se estará en capacidad de ahorrar energía por concepto de aire acondicionado.

Por ejemplo, si las losas y paredes carecen de aislamiento térmico, se tendrá un alto valor de Q_1 . Problema que se puede evitar de manera radical si se aplican materiales aislantes a techos y paredes.

Al entrar menos calor del exterior en verano y escapar menos calor del interior en invierno, los equipos de aire acondicionado trabajan menor tiempo.

La energía solar Q_s , puede controlarse a través de la orientación de oficinas y naves industriales, minimizando las áreas de exposición directa al sol.

El calor transferido por puertas y ventanas abiertas o con sello defectuoso (Q_d), obliga a los equipos de aire acondicionado a trabajar con más frecuencia, ocasionando un consumo innecesario de energía. Enfatice entre el personal la necesidad de no dejar puertas o ventanas abiertas. La revisión de los sellos será también importante.

El calor generado por los equipos es inevitable en muchos casos, sin embargo las lámparas incandescentes generan más calor que las fluorescentes además de consumir mucha más energía. Controlando estos elementos se reducen los consumos.

Existen una serie de recomendaciones que de seguir las aumentarán favorablemente la relación entre el confort y el ahorro de energía:

- 1.- Comprar equipos con la más alta relación de eficiencia energética del mercado.
- 2.- Mantenga la temperatura del termostato en 25 °C en verano, En invierno fije el termostato a 18 °C.
- 3.- Limpie los filtros de aire regularmente (una vez por semana). Trate de tener el equipo en óptimas condiciones de funcionamiento, realizando una revisión técnica especializada del equipo de aire acondicionado cada que comience la temporada de frío o calor.
- 4.- No enfrie ni caliente áreas donde no hay nadie. Apague sus equipos cuando no haya gente que aproveche el confort que brindan.

5.5.- Programa para la administración de la energía

Para realizar un programa de administración de energía, hay que tener en cuenta los siguientes aspectos:

Elegir una política administrativa en energía.

Se debe preparar una política con objetivos generales bien detallados, metas específicas, límites presupuestales, métodos a emplear y los recursos de administración requeridos para la organización. Los objetivos deben incluir entre otros:

- + Minimizar los desperdicios de energía, como es la prevención de fugas de aire comprimido y vapor, pérdidas de calor y combustible.

- + Mejorar la eficiencia de utilización de la energía mediante la utilización de equipo más eficiente.
- + Siempre y cuando sea factible y económicamente justificable, reemplazar combustibles caros y escasos, con combustibles baratos y fácilmente disponibles.
- + Identificar áreas que requieren un estudio más detallado.
- + Proveer de manuales al personal sobre el buen uso de energía.
- + Proveerse de asesores especializados en compras, planeación, producción y otros departamentos, sobre los proyectos a largo plazo de administración de demanda eléctrica.

Conducir una auditoria de energía detallada.

Se requiere de una base de información bien detallada, la cual se obtiene de la auditoria histórica y de recorrido, para proponer los cursos de acción y evaluar sus consecuencias.

Esta información por si sola no dará la respuesta final al problema de ahorro, pero si indicará donde se presentan los mayores potenciales de mejora y por consiguiente, donde habrán de concentrarse los esfuerzos de administración de energía.

Formular un plan de acción.

El plan de acción debe observar, los siguientes aspectos:

- + La conservación.- La cual engloba la reducción del consumo a través de minimizar desperdicio y mejorar eficiencia.
- + La sustitución.- La cual denota el reemplazo de combustibles caros y escasos con baratos y más fáciles de disponer.

El plan de acción debe promover el programa de administración de energía a través de los empleados. El éxito dependerá del apoyo y colaboración de todos ellos, los cuales pueden ser una fuente potencial de ideas para medidas de conservación posteriores.

Este plan de acción debe extenderse hacia el medio doméstico y personal. La costumbre doméstica del ahorro de energía no solo generará buena voluntad y ahorro económico de los empleados, sino también desarrollará buenos hábitos que probablemente adopten en el ámbito laboral.

Evaluar y mantener el programa de administración de energía.

El programa de administración de energía será económicamente más efectivo si se desarrolla como un programa continuado, sus resultados han de ser revisados anualmente, revalorando la política y el plan de acción.

La revisión debe determinar si los objetivos han sido alcanzados y si se justifica el costo de continuar el programa por el ahorro esperado. Una re-evaluación será necesaria debido a que los costos de energía se incrementan y la producción puede modificarse.

Es recomendable llevar a cabo regulares inspecciones al equipo y planta para detectar los principales desperdicios de energía, caídas de producción o deterioros perjudiciales. Un buen programa de mantenimiento provee una industria tranquila, segura y energéticamente más eficiente.

6.- RESUMEN DE OPORTUNIDADES DE AHORRO DE ENERGÍA

Finalmente, es importante elaborar un formato de resultados que contenga:

- a).- Mención o concepto de la oportunidad de ahorro de energía.
- b).- Inversión estimada.
- c).- Ahorro mensual estimado, tanto de energía como económico.
- d).- Periodo de recuperación de la inversión.
- e).- Observaciones.

Han de ordenarse las oportunidades de ahorro de energía según el orden creciente del tiempo de reembolso, es decir, primero las que requieren nula o baja inversión y posteriormente aquellas con mayor inversión.