

34
2 ej.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ELECTRIFICACION DE COMUNIDADES RURALES A TRAVES DE LINEAS DE SUBTRANSMISION

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA (AREA ELECTRICA Y ELECTRONICA)

P R E S E N T A :

JOSE LUIS GARCIA URRESTI

DIRECTOR: ING. ARMANDO GARCIA MARTINEZ



CIUDAD UNIVERSITARIA, D. F.

1999

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

271452



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

A MIS PADRES

José Luis y María Eugenia

Sabiendo que no existe
una forma de agradecer
toda una vida de sacrificios
y esfuerzos, quiero que sientan
que el objetivo logrado
también es suyo y que la fuerza
que me ayudo a conseguirlo
fue su apoyo.

A MI UNIVERSIDAD

Gracias por haberme dejado
formar parte de ti, agradezco
a mis maestros y compañeros
por su enseñanza y compañía.

ESPECIALMENTE

Claudia, gracias por haber
estado siempre cerca de mí, agradezco
tu apoyo, confianza y compañía,
así como todo lo que hiciste por mí.

A COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Gracias por el apoyo brindado
Para la realización de éste trabajo.

Ing. Egon Schtulmann Haushalter
Subgerente de Operación y Mantenimiento

Le agradezco su apoyo y orientación para
el buen desempeño de mis actividades
dentro de C.F.E.

Ing. Armando García Martínez
Jefe del Depto. de Redes

Gracias por su dedicación y asesoría
para la realización de este trabajo.

Ing. Alfonso Sing Chong
Jefe de la Oficina de Redes Aéreas

Mi agradecimiento por su
apoyo y confianza para mi desarrollo
dentro de C.F.E.

Ing. Fermín Gómez Alonso
Jefe de la Oficina de Líneas de Subtransmisión

Gracias por el apoyo
brindado en mi llegada a C.F.E.

ELECTRIFICACIÓN DE COMUNIDADES RURALES A TRAVÉS DE LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN

I.- ZONAS RURALES SIN ELECTRIFICAR

- I.1. Investigación del censo de Poblaciones Rurales a nivel Nacional y Estatal.
- I.2. Requerimientos de carga.
- I.3. Características de la carga.
- I.4. Demanda Coincidente.

II.- ALTERNATIVAS DE ELECTRIFICACIÓN

- II.1. Desarrollo.
- II.2. Eólica.
- II.3. Solar.
- II.4. Convencional.
- II.5. Divisor de tensión capacitivo.
- II.6. Conclusiones técnico-económicas.

III.- DISEÑO DEL DIVISOR DE TENSIÓN CAPACITIVO

- III.1. Desarrollo.
- III.2. Diseño.
 - III.2.1. Selección de los bancos de capacitores.
 - III.2.2. Selección de reactores.
- III.3. Principio de operación.

IV.- PUESTA EN OPERACIÓN

- IV.1. Montaje.
- IV.2. Operación y Mantenimiento

V.- ASPECTOS ECONÓMICOS DEL DIVISOR DE TENSIÓN CAPACITIVO

- V.1. Viabilidad.
- V.2. Rentabilidad.

CONCLUSIONES

BIBLIOGRAFÍA

INTRODUCCIÓN

Con base en la estadística del Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI) de 1995, se proyectó el número de localidades censadas en la República Mexicana para obtener en forma aproximada el número de localidades existentes a la fecha, lo cual arroja un total de 87 777 localidades, que aún no cuentan con suministro de energía eléctrica. Estas localidades concentran el 4% de la población nacional, con aproximadamente 4 074 526 habitantes.

Lo sobresaliente de los datos anteriores es que el 36% de estas comunidades tiene una población menor a los 100 habitantes, lo que representa un gran reto para el Sector Eléctrico, ya que implica suministrar energía eléctrica a 31 600 comunidades con un total de 3 136 060 habitantes.

La falta de la energía eléctrica es uno de los principales aspectos que restringe el crecimiento de la infraestructura de estas poblaciones y de la dotación de servicios primarios, que requieren de la energía eléctrica.

Uno de los principales obstáculos para la dotación de la energía eléctrica para estas comunidades es la que desde el punto de vista eléctrico; representa densidades de carga muy pequeñas; que aunadas a su ubicación geográfica, hacen que los costos de electrificación por los métodos convencionales resulten excesivamente altos.

Dado que en nuestro país existen a la fecha 31 600 comunidades rurales aún sin electrificar y considerando que aproximadamente el 60% se localizan cerca de las líneas de subtransmisión, la solución que se propone para llevar la energía eléctrica a estas comunidades, es la utilización de dispositivos que

aprovechando la cercanía a las líneas de subtransmisión de CFE, es factible proveer la energía suficiente para atender sus necesidades, lo cual es una ventaja sobre las "Fuentes de Energía no Convencionales", como son la Eólica y la Solar, ya que estas tecnologías en México aún no permiten establecer ventajas económicas significativas que permitan su promoción dados los requerimientos específicos para su aplicación y de capacitación para su operación y mantenimiento.

Una solución técnica y económicamente viable para la electrificación de estas zonas rurales, que se encuentran próximas a una línea de subtransmisión, es el empleo de un "Divisor de Tensión Capacitivo (DTC)", para suministrar la energía eléctrica a través de estas instalaciones, para el cual se proyectará y se dará una descripción detallada de su aplicación.

El propósito de este trabajo es describir e informar sobre la utilización y aplicación de un Divisor de Tensión Capacitivo (DTC), con la esperanza de que éste dispositivo se aplique en las zonas rurales de la República Mexicana y contribuir de este modo a enfrentar el reto de electrificar a éstas pequeñas y aisladas comunidades.

Este trabajo se encuentra organizado de la siguiente manera:

En el Capítulo I, se presenta la estadística de las zonas rurales sin electrificar a nivel Nacional y Estatal, considerando datos proporcionados por el Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI), así como las características eléctricas futuras de las cargas por alimentar, sus requerimientos y la demanda coincidente, para el diseño de la Red de Distribución.

En el Capítulo II, se presentan las diferentes alternativas para el suministro del fluido eléctrico, para la electrificación de las zonas rurales, como son las fuentes de energía no convencionales, tal es el caso de la Eólica y la Solar, el

método tradicional, consistente en la construcción de subestaciones y líneas de distribución y por último la utilización de un Divisor de Tensión Capacitivo (DTC).

En el Capítulo III, se presentan las etapas de diseño del DTC, en las que se resalta el procedimiento para la selección de los capacitores, selección que se establecerá con base en la tensión de alimentación para la red eléctrica. También se muestra la metodología para determinar las características de los reactores de compensación, así como un panorama general, sobre el principio de operación del DTC.

En el Capítulo IV, se describen las etapas y secuencia para la puesta en servicio del Divisor de Tensión Capacitivo, mostrándose un esquema de montaje, con el sistema considerado de protección, tanto en alta como en media tensión.

Finalmente en el Capítulo V, se establecerán los aspectos económicos del DTC como son: su costo y viabilidad, rentabilidad y las ventajas que tiene sobre otras alternativas de electrificación.

CAPÍTULO I

ZONAS RURALES SIN ELECTRIFICAR

I.1. INVESTIGACIÓN DEL CENSO DE POBLACIONES RURALES A NIVEL NACIONAL Y ESTATAL.

El servicio de energía eléctrica es vital para elevar el nivel de vida de la población rural; lo anterior, al igual que en otros países de Centro y Sudamérica, en México se ha creado un sistema de Electrificación Rural, el cual esta siendo diseñado y desarrollado por la Comisión Federal de Electricidad, dando origen a normas y políticas específicas de electrificación, para permitir llevar el suministro de energía eléctrica al mayor número de comunidades rurales con el mínimo de inversión.

La aplicación constante de estos programas de electrificación a nivel Nacional, ha permitido alcanzar a diciembre de 1997 en el país, un porcentaje del 94,66% de electrificación, con lo cual se proporciona energía eléctrica a 89 633 445 habitantes, de los cuales 20 683 835 habitan en el medio rural.

Al final de la década de los 60's el Gobierno intensificó la electrificación rural con un ambicioso programa, en el cual no sólo se construyeron las líneas de mediana y baja tensión, para llevar la energía eléctrica hasta los usuarios, sino que se les vendieron a precios simbólicos y con facilidades de pago, paquetes de electrificación que incluían además del conductor y materiales para llevar a cabo la instalación eléctrica interior en cada vivienda, un radio, una licuadora, un televisor blanco y negro y una máquina de coser, los cuales fueron el principio del cambio en el campo mexicano.

Los cambios económicos en el país como en el entorno mundial que se presentaron a partir de la década de los 70's, cancelaron la promoción de los paquetes básicos de electrificación rural, pero no cambiaron la decisión política del Gobierno de integrar al progreso a todos los mexicanos a través del uso de la energía eléctrica en sus hogares.

Con base en la estadística del Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática (INEGI) de 1995, se proyectó el número de localidades censadas en la República Mexicana para obtener en forma aproximada el número de poblaciones existentes a la fecha, lo que arroja un total de 87 777 localidades que aún no cuentan con suministro de energía eléctrica. Estas localidades concentran el 4% de la población nacional, con aproximadamente 4 074 526 habitantes, distribuidos de la siguiente manera:

GRADO DE ELECTRIFICACIÓN A NIVEL NACIONAL

RANGO DE POBLACION POR HABITANTES	EXISTENTES		ELECTRIFICADAS		POR ELECTRIFICAR	
	LOCALIDADES	HABITANTES	LOCALIDADES	HABITANTES	LOCALIDADES	HABITANTES
LOC. DE 1 VIVIENDA	70 433	351 734	28 538	148 272	41 895	205 462
LOC. DE 2 VIVIENDAS	23 855	243 093	9 745	99 125	14 110	143 968
11 A 99	56 356	2 066 748	30 019	1 990 278	26 339	1 237 472
100 A 499	33 543	6 028 009	28 383	6 019 421	5 160	2 008 588
500 A 999	8 781	6 126 123	8 512	5 830 848	269	295 275
1,000 A 2,499	5 255	7 922 654	5 229	7 628 893	26	293 761
2,500 A 9,999	2 208	10 080 737	2 208	9 810 468	0	270 271
10,000 A MAS	727	59 851 377	727	59 139 142	0	712 235
RURAL = 26.15%	198 203	24 758 381	110 426	20 683 835	87 777	4 074 528
URBANA = 73.35%	2 935	69 932 114	2 935	68 949 608	0	982 506
TOTAL = 100.00%	201 138	94 690 475	113 361	89 633 443	87 777	5 057 032
POBLACION ELECTRIFICADA RURAL = 83.54%		URBANA = 98.60%		TOTAL = 94.66%		

Tabla 1.1

Dado que la aplicación del DTC se basa en las características de cercanía a las instalaciones de subtransmisión y del número de habitantes de las poblaciones a alimentar y considerando que el INEGI realiza el censo por "Rango de Población por Habitantes", se determina que las localidades de 11 a 499 habitantes son las más idóneas para la aplicación del DTC, ya que para localidades menores a 2 viviendas el DTC en su capacidad mínima considerada, quedaría muy por encima de las necesidades de suministro, lo cual no es económicamente viable; y por el contrario, para localidades que cuentan con más de 500 viviendas, el DTC no sería suficiente dado sus necesidades de carga y sus características de diseño y operación.

GRADO DE ELECTRIFICACIÓN A NIVEL ESTATAL

ENTIDAD FEDERATIVA	LOCALIDADES DE 11 A 499 VIVIENDAS					
	EXISTENTES		ELECTRIFICADAS		POR ELECTRIFICAR	
	LOCALIDADES	HABITANTES	LOCALIDADES	HABITANTES	LOCALIDADES	HABITANTES
AGUAS CALIENTES	647	59 022	557	51 431	90	7 591
BAJA CALIFORNIA SUR	503	32 018	374	25 229	129	6 789
BAJA CALIFORNIA	1 203	66 460	1 039	50 071	164	16 389
CAMPECHE	584	74 535	324	39 912	260	34 623
COAHUILA	1 147	115 287	913	103 210	234	12 077
COLIMA	226	26 912	182	23 249	34	3 663
CHIAPAS	9 216	958 232	5 006	567 949	4 210	390 283
CHIHUAHUA	4 942	328 177	1 963	169 788	2 979	158 409
DISTRITO FEDERAL	300	20 314	296	19 491	4	823
DURANGO	2 882	256 772	1 855	159 109	1 227	97 663
GUANAJUATO	4 713	584 676	3 742	474 611	971	110 065
GUERRERO	4 427	526 841	2 102	282 358	2 325	244 285
HIDALGO	2 971	468 608	2 300	357 443	671	111 165
JALISCO	6 207	497 179	4 510	373 457	1 697	123 722
MEXICO	2 666	463 706	2 375	369 741	291	93 965
MICHOACAN	5 510	578 424	2 916	449 572	2 594	128 852
MORELOS	632	66 423	593	59 162	39	7 261
NAYARIT	1 039	104 105	619	76 089	420	28 036
NUEVO LEON	2 016	156 453	1 518	126 731	500	29 722
OAXACA	6 358	827 135	4 591	596 036	1 767	231 097
PUEBLA	3 456	498 783	2 583	357 182	873	141 601
QUERETARO	1 185	163 210	829	109 535	356	53 675
QUINTANA ROO	339	40 989	233	27 849	106	13 140
SAN LUIS POTOSI	3 682	475 484	1 820	279 710	1 862	195 774
SINALOA	3 062	347 176	2 207	281 639	855	65 537
SONORA	2 153	176 030	1 782	146 502	371	29 528
TABASCO	1 244	249 335	1 056	185 957	188	63 378
TAMAULIPAS	2 621	238 211	1 361	169 527	1 260	68 684
TLAXCALA	361	35 625	321	32 674	40	2 751
VERACRUZ	10 411	1 316 986	6 302	711 325	4 109	605 661
YUCATAN	751	79 988	441	81 542	310	18 448
ZACATECAS	2 443	281 861	1 882	240 456	561	41 405
NACIONAL	69 899	10 114 757	58 402	6 978 697	31 497	3 136 060

Tabla 1.2

I.2. REQUERIMIENTOS DE CARGA.

El uso eficiente de la energía eléctrica, puede implementarse a partir de dos tipos de acciones: normatividad y programas de ahorro y uso eficiente de la energía.

El consumo de energía eléctrica en el sector rural está en función de muy diversos factores, entre los cuales resaltan el clima, la localización geográfica, el equipamiento, las costumbres y la estructura familiar.

La Comisión Federal de Electricidad clasifica a los usuarios domésticos desde dos puntos de vista para el cobro de la energía eléctrica: rangos de consumo y condiciones climáticas; mientras que la primera relaciona el costo de la energía contra los kWh que se consumen (rangos), la segunda relaciona los costos y los rangos de consumo con la temperatura ambiente en la época de verano.

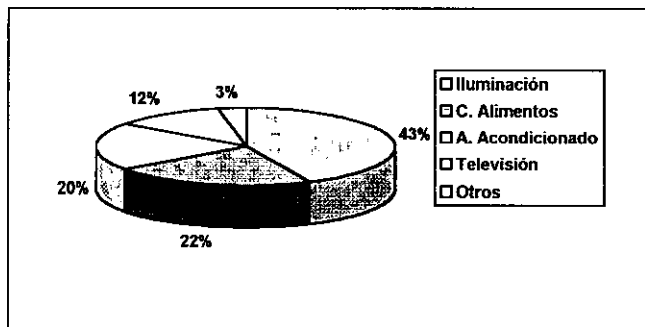
El tipo de equipo que se utiliza en cada lugar depende del tipo de clima y de los recursos económicos de los usuarios. En lo que respecta al consumo, se puede decir que el aire acondicionado consume mucho más que los enfriadores con evaporación y éstos, mucho más que los ventiladores. Sin embargo, debido a la falta de información en cuanto al tipo y la cantidad de equipos para el acondicionamiento del medio ambiente, se desconoce el por ciento de cada uno de ellos en el consumo. Sin embargo, sí es posible asegurar que el mayor porcentaje de consumo se debe al uso de equipos de aire acondicionado.

En las comunidades rurales, los electrodomésticos más comúnmente empleados, en el mejor de los casos son lámparas incandescentes, refrigeradores, equipos para acondicionamiento climático, equipos de sonido, televisores,

videocaseteras, lavadoras, hornos de microondas, secadoras de ropa, planchas y bombas.

Según datos estadísticos, el por ciento que cada uno de estos equipos representa en el consumo es el siguiente: iluminación, 43%; conservación de alimentos, 22%; aire acondicionado, 20%; televisión, 12%, y otros equipos, 3%, como se muestra en la gráfica 1.1.

CONSUMO DE ENERGÍA POR TIPO DE EQUIPO



Gráfica 1.1

Ahora bien, para la selección e implementación de programas en diversos países, los cálculos de potenciales de ahorro para seleccionar las medidas de ahorro y uso eficiente de la energía se han basado simplemente en estimar consumos en valores estadísticos, en lugar de contar con valores de mediciones puntuales en los diversos equipos y aparatos. En algunos casos se han hecho modelos, pero a partir de datos empíricos.

Sin embargo, en los últimos años se han llevado a cabo estudios de usos finales y se ha demostrado que no sólo es necesario realizar análisis a partir de

estadísticas de niveles de equipamiento, ventas, consumo de aparatos, estimaciones de periodos de uso y vida de los equipos, sino que es necesario determinar los usos finales en función de la estructura familiar, el tipo de casa, los ingresos, la época del año, los hábitos, la edad de los equipos y su ubicación, entre otros.

En efecto, para poder tener un pronóstico más acertado, es necesario conocer el uso de la energía eléctrica de los clientes residenciales a través de una medición meticulosa de los usos finales. A continuación se detallan, para los tres principales usos finales en México, los factores que influyen en su utilización y nivel de consumo.

I.3. CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA.

Iluminación artificial

El uso de la iluminación artificial depende de diversos factores como el tipo de casa, la estructura familiar, los hábitos, el nivel de ingresos y la época del año, entre otros.

Existe un consumo constante a lo largo del día, el cual puede atribuirse a que algunas lámparas se dejan encendidas durante toda la noche por razones de seguridad (caminar, iluminar ciertas áreas, etcétera); que existe un consumo en las mañanas a la hora de levantarse y hasta que aparece la luz natural; que a lo largo de la mañana y en las tardes se utiliza luz artificial en las casas debido a que las habitaciones son oscuras o que se requiere para alguna tarea específica; y en las noches, cuando no se cuenta con luz natural, se utiliza en forma importante la iluminación artificial. Es conveniente remarcar que las diferencias entre las ciudades se debe a la salida y la puesta del sol.

La estructura familiar juega un papel muy importante en la iluminación artificial, debido a la influencia del número de personas, sus edades y el tipo de actividad que desarrollan, entre otras cosas; por ejemplo, el número de personas impacta en los puntos de iluminación que se tienen en forma simultánea a una misma hora.

Respecto a las edades, es factible dividirla en al menos tres tipos: Los niños tienen un horario de uso diferente al de los jóvenes y al de las personas mayores; así, el nivel de iluminación depende también de la edad.

En relación con el tipo de actividad (trabajo fuera de la casa, trabajo en la casa, ir o no a la escuela, etcétera), ésta impacta en el uso de la iluminación con mayor o menor intensidad, dependiendo de la hora (si se va o no a la escuela: niño o joven), el día de la semana (si es laborable o fin de semana), el periodo del año (si se está o no de vacaciones), o si es día feriado.

Los hábitos tienen muy diversos aspectos, entre los que resaltan el tipo y nivel de iluminación, el uso final, la educación y el grado de cultura.

En lo que respecta al tipo y nivel de iluminación, se utilizan luminarias con uno o varios focos, en un solo punto de iluminación en ciertos lugares de la casa (sala, recámara).

El tipo de uso final está muy relacionado tanto con las actividades que se llevan a cabo (costura, lectura, cocina, tareas) como por aspectos de seguridad.

En lo que respecta a educación y cultura de las personas, se tiene mayor o menor cuidado de utilizar en forma eficiente y racional la iluminación artificial. Este aspecto se debe posiblemente, entre otras cosas a: ¿quién paga la "luz"?, ¿sabemos cuál es el tipo y nivel de iluminación más adecuado para el trabajo que

realizamos?, ¿conocemos las alternativas existentes?, ¿nos preocupa el impacto al medio ambiente que está detrás de la generación de la energía eléctrica?

Los ingresos de la familia también impactan en el consumo de energía eléctrica dedicada a la iluminación artificial. En este caso, algunas de las variables ya mencionadas tienen correlación con los ingresos de las personas; sin embargo, el aspecto importante de resaltar es que a menor nivel de ingresos, mayor es el por ciento de la energía eléctrica que se dedica a iluminación.

Geográficamente, México está localizado en las cercanías del Ecuador, por lo que la variación de horas de iluminación artificial en las mañanas y en las noches no son tan grandes como en otros países del norte del hemisferio. Empero, con la implementación del horario de verano en el país y la localización geográfica en algunas ciudades del norte del territorio nacional, el tiempo entre el encendido de la iluminación en las tardes y la hora de acostarse puede ser muy diferente en el invierno que en el verano. Un caso concreto y extremo sería la ciudad de Mexicali, Baja California: en verano anochece como a las 20:30 h. y en invierno, a las 16:30 h.; en el caso del Distrito Federal, este fenómeno se da a las 18:10 h. y en verano, a las 20:27 h. Otro caso es la ciudad de Mérida, Yucatán, donde el sol se oculta a las 17:37 h. en el invierno y a las 19:53 h. en el verano.

Refrigeradores

La conservación de alimentos es, después de la iluminación artificial, la segunda actividad que consume en mayor medida energía eléctrica. Estos equipos pueden considerarse como carga base, debido a que operan durante todo el día, aun y cuando sea en forma intermitente.

En lo que respecta al consumo y a la demanda, pueden calcularse en forma genérica, pero la variabilidad depende de varios factores que influyen en cada

caso particular, donde resaltan los siguientes aspectos: capacidad, características técnicas, hábitos de uso, edad del equipo y ubicación, entre otros.

La capacidad del equipo define en forma importante su consumo y su demanda; es la base a partir de la cual, considerando los aspectos que a continuación se mencionan, se dicta la variabilidad del consumo teórico y práctico.

En el caso técnico se hace referencia a la tecnología utilizada. En México ya existe una norma que permitirá que en los próximos años los refrigeradores de uso doméstico tengan consumos similares a los de los Estados Unidos. Debido a que serán más eficientes, los ahorros en consumo y demanda que se lograrán dependerán de las capacidades específicas, ya que éstas permitirán diseños con mayor o menor eficiencia.

El consumo y la demanda a lo largo del día de un refrigerador no es la misma. En efecto, están íntimamente relacionados con la forma de uso, la cual varía dependiendo de la hora del día (se abre más en las horas anteriores a las de comida); edad de las personas (los niños abren y cierran con mayor frecuencia los refrigeradores), y las costumbres (hay quienes abren y cierran el refrigerador muy poco y muy rápido, y quienes lo tienen abierto mucho tiempo y muchas veces, mientras sacan/guardan alimentos, dejando que "salga" el aire frío e ingrese el aire caliente, al que hay que volver a enfriar).

Los años de uso del refrigerador son muy importantes, dado que entre más años tiene, más energía consume. Este aspecto es independiente de la eficiencia del equipo.

Posiblemente el aspecto que más impacto tenga al comparar dos refrigeradores físicamente idénticos es su ubicación. En efecto, un refrigerador expuesto al sol por la cercanía de una ventana o al lado de la estufa que genera mucho calor o encerrado sin permitir que el aire de enfriamiento en su parte

posterior circule libremente consume mucho más energía eléctrica que uno ubicado en un lugar diferente: no expuesto al sol, lejos de fuentes de calor y con circulación de aire.

Aire acondicionado

En ciudades con clima extremo, el uso de equipos para acondicionamiento del medio ambiente es muy importante.

Si la información del sector doméstico se analiza por tarifas, donde la 1 es para las ciudades que no requieren aire acondicionado y las tarifas 1A a 1E, para las que lo requieren con mayor intensidad, respectivamente, se concluye que el sector doméstico nacional dedica 20% de la energía eléctrica para acondicionamiento del medio ambiente (aire acondicionado, enfriador de evaporación y ventiladores). Esto es, del "Origen y Destino de la Energía Eléctrica", reportado en 1996, se tiene que de los 28 483 GWh que consume el sector doméstico en el país, 5 705 GWh se utilizan en acondicionamiento del ambiente.

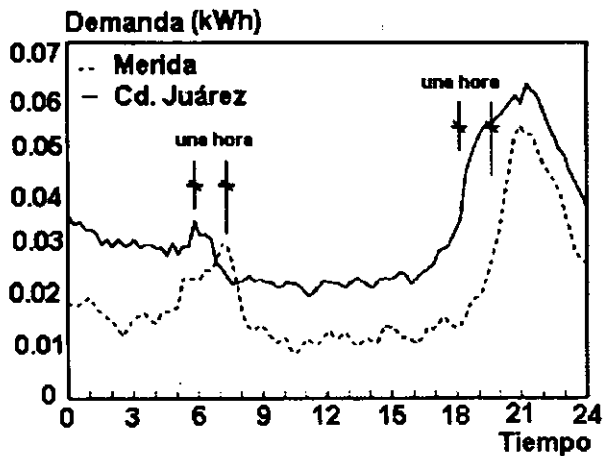
El desconocimiento o la falta de normas y criterios de diseño y construcción es uno de los grandes problemas que provoca el uso ineficiente de la energía eléctrica en usuarios domésticos, comerciales, de servicios e industriales.

Como ya se mencionó, la forma de consumo está íntimamente ligada con los usos finales de cada usuario en particular. Sin embargo, se requiere clasificar a los usuarios en grupos muy definidos que permitan tomar decisiones para generalizar los programas de electrificación en las regiones y en el país. Así, es necesario clasificar a los usuarios por la forma de consumo con el fin de obtener la curva típica del sector rural, la cual considera entonces: región del país, condiciones climáticas y rangos de consumo.

En México se cuenta con mediciones en diversas ciudades del país a lo largo de todo un año. Aun y cuando hace falta generalizar los datos nacionales, considerando los aspectos antes mencionados, ya se desarrolló la metodología para la descomposición de curvas por tipos de usuarios.

Para desglosar más la información y conocer el impacto de estos factores, la estrategia de análisis consistió en determinar los llamados perfiles de consumo, es decir, la forma en que el usuario utiliza la energía a lo largo del día. En efecto, el concepto de perfil de consumo adquiere una importancia capital debido a que es el único recurso para "bloquear" los efectos que se confunden con el horario, el día de la semana, el mes del año, las costumbres, los hábitos, etc.

Un último aspecto a considerar es la localización geográfica, la cual tiene, en primer lugar, dos aspectos importantes: el nivel de equipamiento y la hora de salida y puesta del sol, la cual impacta en la curva de demanda. La siguiente figura muestra el caso de usuarios de baja demanda en Ciudad Juárez, Chihuahua, y Mérida, las cuales están separadas en el verano por una hora de diferencia.



Gráfica 1.2

1.4. DEMANDA COINCIDENTE.

Primeramente, puede decirse que las poblaciones rurales, se encuentran situadas en regiones en las que las condiciones geográficas y climatológicas son muy variadas, agregando a esto las diferencias en las costumbres de sus habitantes de una región a otra, sin embargo, las necesidades de electrificación son similares, por lo cual este procedimiento de análisis para determinar las características de la red de distribución de una zona rural es aplicable a cualquier región del país.

Para cuantificar la carga por servicio de alumbrado, lo haremos considerando el método de la demanda coincidente por casa.

Este método consiste en determinar un número adecuado de muestras de demanda de energía en las áreas donde se quiera realizar directamente el estudio.

En áreas urbanas este muestreo no presenta ningún problema y basta simplemente con obtener los datos directamente de la facturación de los diferentes tipos de usuarios. En áreas rurales se tiene mayor dificultad en obtener las muestras, pues generalmente no se cuenta con medidores instalados a nivel de servicios, entonces es necesario tomar lecturas en bancos de transformación con demandas máximas estabilizadas y de preferencia en el lapso que se considere la demanda máxima (hora pico).

Por lo que las demandas horarias del servicio residencial, deben obtenerse consultando los reportes de demandas horarias de sistemas rurales de pequeña capacidad, en los cuales casi la totalidad de ésta, es utilizada en servicio residencial, eliminando el alumbrado público y obteniendo el por ciento que de la demanda diaria máxima registrada, representa cada una de las demandas horarias.

Si siguiendo las indicaciones del método descrito, se procede a tomar las muestras necesarias de consumo (Tensión, Corriente y No. de acometidas), cabe mencionar que experiencias en diseño de redes de distribución para zonas rurales han marcado un patrón de consumo de la forma siguiente:

DEMANDAS TÍPICAS AREA RURAL

No. Servicios	KVA	Demanda Coincidente KVA/serv.
71	15.0	0.212
50	15.6	0.312
44	15.3	0.347
27	11.4	0.422
20	9.0	0.450

Tabla 1.3

La representación gráfica de esta información en un sistema de ejes cartesianos, es una línea recta con el rango considerado, gráfica 1.2.

La ecuación de esta recta, obteniéndola mediante su expresión general se tiene:

X	Y	$X = \text{KVA} / \text{Serv.}$ $Y = \text{No. de Serv.}$
71	0.212	
50	0.312	
44	0.347	
27	0.422	
20	0.450	

Tabla 1.4

DEMANDA COINCIDENTE POR USUARIO

No. de SERVICIOS

80

70

60

50

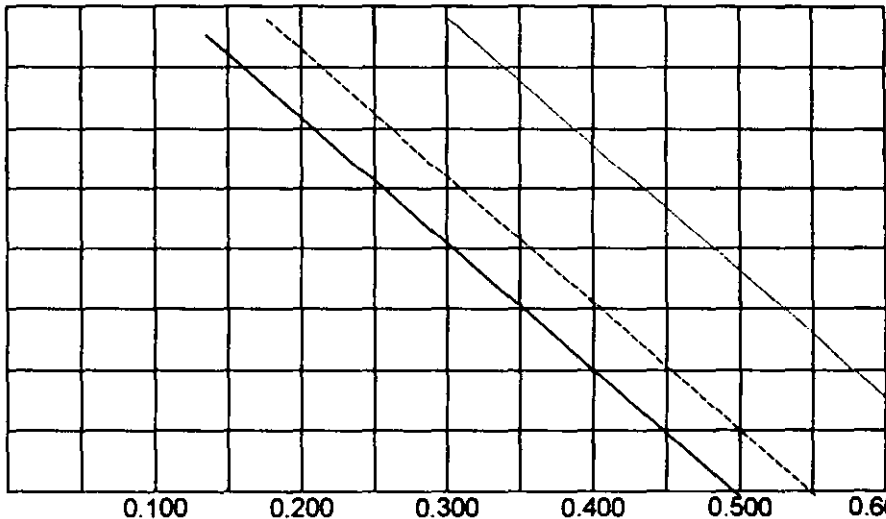
40

30

20

10

0



0

0.100

0.200

0.300

0.400

0.500

0.600

KVA / SERVICIO

MINIMA —————

MEDIA - - - - -

MAXIMA

Gráfica 1.2

$$Y - Y_1 = \frac{Y_2 - Y_1}{X_2 - X_1} (X - X_1) \quad \text{Expresión general de una recta.}$$

De la gráfica: $Y_1 = 10$ $Y_2 = 73$
 $X_1 = 0.5$ $X_2 = 0.2$

$$Y - 10 = \frac{73 - 10}{0.2 - 0.5} (X - 0.5)$$

$$Y = 115 - 210X \dots\dots\dots(1.1)$$

Ahora cuando $Y = 1$, $X = 0.546$ kVA/Serv.

Considerando este valor como una media y tomando en cuenta que existen regiones del país con menores demandas (Zonas Indígenas), puede considerarse que:

Cuando $Y = 1$ Servicio

X' =	0.500	kVA / Servicio	Mínima
X =	0.550	kVA / Servicio	Media
X'' =	0.660	kVA / Servicio	Máxima

Tabla 1.5

Las ecuaciones respectivas considerando igual pendiente serán:

$Y' = 105 - 209X'$	Mínima	11 a 174 viviendas	Ecuación (1)
$Y = 115 - 209X$	Media	175 a 337 viviendas	Ecuación (2)
$Y'' = 126 - 209X''$	Máxima	338 a 499 viviendas	Ecuación (3)

Tabla 1.6

Las demandas diversificadas por usuario, para diferente número de usuarios, según las ecuaciones (1), (2) y (3), serán:

No. de Servicios Y	Mínima X'	Media X	Máxima X''
14	0.435	0.485	0.535
16	0.425	0.475	0.525
18	0.415	0.465	0.516
20	0.405	0.455	0.507
22	0.397	0.445	0.500
24	0.388	0.435	0.490
26	0.378	0.425	0.480
28	0.368	0.415	0.469
30	0.359	0.405	0.469

Tabla 1.7

Para ilustrar la aplicación del cálculo anterior se escogerá una Población "X", con un total de 34 usuarios:

- Carga por servicio residencial:

Las poblaciones existentes se conectarán a un banco de transformación.

1 BANCO: 34 usuarios

Considerando las condiciones que guarda la Población, se empleará la expresión No.1, con la que resulta:

$$Y' = 105 - 209X'$$

donde Y = 34 usuarios

$$34 = 105 - 209X' \quad \text{kVA / Servicio}$$

$$X' = 0.339 \cong 0.300 \text{ kVA / Servicio}$$

$$\text{Por lo tanto } 34 \text{ Servicios} * 0.300 \text{ kVA/Serv.} = \boxed{10.2 \text{ kVA}}$$

- Carga estimada por servicio de alumbrado público:

El número de lámparas (A) de (B) Watts a 127 V, distribuidas en la población, de acuerdo a las características de ésta es como sigue:

$$(A) \text{ Lámparas} * (B) \text{ Watts/Lamp.} = (C) \text{ kW}$$

siendo:

(A) = Número de Lámparas

(B) = Watts por Lámpara

(C) = Carga total por servicio de alumbrado público

suponiendo que:

(A) = 12

(B) = 135

tendríamos (C) = 1.62 kW

• Total:

Carga por servicio residencial: 10.2 kVA

Carga estimada por servicio de alumbrado
público:

1.62 KVA

Carga total de la Población:

11.82 kVA

Por lo tanto, se propone la utilización de un transformador de 15 kVA
13200/YT7620-120/240.

CAPÍTULO II

ALTERNATIVAS DE ELECTRIFICACIÓN

II.1. DESARROLLO

Actualmente existen gran variedad de métodos y recursos, que pueden ser utilizados para la generación de energía eléctrica en bajas proporciones, de entre los cuales destacan los sistemas eólicos y solares, considerando que estos tipos de sistemas están sujetos a las condiciones climatológicas y su aplicación es viable sólo en lugares que puedan cumplir con los requerimientos geográficos para su mejor aprovechamiento, por otro lado existe la aplicación de un Divisor de Tensión Capacitivo (DTC) , que no esta sujeto a las condiciones climatológicas y geográficas de la región donde pueda ser aplicado, y que a su vez es una alternativa viable en comparación con los métodos convencionales de electrificación consistentes en la construcción de subestaciones y líneas de distribución.

II.2. EÓLICA

Las turbinas eólicas convierten la energía cinética del viento en electricidad por medio de un generador. Los aerogeneradores tienen aspas o hélices que hacen girar un eje central conectado, mediante una serie de engranajes (la transmisión) al generador eléctrico.

Un Sistema Eoloeléctrico convencional se compone de las siguientes partes principales:

Aspas. Son la parte de la turbina que recibe directamente la energía del viento; los diseños avanzados están orientados a aprovechar al máximo esta energía. Un rotor esta compuesto, generalmente, por dos o tres aspas, y pueden pesar en promedio más de 900 kg. cada una.

Rotor. Está compuesto por las aspas y el eje al que están unidas.

Transmisión. La potencia se transfiere mediante el eje de rotación a una serie de engranes, o transmisión, que aumentan la baja velocidad de rotación de las aspas, del orden de las 60 revoluciones por minuto (rpm), a una velocidad de entre 1,500 y 2,000 rpm.

Generador. La alta velocidad de rotación que se obtiene del sistema de transmisión se conecta al generador que produce electricidad a partir del movimiento, como en los tradicionales sistemas de vapor.

Controles. Los diversos sistemas de control son coordinados y monitoreados por una computadora y puede tenerse acceso a ellos desde una ubicación remota. El control de ajuste gira las aspas para mejorar el desempeño a diferentes velocidades de viento. Otro control pone a la turbina en la dirección del viento. Los controles electrónicos mantienen una tensión de salida constante ante

los cambios de velocidad del viento. El generador de velocidad variable es una parte importante que permite diseñar sistemas efectivos desde el punto de vista económico.

Torre. Existen dos tipos de torres: de monotubo o tubo sólido de acero y de armadura. Las alturas varían según el tamaño del rotor, entre los 25 y 50 m.

De manera análoga a la estimación de la radiación solar, el cálculo del potencial eólico en la República Mexicana adolece de varias deficiencias en cuanto al instrumental empleado para su evaluación. La principal variable que se ha medido por las estaciones meteorológicas del Sistema Meteorológico Nacional (SMN) es la velocidad del viento, la cual es tratada estadísticamente a través de diferentes modelos matemáticos para obtener el potencial eólico en los lugares donde este parámetro está disponible.

El potencial eólico total de la república se estima en 5,000 MW , cifra que se basa más bien en las expectativas de asimilación tecnológica de la industria nacional, que en una verdadera potencialidad de las principales zonas del país . Una cifra más conservadora pero que no deja de tener un alto grado de incertidumbre, es la proporcionada por la Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la CFE, quien estima que el potencial eólico es de 2,800 MW, de los cuales 2,000 se localizan en la Ventosa y los restantes 800 en los estados de Zacatecas, Hidalgo y Veracruz principalmente .

En la actualidad se considera que la mejor alternativa para evaluar este recurso consiste en el estudio de sitios precisos. Las regiones eoloenergéticas identificadas que requieren de mayor trabajo exploratorio para la identificación de áreas de explotación son:

- Sur del Istmo de Tehuantepec.
- Península de Baja California.
- Costa oriental de la Península de Yucatán.
- Altiplano norte.
- Región central.
- Vertiente del Golfo de México*.
- Costa del pacífico*.

* Estimación insuficiente

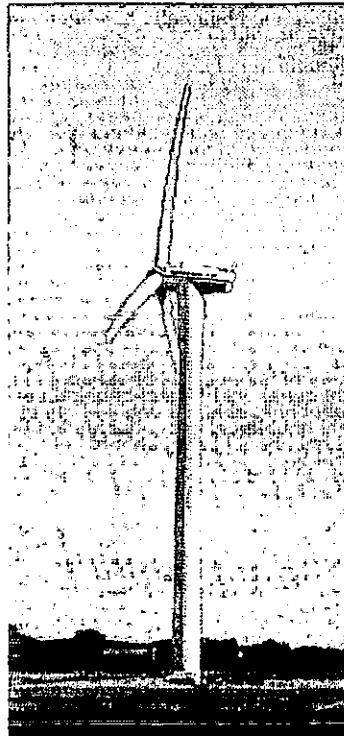


Figura 2.1 Aerogenerador

II.3. SOLAR

Los Sistemas fotovoltaicos convierten directamente parte de la energía de la luz solar en electricidad. Las celdas fotovoltaicas se fabrican principalmente con silicio, el segundo elemento más abundante en la corteza terrestre, el mismo material semiconductor usado en las computadoras. Cuando el silicio se contamina con otros materiales de ciertas características, obtiene propiedades eléctricas únicas en presencia de luz solar. Los electrones son excitados por la luz y se mueven a través del silicio; este es conocido como el efecto fotovoltaico y produce una corriente eléctrica directa. Las celdas fotovoltaicas no tienen partes móviles, son virtualmente libres de mantenimiento y tienen una vida útil de entre 20 y 30 años.

La conversión directa de la parte visible del espectro solar es, quizá, la vía más ordenada y estética de todas las que existen para el aprovechamiento de la energía solar. Desafortunadamente esta tecnología no se ha desarrollado por completo en México. Si bien los módulos fotovoltaicos son relativamente simples, su fabricación requiere de tecnología sofisticada que solamente está disponible en algunos países como Estados Unidos, Alemania, Japón y España entre otros.

Las celdas solares fueron comercializadas inicialmente en 1955. Las investigaciones iniciales en este campo se enfocaron al desarrollo de productos para aplicaciones espaciales, siendo su primera utilización exitosa en los satélites artificiales; sus principales características (simplicidad, bajo peso, eficiencia, confiabilidad y ausencia de partes móviles) las hicieron ideales para el suministro de energía en el espacio exterior. A la fecha las celdas que han alcanzado mayor grado de desarrollo son las de silicio cristalino, tecnología que predomina en el mercado mundial debido a su madurez, confiabilidad en su aplicación y sobre todo, a su vida útil que va de los 20 a los 30 años. Por otra parte las celdas de película delgada, entre ellas el silicio amorfo, han alcanzado cierto grado de

popularidad debido a su bajo costo, sin embargo su baja durabilidad, debido a la degradación, las sitúa por debajo de las celdas cristalinas.

En México, el Centro de Investigaciones Avanzadas del IPN ha sido pionero del desarrollo fotovoltaico desde hace más de 25 años, período en el que se han fabricado tanto celdas de silicio cristalino como módulos fotovoltaicos a nivel de planta piloto. No obstante, no se ha llegado a la fabricación en serie, más bien el objetivo ha sido demostrar la disponibilidad tecnológica para la producción de celdas con vistas a su industrialización; sin embargo, la tecnología utilizada es prácticamente artesanal y los elementos de producción limitados, aún cuando varios módulos han sido instalados, principalmente por dependencias gubernamentales. Otras Instituciones como el Laboratorio de Energía Solar y el Instituto de Física, ambas de la UNAM, han desarrollado cierta actividad, principalmente en la tecnología de películas delgadas, probando diferentes técnicas de deposición y analizando varios compuestos. A la fecha no han logrado obtener prototipos, motivo por el que se puede aseverar que el desarrollo fotovoltaico en México es realmente incipiente.

Respecto a los equipos periféricos y de control utilizados en los sistemas fotovoltaicos que se han instalado en México, se puede decir que la tecnología actual está completamente asimilada. Existen empresas nacionales (Conzumex, ahora IEM, Grupo PIM y ACUMEX entre otras) que fabrican comercialmente controladores, centros de carga y demás componentes electrónicos para diferentes capacidades y condiciones de operación. Análogamente a los controladores de carga, la tecnología de los inversores de corriente está ampliamente asimilada. En México la mayoría de las unidades de autotransporte de primera clase utilizan inversores de fabricación nacional para los diversos servicios que brindan a bordo. La actividad en los centros de investigación mexicanos es prácticamente nula en este aspecto, dado que esta fracción de la tecnología fotovoltaica no es vanguardista.

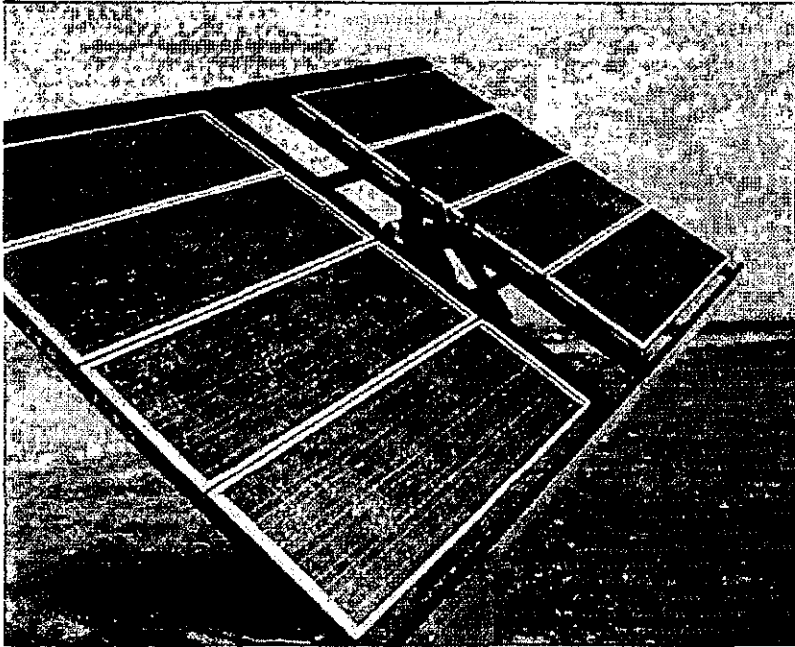


Figura 2.2 Celda Solar

En términos generales la problemática existente para la evaluación de la irradiación solar, se plantea a nivel de los siguientes puntos:

- mantenimiento y calibración de los equipos de medición
- control de calidad
- problemas asociados al manejo de datos
- falta de técnicos capacitados para la operación de las estaciones solarimétricas
- falta de elaboración de manuales especializados
- falta de un centro especializado para la concentración de datos de radiación solar.

Afortunadamente la tecnología satelital ha abierto, en la última década, la posibilidad de evaluar la radiación solar en la superficie terrestre por medio de imágenes de satélite. Se ha visto que los satélites estacionarios proporcionan información más confiable que la que se tiene en la actualidad, pero para contar con ella es necesario calibrar las imágenes con mediciones en tierra en diferentes puntos de la República Mexicana, esto con la finalidad de mejorar los algoritmos usados para la evaluación por medio de imágenes. Además esta información, en tiempo real, puede ser usada para analizar el funcionamiento de plantas termosolares y fotovoltaicas. Por lo tanto, se recomienda ampliamente evaluar la radiación solar con imágenes de satélite.

La utilización de las imágenes satelitales representa una gran ventaja, ya que para generar modelos o predicciones con objeto de diseño, se podría prescindir de costosas redes solarimétricas terrestres. No obstante, la red solarimétrica existente en México puede servir como un importante punto de referencia para la interpretación de dichas imágenes.

II.4. CONVENCIONAL

El método convencional consiste en la construcción de subestaciones y redes de distribución, diseños que deberán regirse por las normas y especificaciones vigentes para su construcción, para la cual se tendrá que realizar en forma previa estudios sobre la región, así como permisos legales con asociaciones civiles y gubernamentales, en la cual se llevará a cabo la construcción, como lo son:

- Altitud de la región geográfica.
- Grado de contaminación
- Resistividad del terreno
- Resistencia mecánica del terreno
- Diagrama unifilar
- Arreglo físico

A raíz del crecimiento y complejidad de los sistemas eléctricos, así como del requerimiento de una mejora continua en la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico, los diseños de subestaciones eléctricas de distribución están sujetos a condiciones que no sólo implican las características de la zona geográfica en donde tenga planeado construirse, sino que por las condiciones propias de diseño presentan la siguiente problemática:

- Por lo general, se utilizan traveses y columnas de hierro estructural muy sobradas.
- El arreglo de una sola barra en alta tensión , puede reducir la flexibilidad operativa al ampliar las subestaciones.
- Dependiendo de las necesidades, este tipo de arreglos requiere en algunos casos terrenos del orden de 70 x 70 m. , ocasionando dificultad en obtenerlos.
- En las poblaciones cercanas a las instalaciones, los habitantes llegan a manifestar inquietudes sobre afectación de los campos magnéticos en su salud.

En base a lo anterior, para el diseño de subestaciones de distribución se han acordado las siguientes premisas:

a) Respecto a arreglos unifilares adoptados

-Se adoptaron únicamente 3 arreglos:

- Barra principal-barra auxiliar (para áreas suburbanas).
- Barra principal-barra de transferencia (para zonas de muy alta contaminación).
- Arreglo en anillo.

-Sólo el caso de subestaciones en SF₆ (Exafloruro), se adoptó el arreglo de una sola barra en alta tensión.

-Se considera el uso de tableros metaclad en baja tensión en áreas urbanas o de alta contaminación.

b) Respetto a los aspectos sociales y de protección ambiental

-Se considera el uso de arreglos en bajo perfil para áreas urbanas y de alta contaminación.

-Por la problemática de adquisición de los terrenos, puede considerarse el uso de subestaciones en SF₆ para alta tensión y tableros metaclad para baja tensión.

-Todas las subestaciones deben cumplir con la Ley General de Equilibrio Ecológico y de la Protección al Medio Ambiente tanto en sus etapas de construcción como de operación y mantenimiento.

c) Respetto a la flexibilidad y confiabilidad.

-Los arreglos adoptados deben cumplir con las condiciones de confiabilidad y de flexibilidad requeridos por la carga a alimentar, esto considera tener en cuenta:

- Interruptores de enlace.
- Subestaciones con alcance máximo de:

2 bancos de transformación.

3 alimentadores en alta tensión.

Hasta 5 alimentadores por banco.

-En todo diseño de subestación en área semiurbana o rural, se deben prever los espacios para a futuro considerar las ampliaciones de la subestación a un arreglo barra principal-barra auxiliar.

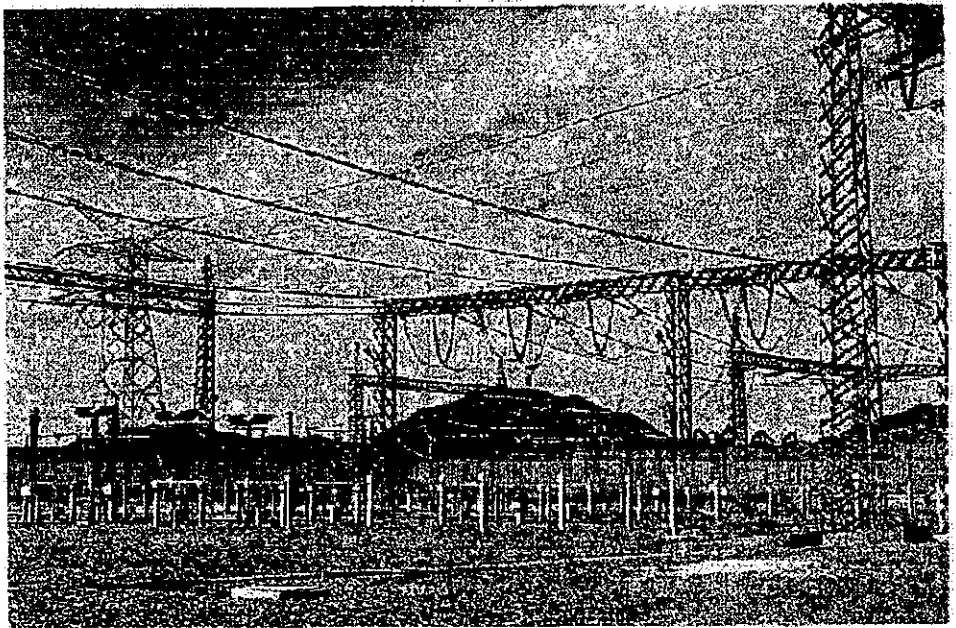


Figura 2.3 Subestación Eléctrica

II.4. DIVISOR DE TENSION CAPACITIVO

Considerando que de las 31 600 comunidades rurales existentes en nuestro país aún sin electrificar, el 60% de ellas se localiza cerca de líneas de subtransmisión, por lo cual se propone la utilización de un Divisor de Tensión Capacitivo (DTC), cuyo objetivo es reducir la tensión de una línea de subtransmisión (115 kV), a un nivel de distribución (fase a tierra), por ejemplo 7 620 V, 13 200 V ó 1 9920 V, por esta razón, el sistema puede ser denominado como un Transformador de Tensión Capacitivo.

Por razones prácticas, los capacitores se escogerán de entre las unidades normalizadas por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza (LyF), de tal manera que puedan reemplazarse fácilmente con unidades en existencia.

Se parte del hecho de que el DTC debe estar energizado a una tensión de:

$$\frac{115}{\sqrt{3}} = 66,395 \text{ kV}$$

Por otro lado, nuestro objetivo es bajar la tensión a un valor lo más cercano posible a 7 620 V fase a tierra. A continuación se presenta el circuito básico del DTC:

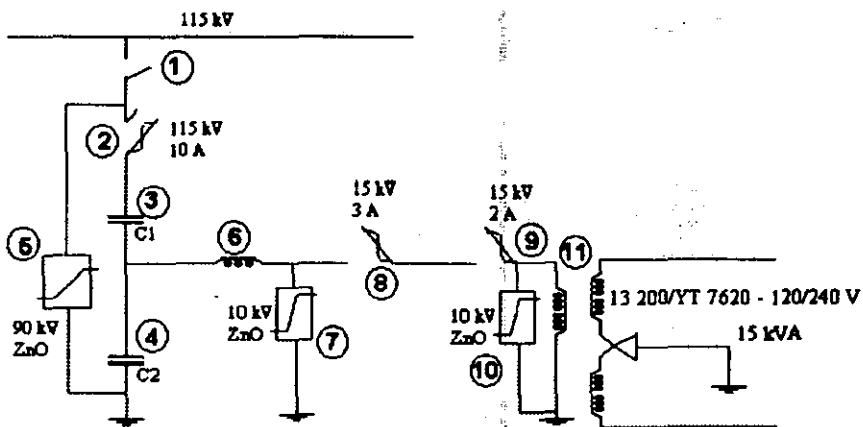


Figura 2.4

- 1- Cuchilla desconectadora unipolar.
- 2- Fusible de potencia
- 3- Banco de Capacitores No.1
- 4- Banco de Capacitores No.2
- 5- Apartarrayo de ZnO de 90 kVA
- 6- Reactancia inductiva para compensación
- 7- Apartarrayo de ZnO de 10 kVA
- 8- Cortacircuito a la salida del DTC
- 9- Cortacircuito a final de la línea de media tensión
- 10- Apartarrayos de ZnO de 10 kVA
- 11- Transformador de distribución

Los capacitores por si solos, introducen una muy alta impedancia al sistema, lo que resultaría en una mala regulación de tensión al conectar carga al sistema, por lo que es necesario compensar esta reactancia capacitiva mediante una reactancia inductiva proporcionada por reactores conectados en serie con el alimentador de 13 200 YT / 7620 – 120/240 V, puntos que serán tratados con mayor profundidad en el Capítulo III.

En el tipo de conexión que tiene el transformador de distribución (11), los devanados en el secundario se encuentran conectados en serie, pudiéndose obtener 240 V como se muestra a continuación:

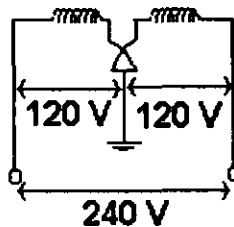


Figura 2.5 Conexión en serie

Debido a que el DTC únicamente utiliza una fase y el neutro, aprovechándose únicamente la mitad de la capacidad del transformador (7.6 kVA), se conectan en paralelo las dos bobinas (esto se puede hacer fácilmente en el interior del transformador). Al hacer esta conexión se está aprovechando la capacidad total de la unidad, aunque no sea posible obtener 240 V, a continuación se muestra esta conexión:

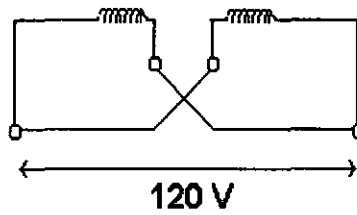


Figura 2.6 Conexión en serie

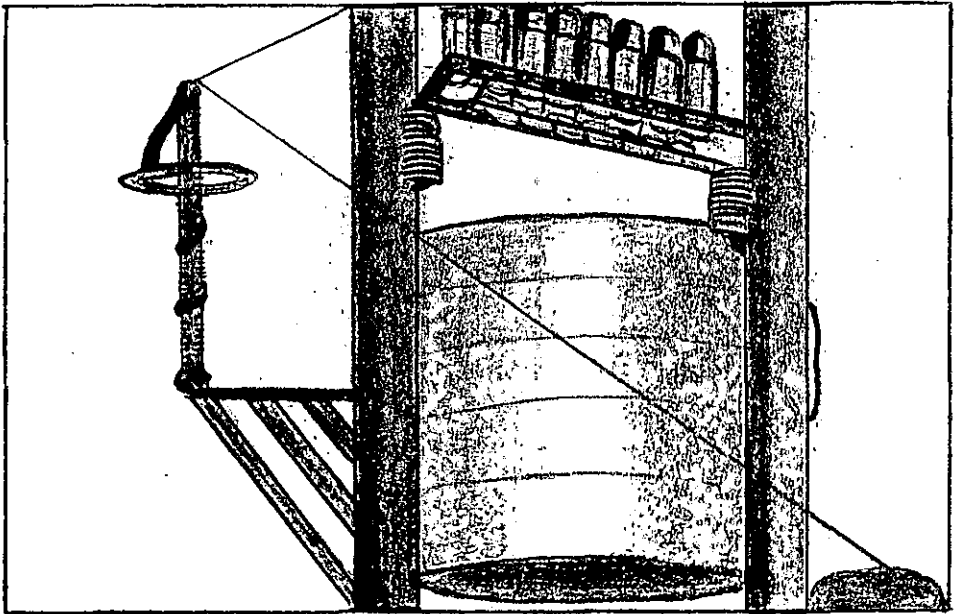


Figura 2.7 DTC

II.6. CONCLUSIONES TECNICO-ECONOMICAS

• **Sistemas de Generación Eólica**

CANTIDAD	KIT COMPLETO CON TURBINA DE 850 W	PRECIO UNITARIO
1	Turbina eólica de 850 Watts, marca Bergey	USD \$ 5 718,00
1	Banco de baterías de 300 A-h de capacidad, a 24 VCD	
1	Controlador de carga VCS 850, 24 VCD	
1	Torre metálica de 18 m. de altura	
1	Juego de cables y accesorios para instalación del equipo	
1	Inversor de 700 Watts de capacidad modelo 724, 24 VCD de entrada y 120 VCA de salida, 60 Hz	
Capacidad de Generación 3,7 kW-h diarios en un sitio Con buen viento (5 m/s).		

Fuente: CONDUMEX, DIVISION ENERGIAS ALTERNAS

CANTIDAD	KIT COMPLETO CON TURBINA DE 1500 W	PRECIO UNITARIO
1	Turbina eólica de 1500 Watts, marca Bergey	USD \$ 10 569,00
1	Banco de baterías de 400 A-h de capacidad, a 24 VCD	
1	Controlador de carga VCS 1,5 a 24 VCD	
1	Torre metálica de 18 m. de altura	
1	Juego de cables y accesorios para instalación del equipo	
1	Inversor de 2 400 Watts de capacidad modelo DR 2424, 24 VCD de entrada y 120 VCA de salida, 60 Hz	
Capacidad de Generación 6,5 kW-h diarios en un sitio Con buen viento (5 m/s).		

Fuente: CONDUMEX, DIVISION ENERGIAS ALTERNAS

CANTIDAD	KIT COMPLETO CON TURBINA DE 10 000 W	PRECIO UNITARIO
1 1 1 1 1 1	Turbina eólica de 10 000 Watts, marca Bergey Banco de baterías de 800 A-h de capacidad, a 48 VCD Controlador de carga VCS 10, 48 VCD Torre metálica de 24 m. de altura Juego de cables y accesorios para instalación del equipo Inversor de 4 000 Watts de capacidad modelo SW 4048, 48 VCD de entrada y 120 VCA de salida, 60 Hz	USD \$ 44 058,00
Capacidad de Generación 43,2 kW-h diarios en un sitio Con buen viento (5 m/s).		

Fuente: CONDUMEX, DIVISION ENERGIAS ALTERNAS

Notas:

- Disponibilidad del producto sobre pedido.
- Precios en Dólares americanos, pagaderos al tipo de cambio vigente.
- Los precios no incluyen instalación
- Precios y productos sujetos a cambio sin previo aviso.

• **Sistemas de Generación Solar**

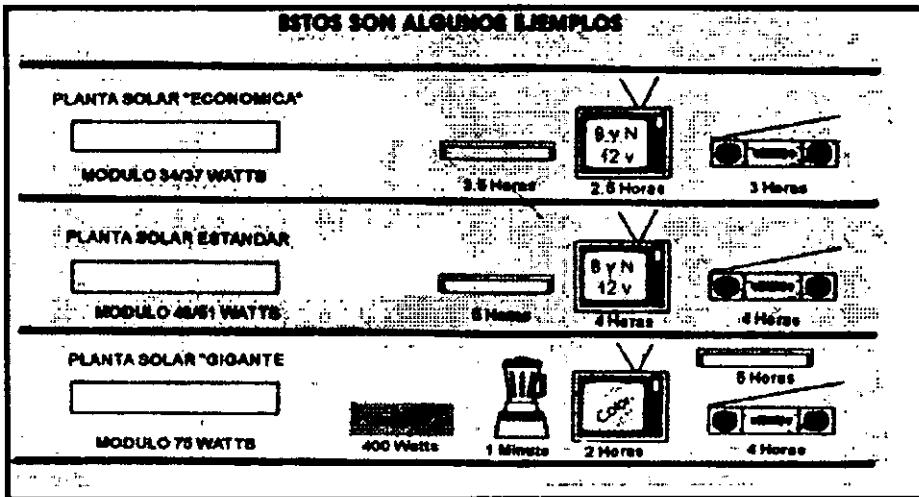


Figura 2.8

CODIGO	PLANTA SOLAR ECONOMICA	PRECIO UNITARIO
896011	1 Módulo de 35 Watts mínimo 3 Lamparas fluorescentes 20 Watts 1 Protector para baterías PBCX 12/06/10 10 Metros de cable UV 2x10 30 Metros de cable SPT 2x14 3 Juegos de accesorios para lampara 1 Juego de accesorios para batería 1 Soporte para módulo 1 Manual de instalación	\$ 4 140,00
	Adicionar:	
	1 Batería Cale 31H de 100 A-H	\$ 580,00
	1 Estante metálico	\$ 61,00

Fuente: CONDUMEX, DIVISION ENERGIAS ALTERNAS

CODIGO	PLANTA SOLAR ESTANDAR	PRECIO UNITARIO
896010	1 Módulo de 50 Watts SM50-H 4 Lámparas fluorescentes 20 Watts 1 Controlador medidor CMCX 12/15/20F 10 Metros de cable UV 2x10 40 Metros de cable SPT 2x14 1 Convertidor CD/CD con selector de tensiones 4 Juegos de accesorios para lámpara 1 Juego de accesorios para batería 1 Soporte para módulo 1 Manual de instalación	\$ 6 059,00
	Adicionar: 1 Batería Cale 31H de 100 A-H 1 Estante metálico	\$ 580,00 \$ 61,00

Fuente: CONDUMEX, DIVISION ENERGIAS ALTERNAS

CODIGO	PLANTA SOLAR GIGANTE	PRECIO UNITARIO
896023	1 Módulo de 75 Watts SP75 3 Lámparas fluorescentes 20 Watts 2 Lámparas tipo CL - 9 Watts 1 Controlador medidor CMCX 12/15/20F 1 Inversor ICX-12/400, 400 Watts 10 Metros de cable UV 2x10 50 Metros de cable SPT 2x14 1 Convertidor CD/CD con selector de tensiones 5 Juegos de accesorios para lámpara 1 Juego de accesorios para batería 1 Juego de accesorios para controlador 1 Soporte para módulo 1 Manual de instalación	\$ 8 814,00
	Adicionar: 2 Baterías Cale 31H de 100 A-H c/u 1 Estante metálico p/2 baterías	\$ 1 160,00 \$ 131,00

Fuente: CONDUMEX, DIVISION ENERGIAS ALTERNAS

Notas:

- Disponibilidad del producto sobre pedido.
- Precios en Moneda Nacional más I.V.A.
- Los precios no incluyen instalación
- Precios y productos sujetos a cambio sin previo aviso.

• **Sistemas de Generación Convencional**

CANTIDAD	SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE 40 MVA	PRECIO UNITARIO
1	1T - 3F - 40 MVA - 115/13,8 - 2/5 Transformador trifásico con capacidad de 40 MVA, de 115 a 13,8 kV.	
2	Buses del lado de alta tensión	
5	Buses del lado de baja tensión.	
Para este tipo de subestación, 1 MVA tiene un costo de k\$ 283,00		K\$ 11 325,00

Fuente: COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

CANTIDAD	SUBESTACION DE DISTRIBUCION DE 30 MVA	PRECIO UNITARIO
1	1T - 3F - 30 MVA - 115/13,8 - 2/4 Transformador trifásico con capacidad de 30 MVA, de 115 a 13,8 kV.	K\$ 11 325,00
2	Buses del lado de alta tensión	
4	Buses del lado de baja tensión.	
Para este tipo de subestación, 1 MVA tiene un costo de k\$ 366,00		

Fuente: COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

CANTIDAD	SUBESTACION DE DISTRIBUCION DE 20 MVA	PRECIO UNITARIO
1	1T - 3F - 20 MVA - 115/13,8 - 1/4 Transformador trifásico con capacidad de 20 MVA, de 115 a 13,8 kV.	K\$ 6 000,00
1	Buses del lado de alta tensión	
4	Buses del lado de baja tensión.	
Para este tipo de subestación, 1 MVA tiene un costo de k\$ 300,00		

Fuente: COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Notas:

- De los tres tipos de subestaciones Eléctricas, se considera el costo por MVA, para obtener el costo promedio que se tendría por cada MVA que se quisiera contratar:

$$k\$ 283,00 + k\$ 366,00 + k\$ 300,00 = k\$ 949,00$$

Por lo tanto 1 MVA tendrá un costo de k\$ 316,00

- **Divisor de Tensión Capacitivo**

CANTIDAD	SISTEMA DIVISOR DE TENSION CAPACITIVO	PRECIO UNITARIO
1	Reactor en alta tensión	
1	Reactor en media tensión	
1	Apartarrayos de 90 Kv	
2	Apartarrayos de 10 Kv	
1	Fusible de potencia 115 kV, 10 A.	
2	Bancos de Capacitores	
1	Transformador de distribución 13200YT/7620-120/240 15 kVA	
15	Postes de madera de 11m. De altura.	
1	Fusible de 15 kV, 3 A	
1	Fusible de 15 kV, 2 A	
1	Cuchilla desconectadora para operar con carga	
1	Lote de materiales miscelaneos	
	Mano de obra	
		USD \$ 21 195,00
	Costo de 1 km. de línea monofásica con Retorno por tierra 13200 YT/7620V, 1/0 ACSR	= USD \$ 5 808,00

Fuente: COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Consideremos ahora una región rural X, la cual se tiene en proyecto electrificar, esta población cuenta con 200 viviendas, por lo cual está comprendida en el rango de demanda media (175 a 337 viviendas), se eligió una comunidad con demanda media ya que los costos de electrificación independientemente de la alternativa utilizada serán representativos tanto para comunidades con demanda mínima (11 a 174 viviendas), así como para las comunidades con demanda máxima (338 a 499 viviendas).

1) Electrificación con Sistemas Eólicos:

Considerando el kit completo con turbina de 850 Watts , el cual tiene un costo de USD \$ 5 7184,00 , por la capacidad de generación, un kit puede ser compartido por dos usuarios, debido a sus necesidades de consumo de energía, por lo cual el costo total de electrificación para esta población, que además esta sujeta a un buen promedio anual en cuanto a la velocidad del viento durante todo el año, es de:

USD\$ 571 800,00

2) Electrificación con Sistemas Solares:

Considerando el paquete básico (PLANTA SOLAR ECONOMICA), el cual tiene un costo de \$ 4 781,00 y sobre todo, que es de uso individual, el costo total de electrificación para esta población, que además esta sujeta a una buena insolación durante todo el año, es de:

\$ 956 200,00

3) Electrificación con Sistemas Convencionales:

En base al análisis anterior, sobre el costo de Subestaciones de Distribución, 1 MVA es suficiente para cubrir las necesidades de consumo de energía eléctrica para esta comunidad, sin influir en las características del servicio el medio y región geográficos, por lo cual el costo total es de:

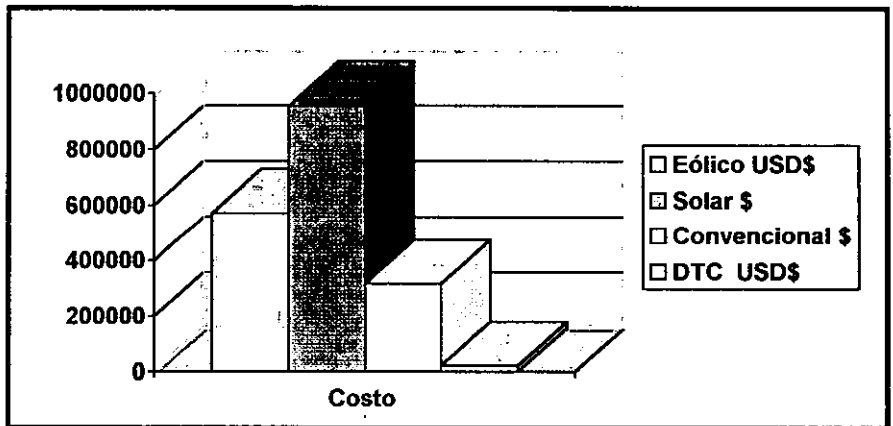
\$ 316 000,00

4) Mediante el Divisor de Tensión Capacitivo:

El Divisor de Tensión Capacitivo, es un sistema que puede ser aplicado en cualquier parte de la República Mexicana, en el cual las comunidades a electrificar deberán estar ubicadas cerca de alguna línea de subtransmisión, siendo esto su única limitante, ya que no está supeditado a las condiciones geográficas ni climatológicas de la región, por lo cual, el costo total es de:

USD \$ 21 195,00

COMPARATIVO ECONÓMICO



Gráfica 2.1

Una vez analizadas cada una de las propuestas aquí presentadas, la más viable para electrificación de comunidades rurales, es la instalación de un Divisor de Tensión Capacitivo, ya que representa el menor gasto de instalación, operación y mantenimiento, sin dejar de mencionar que la única limitante existente para su aplicación, es que se requiere la cercanía de líneas de subtransmisión a las poblaciones a electrificar.

CAPÍTULO III

DISEÑO DEL DIVISOR DE TENSIÓN CAPACITIVO

III.1. INTRODUCCIÓN

El diseño de un Divisor de Tensión Capacitivo incluye varios aspectos. El primero de ellos se refiere a la definición y especificación de los bancos de capacitores.

El objetivo de un Divisor de Tensión Capacitivo es reducir la tensión de una línea de subtransmisión a un nivel de distribución (fase a tierra), por ejemplo 7620 V, 13200 V ó 19920 V, por esta razón, el sistema puede ser denominado como un "Transformador de Tensión Capacitivo".

Por razones prácticas, los capacitores se escogerán de entre las unidades normalizadas por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza (LyF), de tal manera que puedan reemplazarse fácilmente con unidades en existencia.

III.2. PRINCIPIO DE OPERACIÓN

El principio de operación de un Divisor de Tensión Capacitivo se explicará con ayuda de la siguiente figura:

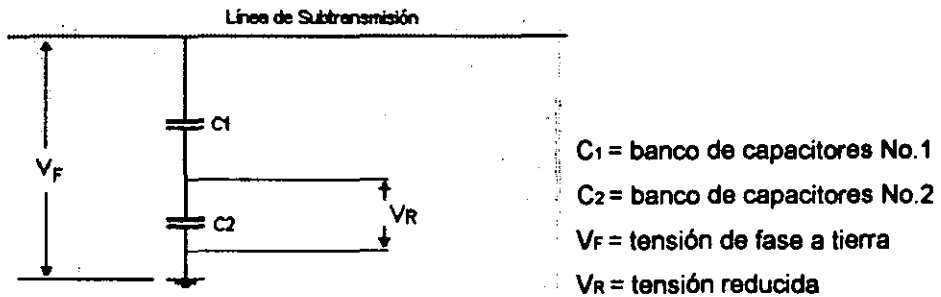
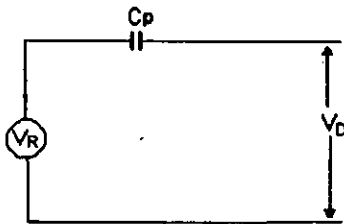


Figura. 3.1

La reducción de la tensión que resulta del sistema depende de las impedancias Z_1 y Z_2 (capacitancias C_1 y C_2) de los bancos de capacitores. Sea V_F la tensión de fase a tierra de la línea de subtransmisión y V_R la tensión reducida. Entonces la siguiente ecuación expresa la relación entre V_F y V_R como una función de Z_1 y Z_2 , así como de C_1 y C_2 .

$$V_R = \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2} V_F = \frac{C_2}{C_1 + C_2} V_F \quad (3.1)$$

El coeficiente $Z_2 / (Z_1 + Z_2)$ es la razón de transformación del sistema. Si consideramos el equivalente de Thevenin, el comportamiento en estado estable del circuito se vuelve fácil de entender.



$C_p = C_1 + C_2$
 $V_D =$ tensión regulada
 $V_R =$ tensión reducida

Figura. 3.2

La figura anterior muestra el circuito equivalente donde el valor de V_R se determina de la ecuación (3.1) y C_p se expresa de la siguiente manera:

$$C_p = C_1 + C_2 \quad (3.2)$$

Por lo regular Z_p es una impedancia alta, por lo que al conectar una carga al sistema, la regulación de tensión V_D será muy pobre para cargas grandes.

$$Z_r = \frac{1}{j\omega C_r} = \frac{Z_1 \times Z_2}{Z_1 + Z_2} \quad (3.3)$$

Con el propósito de mejorar la regulación del circuito de la red, se puede conectar una inductancia en serie con la carga para compensar parcial o totalmente la impedancia serie capacitiva que introduce el Divisor de Tensión.

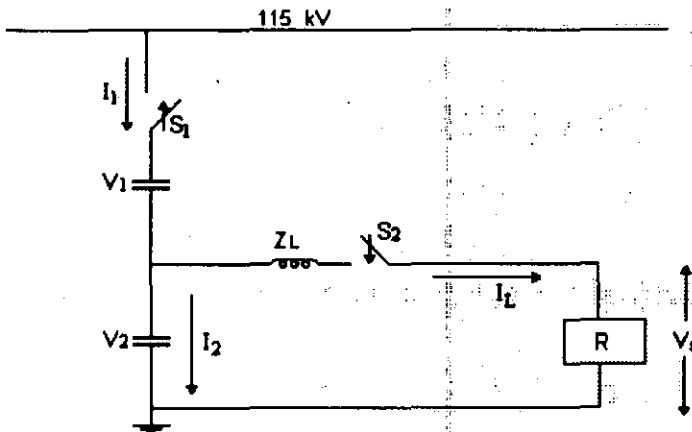


Figura. 3.3

III.3. SELECCIÓN DE LOS BANCOS DE CAPACITORES

La selección de los bancos de capacitores C_1 y C_2 debe satisfacer dos condiciones. La primera es que la tensión a través de C_2 , para la condición sin carga, corresponda a la tensión de distribución seleccionada V_R . Podemos escribir el cociente de las impedancias Z_1 y Z_2 de los bancos C_1 y C_2 como una función de las tensiones V_R y V_F , basándonos en la ecuación (3.1) y escribiendo:

$$\frac{Z_1}{Z_2} = \frac{V_F}{V_R} - 1 \quad (3.4)$$

Lo anterior define la condición que Z_1 / Z_2 debe satisfacer. La segunda condición a satisfacer por los bancos de capacitores es que la tensión de operación máxima en estado estable (V_{MAX}) a través de cada unidad sea menor o igual que su tensión nominal V_n .

$$V_{MAX} < V_n \quad (3.5)$$

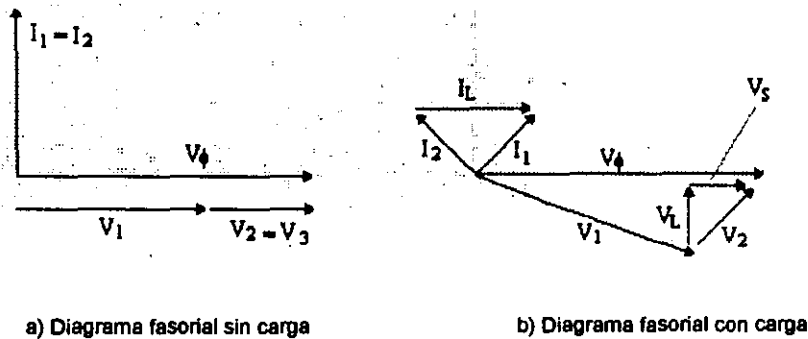


Figura. 3.4

Esta condición se puede expresar por el banco C₁ con la siguiente expresión, (basada en el diagrama fasorial de la figura 3.4b) en donde se ha considerado la situación más crítica, representada por una carga plena de tipo resistivo:

$$V_{MAX}(C_1) = \sqrt{(I_L \times Z_L)^2 + (V_F - V_R)^2} \leq V_n(C_1) = P_n(C_1) \times Z \quad (3.6)$$

donde:

Z_L = reactancia inductiva de compensación.

I_L = corriente máxima de carga en A.

$P_n(C_1)$ = potencia nominal del banco C₁ en VAR'S

$$I_L \times Z_L = V_L \quad (3.7)$$

El peor caso para el banco C₂ es una carga plena de tipo inductivo. Suponiendo que el factor de potencia más bajo que se puede encontrar es 0,8; podemos expresar la siguiente desigualdad:

$$V_{MAX}(C_2) = \sqrt{(I_L \times Z_L \times 0.8)^2 + (V_R + I_L \times Z_L \times 0.8)^2} \leq V_n(C_2) = P_n(C_2) \times Z_2 \quad (3.8)$$

Dado que estamos compensando en un 100% la reactancia capacitiva del Divisor de Tensión Capacitivo, podemos escribir lo siguiente, (simple manipuleo de las ecuaciones):

$$Z_L = \frac{Z_1 \times Z_2}{Z_1 + Z_2} = Z_1 \frac{1}{1 + \frac{Z_1}{Z_2}} = Z_2 \frac{1}{1 + \frac{Z_2}{Z_1}} \quad (3.9)$$

Sustituyendo Z_L (3.6) y (3.7) y elevando al cuadrado ambos términos, obtenemos dos desigualdades cuadráticas, que tienen como variables respectivamente Z_1 y Z_2 :

$$Z_1^2 \left(\frac{1}{1 + \frac{Z_1}{Z_2}} \right)^2 - Z_1 \times P_n(C_1) + (V_f - V_r)^2 < 0 \quad (3.10)$$

$$Z_2^2 I_L^2 \left(\frac{1}{1 + \frac{Z_2}{Z_1}} \right)^2 - Z_2 \times P_n(C_2) - 1.2 \times I_L V_r \left(\frac{1}{1 + \frac{Z_2}{Z_1}} \right) V_r^2 < 0 \quad (3.11)$$

Ambas desigualdades incluyen coeficientes que dependen de los valores de V_F y de V_R , y tienen como parámetros a las potencias nominales de los bancos C_1 y C_2 respectivamente.

Como ejemplo, determinaremos las características de un diseño, empleando capacitores utilizados por CFE, seleccionándolos de entre las siguientes unidades:

- 1.- 50 kVAR, 7 620 V.
- 2.- 100 kVAR, 7 620 V.
- 3.- 200 kVAR, 7620 V.
- 4.- 100 kVAR, 7 960 V.
- 5.- 200 kVAR, 7960 V.

Partimos de echo de que el DTC debe estar energizado a una tensión de

$$\frac{115}{\sqrt{3}} = 66,395 \text{ kV}$$

Por otro lado, nuestro objetivo es bajar la tensión a un valor lo más cercano posible a 7 620 V (fase a tierra).

Una vez conocidos los datos anteriores, hacemos uso de la ecuación 3.4 para determinar el cociente de las impedancias Z_1 y Z_2 .

Conocemos también la corriente de carga que circula por el DTC, esta corriente esta determinada por la capacidad del transformador de distribución que se utilice. considerando una carga de 25 kVA tendremos una corriente $I_L = 3$ A.

Posteriormente, con los tres tipos de unidades disponibles, se buscan arreglos tanto para C_1 como para C_2 que proporcionen un voltaje de salida V_R cercano a la meta fijada. En cada uno de los arreglos se calculan potencias nominales $P_n(C_1)$ y $P_n(C_2)$.

Con los datos establecidos en los párrafos anteriores, podemos ahora hacer uso de las ecuaciones 3.9 y 3.10 para verificar que el diseño propuesto cumpla con las dos desigualdades indicadas por dichas ecuaciones.

Para cada uno de los arreglos es necesario determinar, primeramente, la capacitancia de cada una de las unidades y calcular cuantas necesitamos conectar en serie, tanto para formar el banco C_1 , como para formar el banco C_2 ; con objeto de acercarnos al valor requerido de 7 620 V. El cálculo de tensión a la salida del DTC se realiza con la ecuación 3.1.

Se encontró que las siguientes combinaciones proporcionan una tensión de salida de 7.38 kV:

<u>C₁</u>	<u>C₂</u>
a) 200 kVAR (4 unidades de 50 kVAR)	100 kVAR (1 unidad de 100 kVAR)
b) 400 kVAR (4 unidades de 100 kVAR)	200 kVAR (1 unidad de 200 kVAR)
c) 800 kVAR (8 unidades de 100 kVAR, 7.96 kV)	200 kVAR (2 unidades de 100 kVAR, 7.96 kV)
d) 200 kVAR (4 unidades de 50 kVAR)	400 kVAR (2 unidades de 200 kVAR)

Sin embargo sólo el arreglo c) cumple con la condición establecida por las ecuaciones 3.9 y 3.10, es decir, sólo con el arreglo c) podemos asegurar que la tensión máxima a través de los capacitores es menor o igual que la tensión nominal de los mismos.

Resumiendo, el diseño del DTC con unidades utilizadas por la Comisión Federal de Electricidad, conectado a una línea de 115 kV queda de la siguiente manera:

- Banco C1:
8 unidades de 100 kVAR, 7 960 V.
- Banco C2:
2 unidades de 200 kVAR, 7 960 V.

El arreglo anterior proporciona una tensión $V_R = 7,38$ kV.

III.4. SELECCIÓN DE REACTORES

Como ya se mencionó con anterioridad, los capacitores por sí solos introducen una muy alta impedancia al sistema, lo que resultaría en una mala regulación de tensión al conectar carga al sistema. Por lo que es necesario compensar esta reactancia capacitiva mediante una reactancia inductiva proporcionada por reactores conectados en serie con el alimentador, y para evitar que las sobrecorrientes y sobretensiones que aparecen a través de los capacitores no ocasionen daño en el evento de una falla, el arreglo conveniente es dividiendo la compensación entre el primario y el secundario del transformador de distribución, sin llevar la compensación hasta un 100% de la reactancia capacitiva equivalente. Es decir, las dos recomendaciones principales en la selección de los reactores de compensación son las siguientes:

- La compensación de la reactancia capacitiva se hará solamente en un 85% como máximo.
- El reactor de baja tensión tendrá la mitad del valor del reactor de alta tensión cuando ambos se encuentren referidos al mismo lado (primario o secundario) del transformador de distribución.

Para ejemplificar estas dos recomendaciones consideremos el ejemplo anterior, con unidades normalizadas por la C.F.E.:

* La reactancia capacitiva del banco C_1 (8 x 100 kVAr) es de 5,06 $k\Omega$.

* La reactancia capacitiva del banco C₂ (2 x 100 kVAr) es de 0,63 kΩ.

En consecuencia, la reactancia capacitiva equivalente a compensar es de 563 ohms. Como vamos a compensar únicamente el 85%, entonces la reactancia inductiva de ambos reactores debe totalizar 478 ohms. Como el reactor de alta tensión debe ser el doble del de baja tensión, esto significa que tendrá un valor de 319 ohms, o sea 0.846 H. Por lo que respecto al reactor de baja tensión, éste debe tener un valor de 159 ohms referido al primario. Si utilizamos un transformador de distribución de 13 200 YT / 7620 – 120 / 240 V, esto significa que la razón de transformación es de 63,5 , por lo que el valor de este reactor en el secundario deberá ser de 0,105 mH.

Considerando un transformador de 13 200YT/7620–120/240 V, monofásico de dos boquillas, la tensión en el secundario se obtiene a partir de las terminales X1 y X3 (240 V), utilizando el tap número 1. Los datos anteriores resultan en una relación de transformación de :

$$\frac{13200}{240} \times 1,05 = 58$$

Esto quiere decir que el reactor de baja tensión referido al primario tiene una reactancia de:

$$0,105 \times 10E-3 \times 377 \ 58^2 = 133 \ \Omega$$

Lo que sumado a la reactancia del reactor en el lado primario nos da una compensación de:

$$\frac{133 + 319}{563} \times 100 = 80\%$$

CAPÍTULO IV

PUESTA EN OPERACIÓN

IV.1. MONTAJE

Con el objetivo de lograr un funcionamiento óptimo, es conveniente recordar las características de las zonas a alimentar:

- * población rural
- * baja densidad de carga
- * sin servicios trifásico
- * cercanía a una línea de subtransmisión

Con base en lo anterior, y una vez que ha sido determinado el lugar de instalación del DTC, es necesario construir las obras siguientes:

- Instalar una estructura tipo "H" (dos postes y plataforma de montaje para el equipo), con postes de madera de 15 m., junto a la estructura de la Línea de subtransmisión, para el presente trabajo esta será de 115 kV.
- Construir una extensión a la red de media tensión de 13,2 kV, una fase dos hilos, con postera de concreto y conductor ACSR 1/0.
- Instalar un sistema de referencia de tierra del tipo contra-antena (en caso de ser necesario), en la estructura "H", para lograr una resistividad no mayor de 20 Ω
- Instalar el transformador y su equipo de protección.

Una vez realizadas las instalaciones y montajes anteriores, se procede a la conexión del DTC, mediante el siguiente procedimiento:

- Montar el DTC en la estructura "H", la instalación se muestra en el diagrama de la figura 4.1.
- Conectar la cuchilla (1), al conductor de fase de la línea de 115 kV.

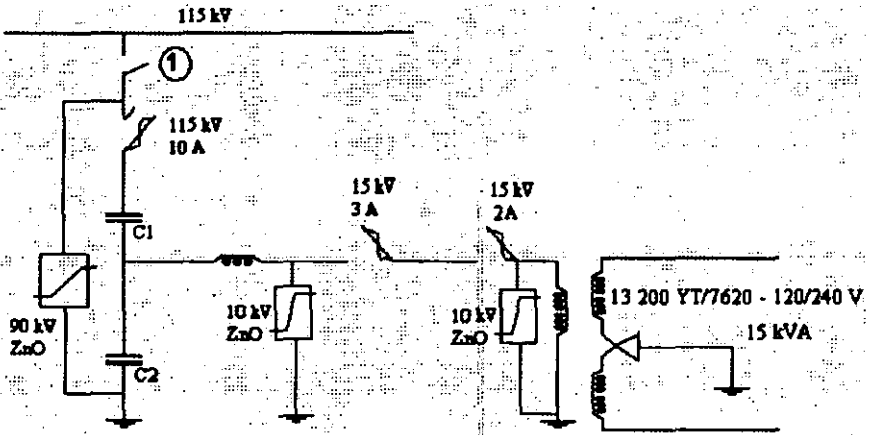


Figura 4.1

- Posteriormente cerrar el cortacircuitos fusible (2), quedando energizado el DTC

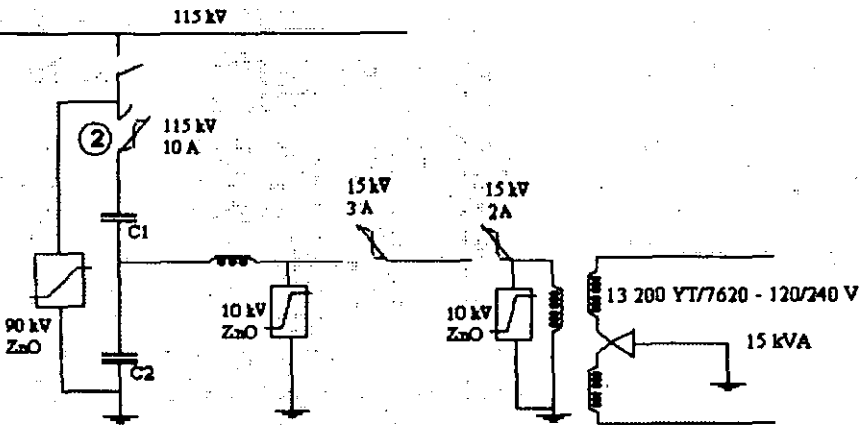


Figura 4.2

- Cerrar el cortacircuito fusible a la salida del DTC (8), quedando energizada la línea, hasta el transformador.

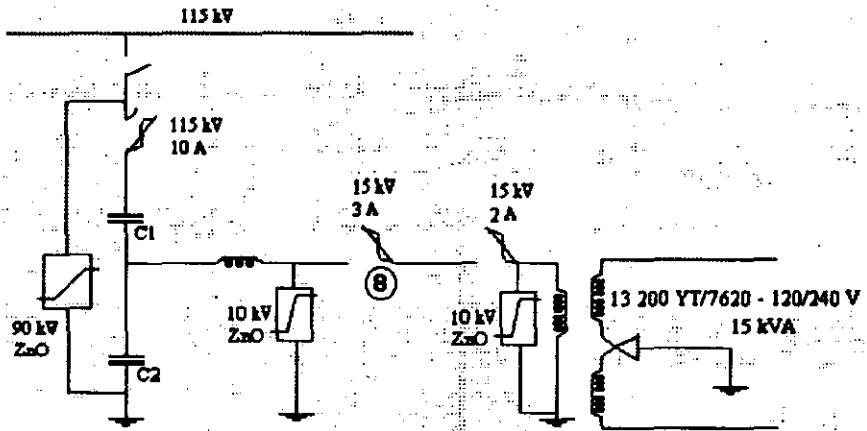


Figura 4.3

- Cerrar el cortacircuito fusible al final de la línea de media tensión (9), quedando así conectada la carga de los usuarios.

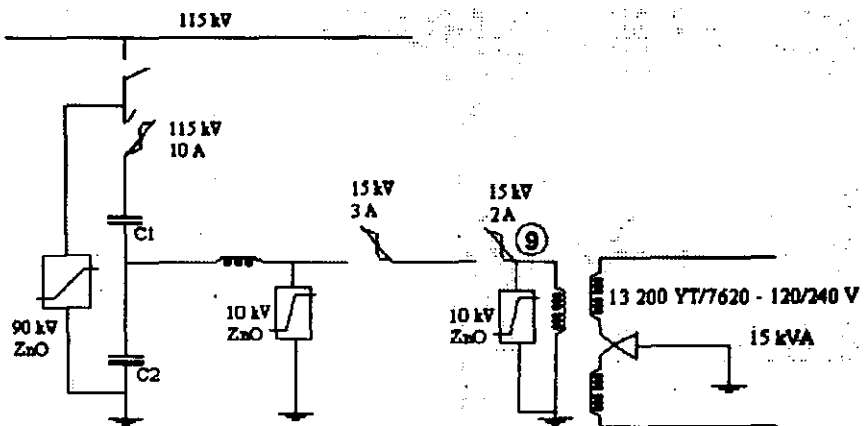


Figura 4.4

- Medir la tensión en el primer servicio después del transformador.
- Medir la tensión en el punto más alejado del secundario y comparar con el punto anterior, a fin de determinar la caída de tensión y su regulación.
- Preguntar a algunos de los usuarios si sus equipos conectados operan satisfactoriamente.

IV.1. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.

Como puede observarse del montaje del equipo, una vez instalado el DTC, su operación es muy sencilla, para lo cual es suficiente con la participación de una pareja de linieros, para realizar las maniobras de la puesta en servicio:

1. Cerrar la cuchilla de enlace (1) con la línea de subtransmisión, para energizar el sistema.
2. Cerrar el cortacircuitos fusible de potencia de (2) 115 kV, 10 A; quedando de esta manera energizado el DTC.
3. Cerrar el cortacircuitos fusible (8) de 15 kV, 3 A; quedando energizada de esta manera la línea de distribución a 7 620 V.
4. Cerrar el cortacircuitos fusible (9) de 15kV, 2A; quedando de esta manera energizado el transformador de distribución de 13200YT/7620–120/240V.

Para sacar de operación al DTC, se siguen los pasos anteriores, pero en sentido inverso.

En lo que respecta a los trabajos de mantenimiento que requeriría el DTC, estos son mínimos limitándose exclusivamente a la verificación anual de referencias de tierra, ajuste de los elementos de montaje, lavado de aislamiento en

zonas de contaminación y verificación de las condiciones físicas que guarden los bancos de capacitores.

CAPÍTULO V

ASPECTOS ECONÓMICOS DEL DIVISOR DE TENSIÓN CAPACITIVO

V.1. VIABILIDAD

El DTC, es sin duda la opción más viable económicamente hablando para la electrificación de todas aquellas poblaciones rurales que se localizan en la cercanía de una línea de subtransmisión, en el capítulo II de este trabajo, se presento el comparativo de las factibles de ser aplicadas para la electrificación de dichas comunidades, resultando de este análisis que el DTC, es la opción más económica presentando como única limitante que las poblaciones a electrificar presenten densidades de carga bajas y que se encuentren ubicadas cerca de las líneas de subtransmisión.

V.1. RENTABILIDAD

El Divisor de Tensión Capacitivo DTC, es un sistema sencillo y práctico que puede ser aplicado en cualquier parte de la República Mexicana, ya que tiene un costo de inversión inicial de instalación bajo, en comparación a las alternativas analizadas en el capítulo II; que refleja un costo de \$ 21 195,00 USD ; en lo que respecta a los costos de su operación y trabajos de mantenimiento estos resultan mínimos.

Por lo que se concluye que el DTC representa la única opción técnicamente confiable de electrificación para este tipo de poblaciones y adicionalmente se tiene que la inversión es redituable en tanto se crea la necesidad para conocer los beneficios y ventajas del uso de la energía eléctrica por estos usuarios, abriendo de esta manera el mercado eléctrico con expansiones futuras.

CONCLUSIONES

Para los países latinoamericanos, como lo es el caso de México, es de suma importancia integrar a las pequeñas poblaciones rurales que se encuentran alejadas de las grandes ciudades, al desarrollo económico, político, social y cultural; llevando el mayor número de servicios urbanos como son las vías de comunicación, agua potable, centros de salud, tratamiento de aguas negras, escuelas y sobre todo el suministro de energía eléctrica, para impulsar su desarrollo, ya que gran parte de estas poblaciones actualmente no cuentan ni siquiera con caminos de acceso para poder llegar a ellos.

En lo que compete a éste trabajo es importante mencionar que el Divisor de Tensión Capacitivo DTC es la opción base y punto de partida para dotar a las comunidades rurales de los servicios necesarios, para su desarrollo e integrarlos a la vida económica del País.

Sin embargo, no hay que perder de vista que su aplicación esta limitada a todas aquellas comunidades rurales alejadas de las ciudades y que se encuentren cerca de alguna línea de subtransmisión, sin importar su ubicación geográfica y las condiciones climatológicas imperantes en el sitio; además de tener como principal ventaja que el sistema no requiere de mantenimiento y su operación puede ser realizada por una pareja de linieros.

De esta manera el DTC puede facilitar a la CFE el compromiso social que tiene con todas aquellas comunidades para dotarlas de la energía eléctrica.

Espero que este proyecto cumpla con los objetivos que me fije para atender el sector rural y que la CFE lo retome para su difusión y aplicación en lo que aún queda por electrificar; en tanto se crea la infraestructura necesaria para su total equipamiento.

BIBLIOGRAFÍA

- Modelado de la curva de usuarios domésticos para la implementación de medidas de administración por el lado de la demanda.

Boletín IEE

Año 22, Enero-Febrero de 1998.

- Generación Eléctrica con energía del viento.

Boletín IEE

Año 22 Marzo-Abril de 1998.

- Energías renovables

Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE).

14 de Marzo de 1998

- Estado actual y tendencias para el diseño de subestaciones de distribución.

Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Agosto de 1995

- Alternativas de automatización para sistemas rurales de distribución.

División de Distribución Jalisco (CFE)

- División de Energías Alternas.

CONDUMEX

- Soluciones Integrales de Energía (SINERGIA).

CONDUMEX

- Grado de electrificación a nivel Nacional a diciembre de 1997.

Unidad de Electrificación (CFE)

Febrero de 1998

- Normas de Distribución-Construcción de Líneas Aéreas.

Subdirección de Distribución (CFE)

1997

- Especificaciones CFE

Subdirección de Distribución (CFE)

- El desarrollo tecnológico, elemento necesario de las redes de distribución eléctrica.

Boletín IEE

Volumen 13 No.4.

- Sarmiento H.G. Solving Electric Energy Supply to Rural Areas.

IEEE Transactions on Power Delivery.

Volumen 5 No.1.