83
2ejem

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ELECTRIFICACION URBANA Y RESIDENCIAL POR MEDIOS EOLICOS Y SOLARES

FALLA DE ORIGEN

T E S I S

Que para obtener el Título de:

INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P r e s e n t a n

MARTIN GOMEZ NORIEGA

NORBERTO ALEJANDRO PEREZ COLIN

JUAN E. SOTO OSORNIO

Asesor de Tesis: Ing. Juan Vicente Leduc Rubio

México, D. F. *1995*

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

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.

Nunca dejaremos de agradecer a la Universidad la oportunidad de haber pasado por aquí. Muchos le harán poemas en la dedicatoria de su tesis, nosotros solamente la promesa de honrar su nombre en nuestra vida profesional.

A todos nuestros profesores, desde la primaria hasta los del último semestre y en especial al Ing. Juan Vicente Leduc, por su entusiasmo y su ayuda invaluables para la realización de nuestra tesis.

Muchas gracias

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN 3

CAPITULO I. CONSIDERACIÓN GENERAL DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EÓLICA Y SOLAR 5

EL SOL 6

EL VIENTO 7

LA RADIACIÓN SOLAR 8

DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LA RADIACIÓN 10

MOVIMIENTO DE LA TIERRA Y DEL SOL CON RESPECTO A ESTA 18

RADIACIÓN DIRECTA SOBRE UNA SUPERFICIE INCLINADA 27

GENERACIÓN DE ENERGÍA FOTO VOLTAICA 30

AEROGENERADORES 34

CAPITULO II. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN A UTILIZAR 39
CONCEPTOS GENERALES 40
CONTINUIDAD DEL SISTEMA DE ACUERDO AL TIPO DE CONSUMIDOR 43
TOPOLOGÍA DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN 46
REGULACIÓN DE VOLTAJE 63
TENSIONES DE DISTRIBUCIÓN 64
CURVAS DE DEMANDA 64
CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DEL ARREGLO A UTILIZAR 66
CAPITULO III. OPERACIÓN DEL SISTEMA 68
BATERÍAS PARA CENTROS FOTO VOLTAICOS 69
CONVERSIÓN DE CD/CA 75
UNIDADES DE CONTROL DE POTENCIA 80
CONTROLADORES DE CARGA 83
MÉTODO PARA CALCULAR Y BALANCEAR UN. SISTEMA FOTO VOLTAICO (F.V.) 84

CAPITULO IV. EJEMPLO DE ELECTRIFICACIÓN DE UN FRACCIONAMIENTO RESIDENCIAL 86

CONCLUSIONES 106

BIBLIOGRAFÍA 109

INTRODUCCIÓN.

Hacia el fin del milenio, la humanidad ha creado toda una serie de bienes, que requieren del uso de la energía eléctrica; desde la lámpara incandescente hasta la computadora dichos bienes se han convertido en elementos indispensables en nuestra vida diaria, prescindir de ellos sería como vivir en la época de las cavernas. La falta de un medio eficaz para hacerlos funcionar implicaría exactamente lo mismo.

Hemos visto hasta ahora como el progreso de la humanidad se ha visto invariablemente ligado a la destrucción de nuestro entorno, debido a la falta de políticas ambientales adecuadas, se genera energía eléctrica por medios que son altamente agresivos con el ambiente, este es el caso de las plantas termoeléctricas. El orgullo de la Inglaterra de la Revolución Industrial eran justamente las grandes chimeneas de sus fábricas, durante esa época se arrojaron al aire grandes cantidades de humo; dos siglos después seguimos haciendo lo mismo.

Una alternativa excelente para la generación de energía eléctrica está representada por las plantas generadoras hidroeléctricas, sin embargo no en todo territorio es posible conseguir una corriente de agua que sea suficientemente considerable para la generación a gran escala, y la obra civil suele ser sumamente costosa y se lleva varios meses.

GENERACION BRUTA DE ENERGIA ELECTRICA
1989 91
(Gwh)

Concepto	1989	1990	1991 P
Generación bruta nacional	117 745	122 749	126 958
Sector público	110 103	114 317	118 408
Hidroeléctrica	24 200	23 333	21 734
Vapor	65 090	66 915	70 227
Turbogas	629	669	659
Combustión interna	96	77	166
Ciclo combinado	7 151	7 487	7 749
Geotérmica	4 675	5 124	5 435
Carboeléctrica	7 890	7 774	8 172
Nucleoeléctrica	372	2 938	4 242
Sector privado	7 642	8 432	8 550

FUENTE: Presidencia de la República. Cuarto Informe de Gobierno 1992

Así pues, tenemos que las economías actuales se basan en recursos energéticos no renovables, cuyas reservas se irán agotando; existe entonces la necesidad de pasar a economías que tengan bases energéticas diferentes a las convencionales tales como la energía solar y la eólica. Es tan evidente la preocupación de los gobiernos de distintos países por los recursos energéticos que, en el caso de México se han puesto en marcha programas de uso racional de energía tanto en Compañía de Luz y Fuerza como en algunas otras empresas estatales y privadas.

Hablando de estos recursos alternativos - la energía solar y eólica -, se pueden esgrimir muchos argumentos en su favor, por ejemplo que virtualmente cualquier necesidad de energía eléctrica puede satisfacerse mediante un sistema de energía foto voltaico adecuadamente diseñado, esto incluye energía para iluminación, bombeo, radiocomunicación, electrificación doméstica, etc. La única limitación es el costo y el tamaño del equipo.

Desde los inicios de la energía foto voltaica se ha estado bajando el precio por Watt y año con año se sigue la misma tendencia, esto significa que las investigaciones en el campo de la energía solar avanzan a pasos agigantados para realizar un equipo eficiente y a bajo costo. Este tipo de energía es la más limpia que se conoce y su aceptación se ha extendido a un gran número de repetidoras telefónicas en nuestro país que se han modernizado y han reemplazado los convencionales generadores de electricidad por equipos foto voltaicos entre cuyas ventajas están el no hacer ruido, no contaminar, el mantenimiento es mínimo y muy sencillo, además tienen una vida útil bastante prolongada en comparación con otra clase de generadores.

En fin, siempre ha sido difícil conciliar los intereses de los ecologistas con los de los economistas. La energía foto voltaica no es contaminante y tiene por fuente un recurso gratuito que habrá de durar aproximadamente cinco mil millones de años más. Estamos seguros de que dadas las ventajas de estos sistemas, vale la pena ponerlos a prueba.

CAPITULO I

CONSIDERACIÓN GENERAL DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA POR MEDIOS SOLARES Y EÓLICOS.

Contenido:

-EL SOL.

-EL VIENTO.

-LA RADIACIÓN SOLAR.

-DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LA RADIACIÓN.

-MOVIMIENTO DE LA TIERRA Y DEL SOL CON RESPECTO A ESTA.

-RADIACIÓN DIRECTA SOBRE UNA SUPERFICIE INCLINADA.

-GENERACIÓN DE ENERGÍA FOTO VOLTAICA.

-AEROGENERADORES.

EL SOL

El Sol es una estrella que tiene aproximadamente una masa 334,000 veces mayor que la de la tierra. Esta esfera de materia gaseosa inmensamente caliente, tiene un diámetro de 1.39 millones de kilómetros y en promedio, se encuentra a una distancia media de 150 millones de kilómetros de la tierra.

La estructura solar es enormemente compleja; se estima que la temperatura en el núcleo central varía entre 8 y 40 millones de grados Kelvin, tiene una densidad entre 80 y 100 veces la del agua y se genera ahí cerca del 90% de la energía total. En esta región central, comprendida entre 0 y 0.23 R (siendo R el radio solar), está contenido el 40% de la masa total del Sol. A una distancia radial, a partir del centro, igual a 0.7 R la temperatura disminuye sensiblemente hasta unos 130,000 ^{o}K, donde la densidad es del orden de 0.07 g/cm^3. Por encima de la región comprendida entre 0.7 R y 1.0 R, conocida como zona convectiva, la temperatura desciende hasta 5,000 ^{o}K y la densidad hasta 10^{-8} g/cm^3, aproximadamente.

Esta capa bien definida de aproximadamente 300 Km de espesor y que envuelve a la zona convectiva, se conoce como fotosfera, y es la región en donde se origina la mayor parte de la radiación solar que recibimos. La presión en la fotosfera es de aproximadamente de 1/100 bar.

Más allá de la fotosfera se encuentra una atmósfera solar más o menos transparente que puede observarse durante los eclipses de Sol.

En esta región existe una capa de gases más fríos que constituye la capa inversora o de inversión, y luego la cromosfera de aproximadamente 10^4 Km de espesor. Aquí, los gases se encuentran a una mayor temperatura y tienen una densidad menor que los de la fotosfera. Envolviendo a todo estó la corona, de baja densidad y alta temperatura, su espesor es del orden de un millón de kilómetros.

EL VIENTO

La fuente de la energía eólica es el viento, o mejor dicho, la energía mecánica que, en forma de energía cinética, transporta el aire en movimiento.

La Tierra recibe una gran cantidad de energía procedente del Sol. Esta energía, en lugares favorables, puede ser del orden de 2,000 KWh/m² anuales. El 2 % de ella se transforma en energía eólica con un valor capaz de dar potencia de 10^{11} GW.

La Tierra funciona como una gran máquina térmica que transforma parte de calor solar en la energía cinética del viento. La energía eólica tiene como ventajas la de ser inagotable, gratuita y no lesiva al medio ambiente, pero cuenta también con los grandes inconvenientes de ser dispersa y aleatoria.

Bajo la acción de las presiones, el aire de la atmósfera se desplaza de un lugar a otro a diferentes velocidades, dando lugar al viento. El gradiente de velocidades será mayor cuanto mayor sea la diferencia de presiones. El viento sopla desde la zona de altas presiones a las zonas de bajas presiones y su movimiento esta influenciado por el giro de la tierra.

Las causas principales del origen del viento son: la radiación solar que es más importante en el Ecuador que en los Polos, la rotación de la tierra, que provoca desviaciones hacia la derecha en el hemisferio Norte y hacia la izquierda en el Sur y las perturbaciones atmosféricas.

El movimiento se rige por la formula general:

$$A_{ab} = A_{rel} + A_{arr} + A_{col}$$

Donde A_{ab} es la aceleración absoluta de una partícula y A_{rel}, A_{arr} y A_{col} son las aceleraciones relativas, de arrastre y de Coriolis.

También influye grandemente en la velocidad del viento, la forma del relieve de la superficie de la Tierra, por donde discurre la corriente. Superficies de pendientes suaves y desnudas de obstáculos, son los mejores lugares de potencial eólico, puesto que en ellas se van juntando las líneas de corriente del fluído y hacen que aumente su velocidad.

LA RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar se acostumbra medir en langley por minuto. Un langley vale 1 caloría de energía radiante por centímetro cuadrado.

La intensidad varía de acuerdo con el lugar, hora, estación, nubosidad y contenido de polvo en la atmósfera, de 0 hasta 1.5 cal $cm^{-2}min^{-1}$. Un langley de radiación solar por minuto (1 cal cm^{-2} min^{-1}) es equivalente a 221 BTU ft^{-2} h^{-1}.

Suponiendo una radiación solar de 1 langley min^{-1}, un metro cuadrado recibe 10,000 cal min^{-1}. Un techo de un edificio de 100 m^2 recibie un millón de calorías por minuto. Suponiendo una media de 1 langley durante 500 minutos al día (algo mas de 8 horas, o un tercio del día de 24 horas), el techo de 100 m^2 recibe, en un día caluroso, 5 * 108 cal o bien 500,000 kcal $día^{-1}$. Este calor es equivalente a quemar el peso de un hombre en carbón o 53 litros de gasolina. Convertido a energía eléctrica con un rendimiento del 10 por ciento se podría obtener una media de 7 kW o 56 kWh mientras haya sol.

Para recibir calor al ritmo de 1 kW de la radiación solar es necesario recoger 14.3 kcal min^{-1}. Con una intensidad de 1 langley, necesitaríamos una superficie de 1.43 m^2. Si la radiación solar se convierte en electricidad con un rendimiento supuesto del 10 por ciento, necesitaríamos 14.3 m^2. Si consideramos elementos mayores, 4,000 m^2 con radiación solar producirían teóricamente 280 kW de electricidad mientras haya

sol, con el rendimiento del 10% y 2.6 Km^2 nos proporcionaran 180,000 kW de energía eléctrica. Esto es con respecto a las 8 horas de sol que tomamos como base.

Si se piensa emplear la energía eléctrica continuamente se necesitaría una importante inversión adicional para el almacenamiento y el kWh medio del día de 24 horas habrá que dividirlo entre tres o más.

No toda la radiación solar extraterrestre que intercepta la tierra, llega a la superficie de la misma, aun en condiciones de cielo despejado.

La atmósfera terrestre está constituida por una masa gaseosa estratificada. Su altura es indeterminada y se supone algo menor de la millonésima parte de la masa del planeta.

La variación vertical de la temperatura permite distinguir distintas regiones: La troposfera hasta una altura de 10 a 15 Km; en ella la temperatura disminuye con la altura hasta alcanzar de -50 ^oC a -90 ^oC; la estratosfera se encuentra situada encima de la troposfera , contiene una capa de ozono entre los 20 y los 40 Km de altura, tiene muy baja humedad relativa y la temperatura permanece estable; la ionosfera de altura superior a los 100 Km, tiene capas de temperaturas indeterminadas. Finalmente, la exosfera es la ultima capa atmosférica. Hasta los 80 Km de altura, aproximadamente, la composición es constante: 78% N2, 21% O2, 0.9% Ar, 0.03% CO_2 y restos de otros gases, así como ozono y vapor de agua en la vecindad del suelo.

Cabe apuntar que todo el vapor de agua se encuentra concentrado en la proximidad de la superficie, encontrándose 95% del total entre 0 y 5,000 m de altura. Así en los primeros 2,000 m se encuentra ya el 50% del total.

DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LA RADIACIÓN

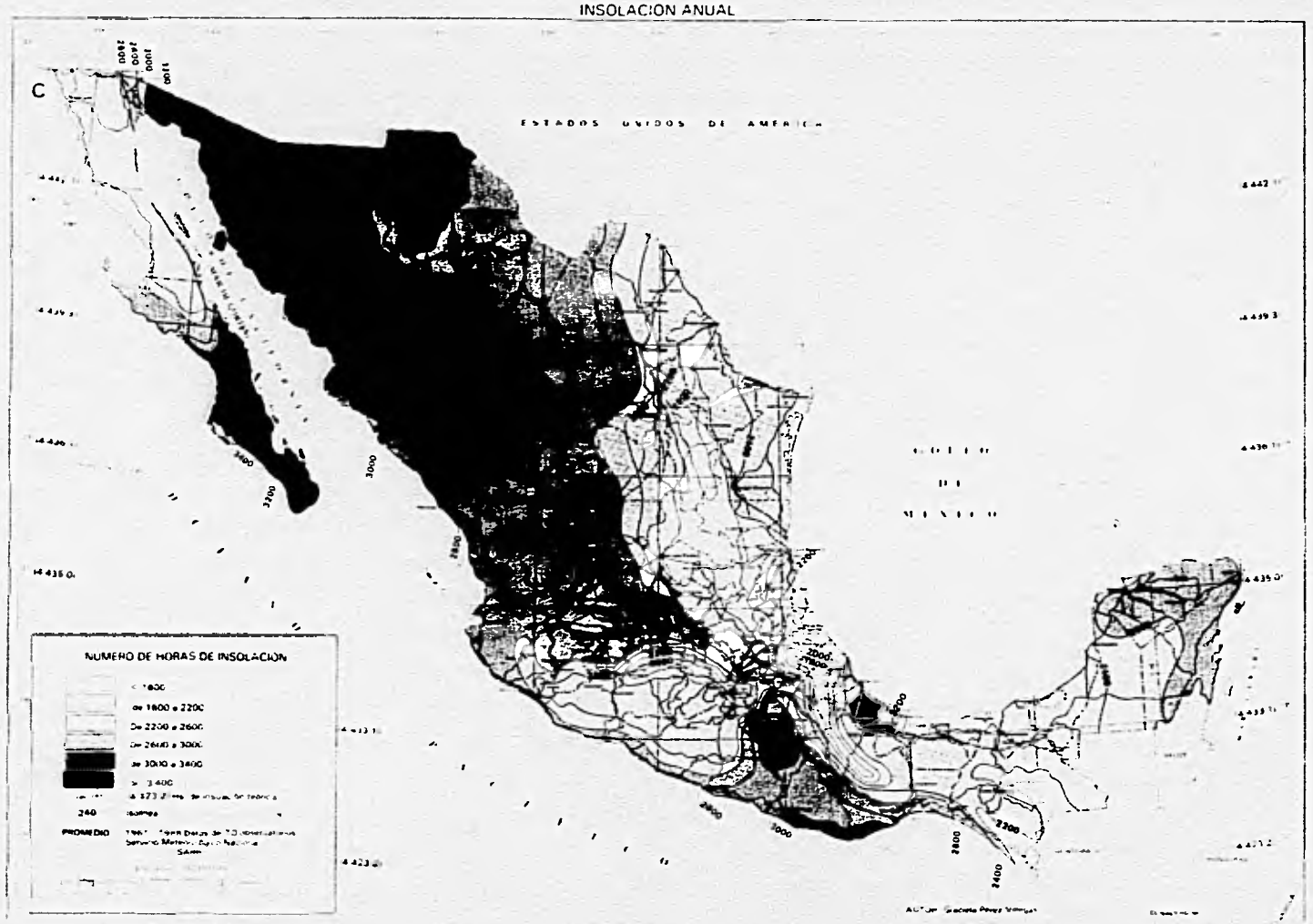
La radiación solar varía de acuerdo con la duración del día, con el ángulo formado por la Tierra y los rayos del Sol, con la longitud y tipo del camino recorrido por los mismos a lo largo de la atmósfera y particularmente con la cantidad de nubes. Por tanto, la radiación varía con la localización geográfica, la altitud y el clima.

En muchos procesos de la conversión foto térmica los colectores solares se encuentran fijos o tienen un movimiento limitado a ciertos grados de libertad. Por tanto estos colectores no están dirigidos comúnmente hacia el disco solar.

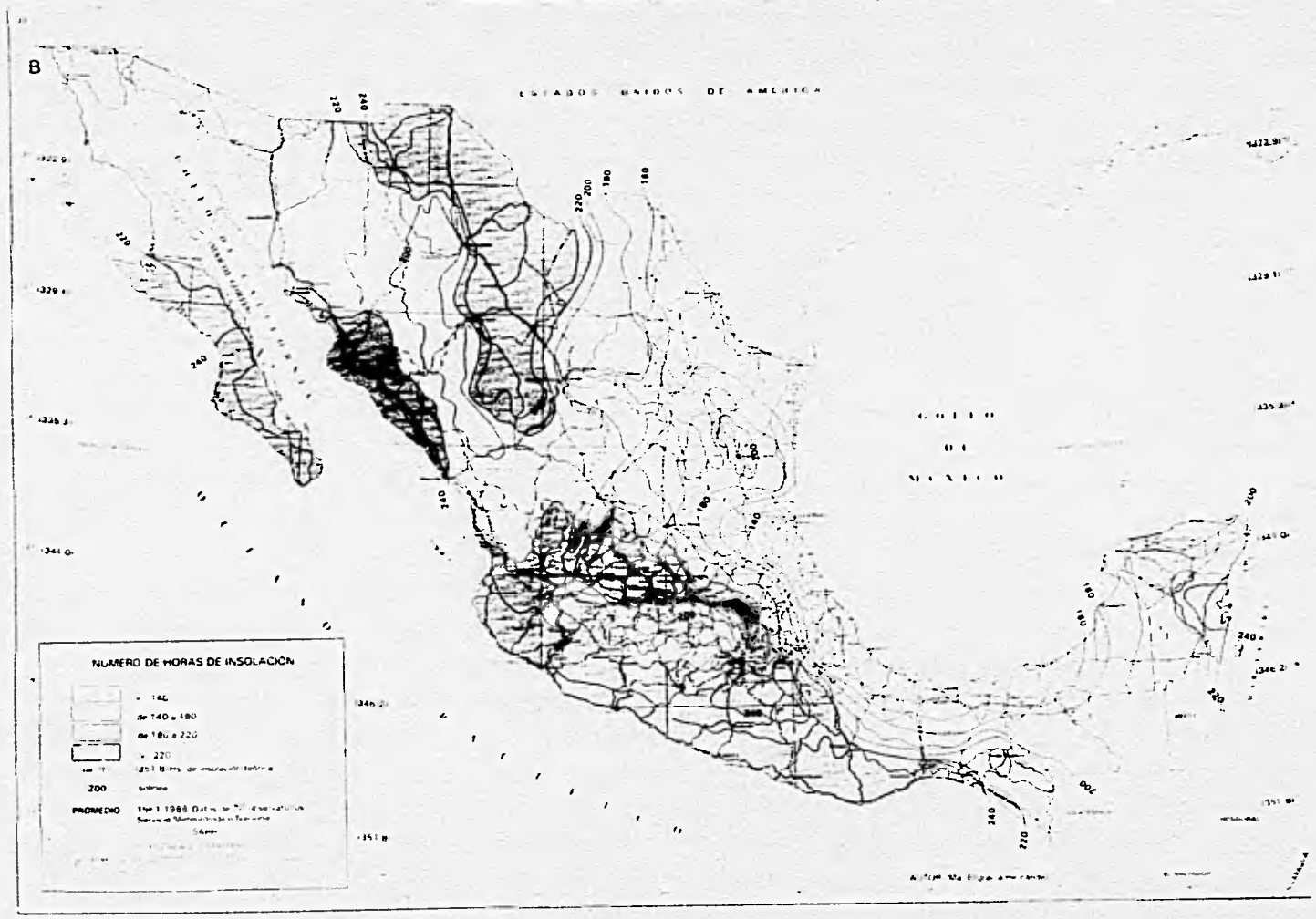
México está ubicado en una zona geográfica que resulta muy atractiva para el aprovechamiento de la energía solar. En los últimos años la mayor parte de los servicios metereológicos nacionales han experimentado un incremento importante en la demanda de datos de radiación solar, esta demanda viene de diversos sectores como la industria de la energía solar, las secretarias de estado involucradas con el medio ambiente, la agricultura e hidrología, desde luego las instituciones de investigación y desarrollo tecnológico.

En las cartas siguientes se muestra la radiación solar, en donde se puede observar la cantidad de energía recibida por isolineas, en otra carta se observa el número de horas de radiación solar mensual y anual, para México a partir de datos radiómetricos satelitarios, realizados por los autores del instituto de Geofísica de la U.N.A.M.. Los métodos que emplean datos generados por radiómetros embarcados en los satélites metereológicos (GOES, SMS, etc.) para la evaluación del recurso solar han sido aprobados y dado el visto bueno con datos radiométricos de superficie de alta calidad mostrando errores estandares que varían entre el tres y cinco por ciento.

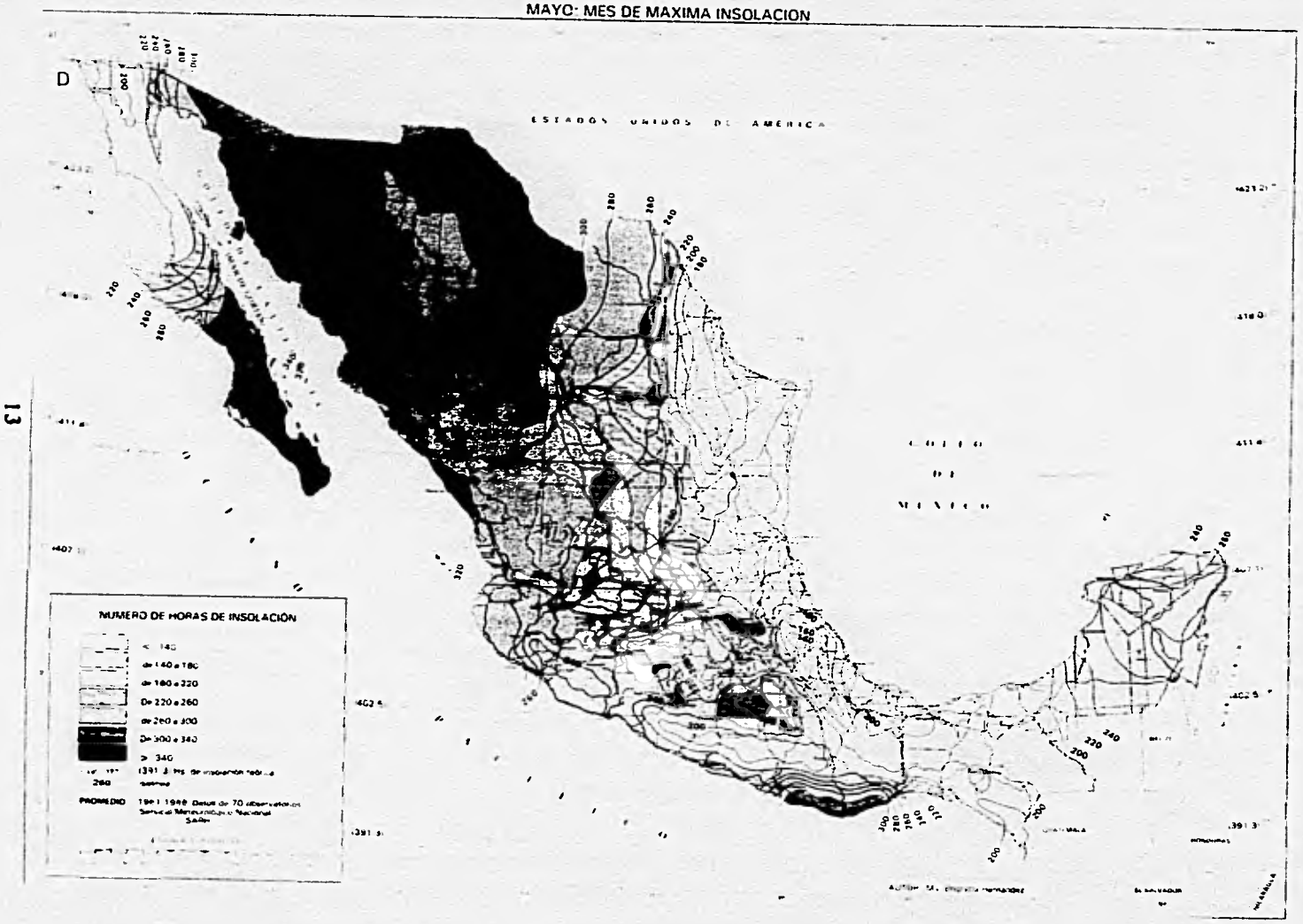
INSOLACION ANUAL

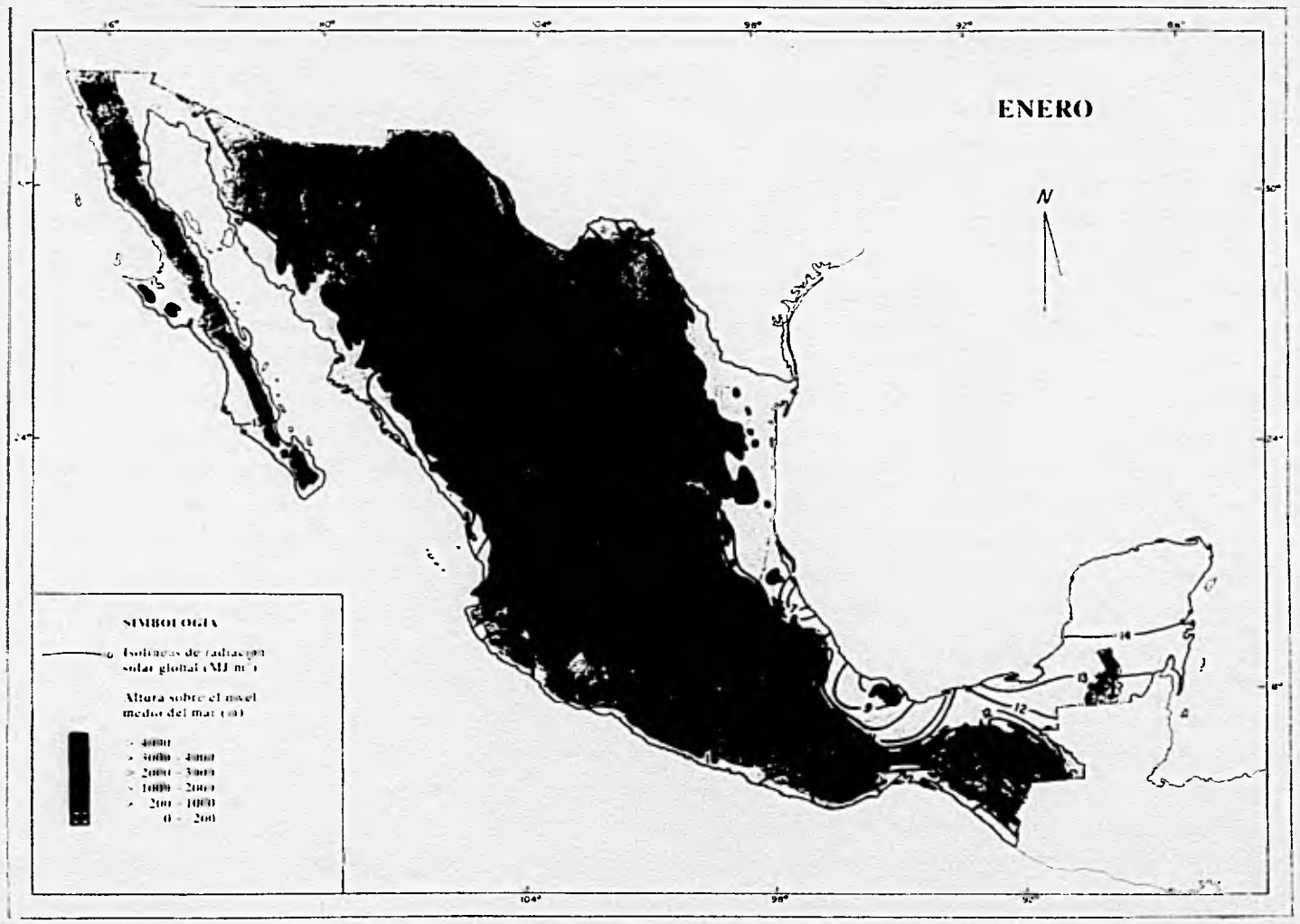


ENERO: MES DE MÍNIMA INSOLACIÓN

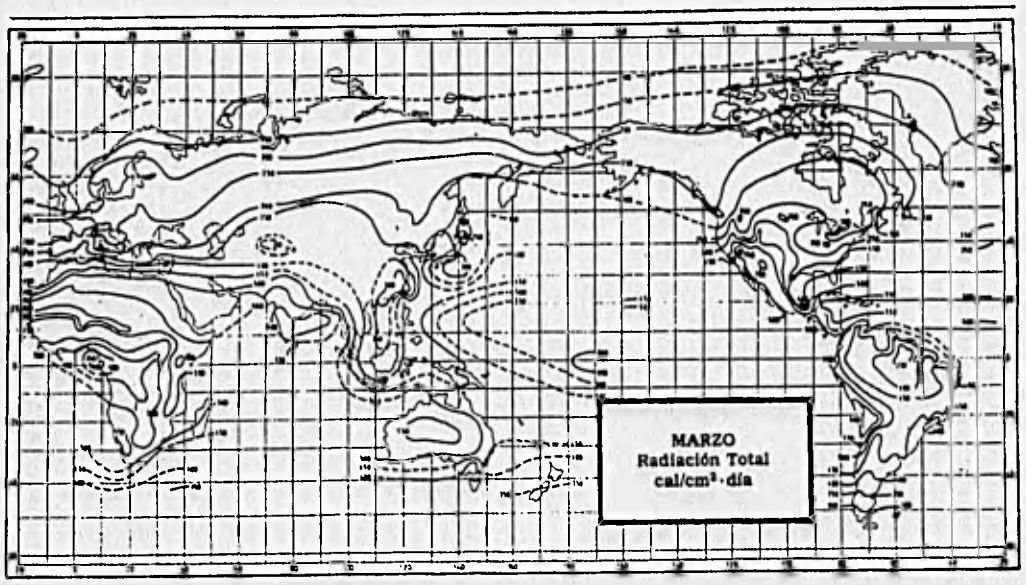


MAYO: MES DE MAXIMA INSOLACION

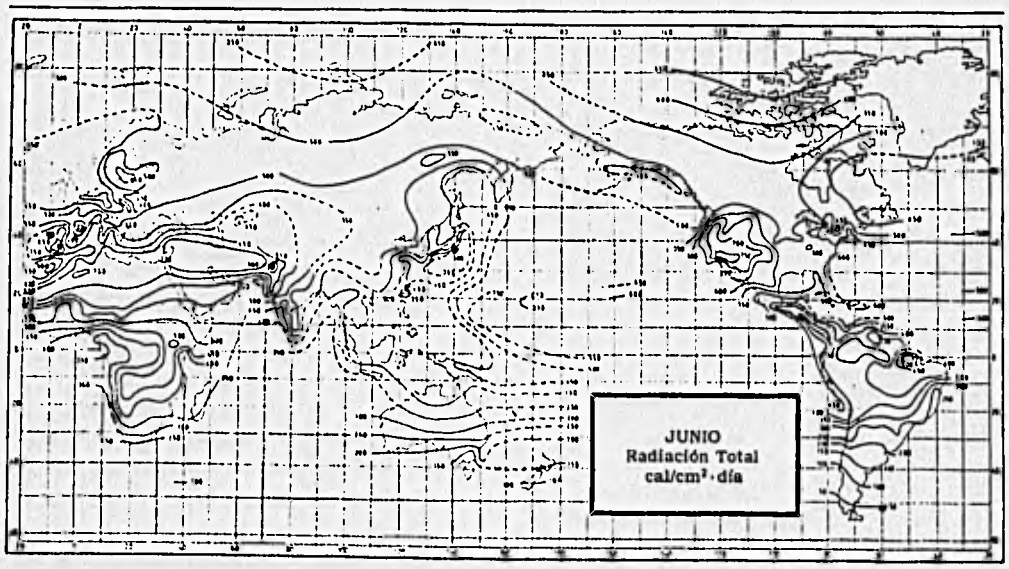



ENERO
N
SIMBOLOGIA
Isolíneas de radiación solar global (MJ/m²)
Altura sobre el nivel medio del mar (m)
> 4000
> 3000 - 4000
> 2000 - 3000
> 1000 - 2000
> 200 - 1000
0 - 200
14
13
12
104°
98°
92°

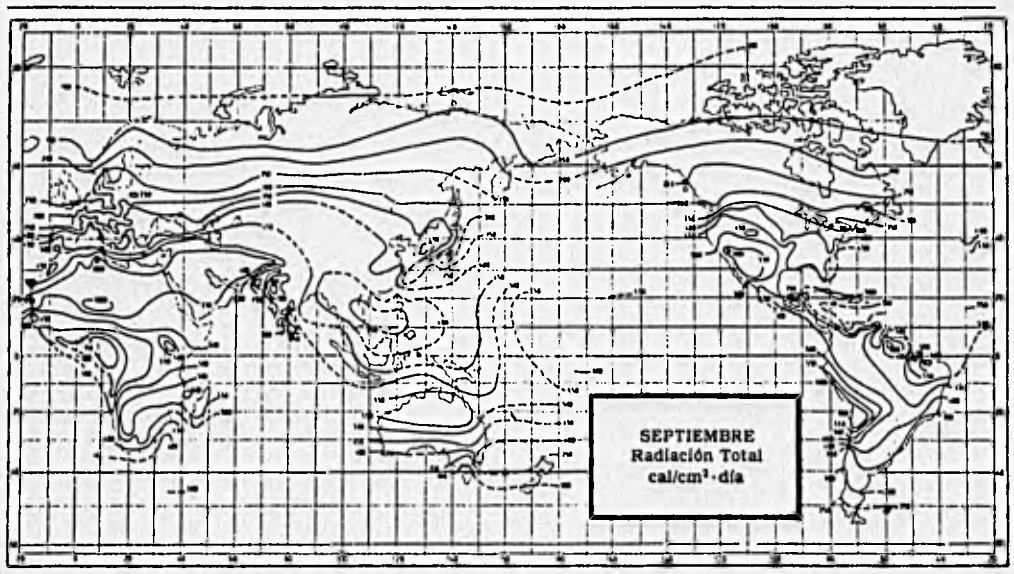
MAYO
N
SIMBOLOGIA
20
19
18
19
20



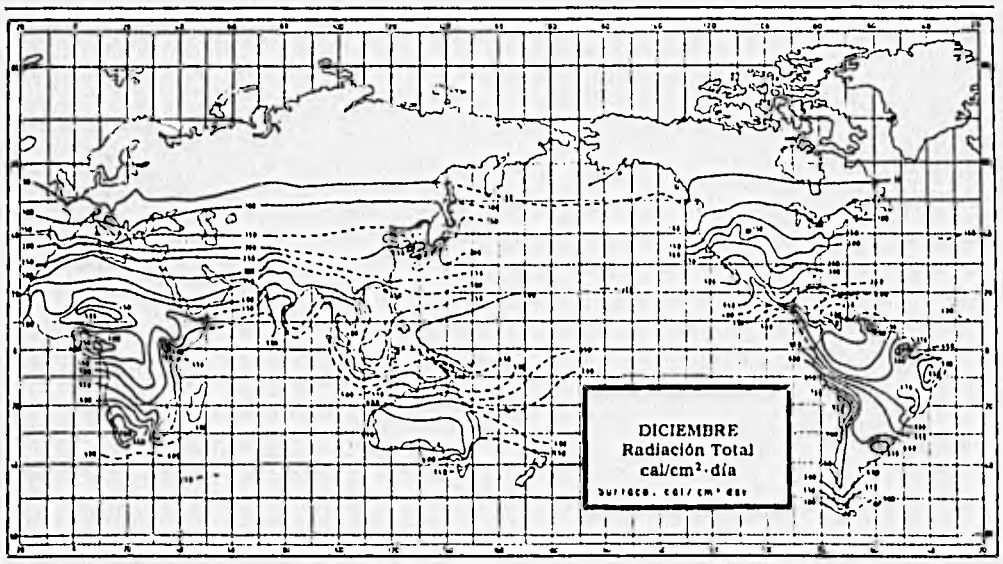
Radiación solar en marzo.



Radiación solar en junio.



Radiación solar en septiembre.



Radiación solar en diciembre.

MOVIMIENTO DE LA TIERRA Y DEL SOL CON RESPECTO A ESTA.

En este tema, se analizará el movimiento de la Tierra y el aparente del Sol con respecto a esta, que se deriva.

Ya desde la antigüedad, varias culturas han aprovechado los efectos de una buena orientación de sus edificaciones con respecto al Sol. Tal es el caso de la pirámide del Kukulkán en Chichen-Itzá, Yucatán, en la cual la cultura Maya, logró que en el transcurso de los días de equinoccio, se proyectara sobre las paredes laterales de las escaleras centrales, sombras de los bordes en cada nivel, formando una serie de triángulos isósceles que rematan en su parte inferior en la cabeza de una serpiente emplumada, dando así la impresión de una serpiente en movimiento, la cual resurge dos veces al año, para iniciar el fuego nuevo del calendario solar Maya.

El Sol, para un observador situado en la Tierra, sigue una trayectoria circular a través del firmamento, alcanzando su punto más alto al mediodía. Esta trayectoria circular aparente se mueve hacia puntos mas altos en el firmamento a medida que el invierno transcurre y llega el verano, como podemos ver en la figura 1.1 también podemos observar que el amanecer acontece mas temprano y el atardecer, mas tarde durante el verano.

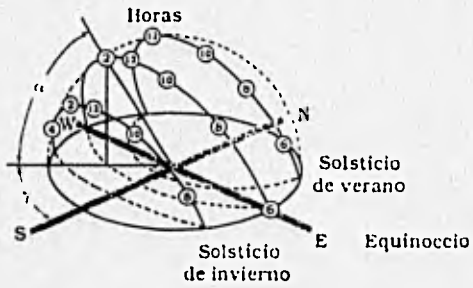


figura 1.1

Dado que los movimientos de la Tierra y el Sol son relativos entre si, en el análisis que sigue se supondrá que la Tierra esta fija en el espacio, que el Sol describe un movimiento virtual alrededor de esta y que el origen del sistema de coordenadas, se localiza en el lugar de interés situado en la Tierra. Desde este punto de vista Ptolomeico, el Sol esta restringido a moverse con dos grados de libertad en la esfera celeste. En consecuencia, su posición en el firmamento queda descrita mediante dos variables angulares: la altura solar α y el acimut solar γ, como podemos observar en la figura 1.2, la primera de estas variables define el ángulo de la visual del Sol que forma con el horizonte, en tanto que la segunda define la desviación que tienen los rayos del Sol con respecto al sur verdadero.

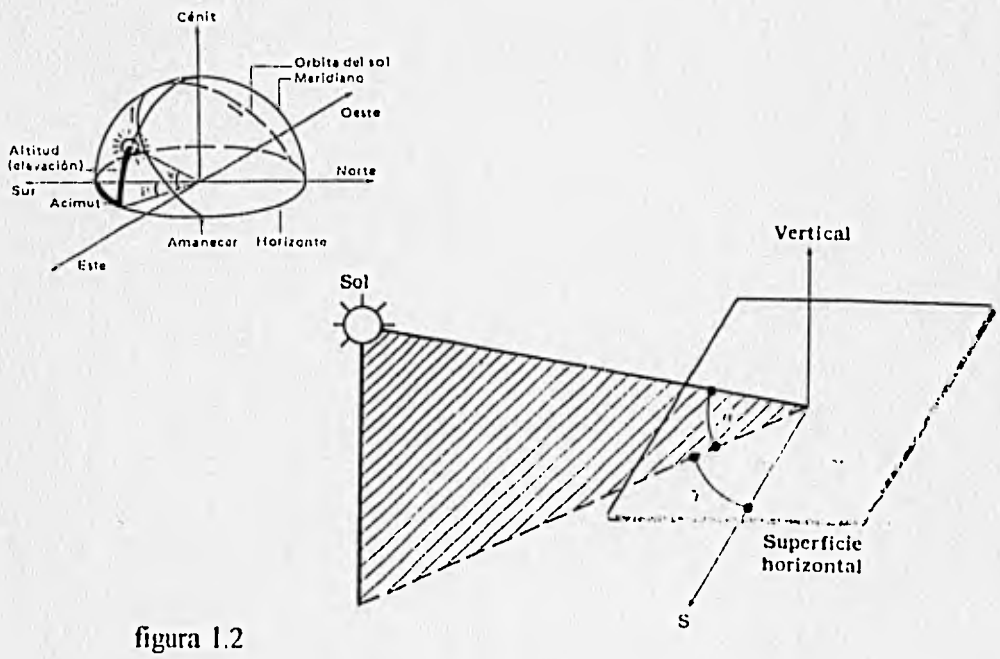


figura 1.2

En este caso se considera que el acimut se mide con respecto al sur y no con relación al norte, como es usual. El cálculo preciso de estas variables depende

fundamentalmente de tres parámetros : la latitud del lugar ϕ, la declinación δ y el ángulo horario ω.

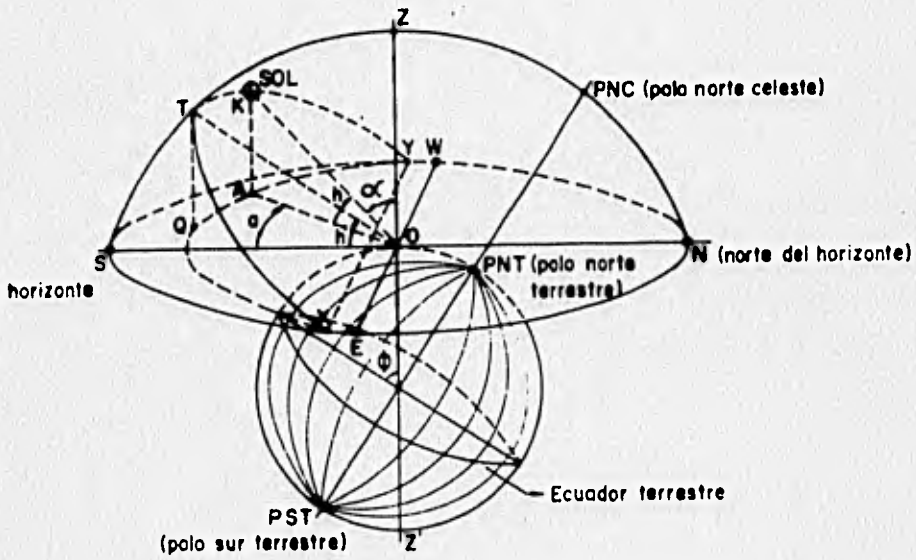


figura 1.3

La latitud queda definida mediante el ángulo que determina el lugar de interés sobre la Tierra con respecto al plano del Ecuador. Este ángulo es positivo cuando se mide hacia el norte del Ecuador, y negativo cuando lo es hacia el sur.

La declinación define la posición angular del Sol al mediodía solar, es decir, en el momento en que el Sol está más alto en el firmamento con respecto al plano del

Ecuador. En otras palabras, la declinación es un índice del alejamiento que experimenta el Sol hacia el norte o hacia el sur del Ecuador. Este parámetro, que depende del día del año, puede calcularse con la expresión:

$$\delta = 23.45 \text{ sen } (360 * ((284 + n)/365)).$$

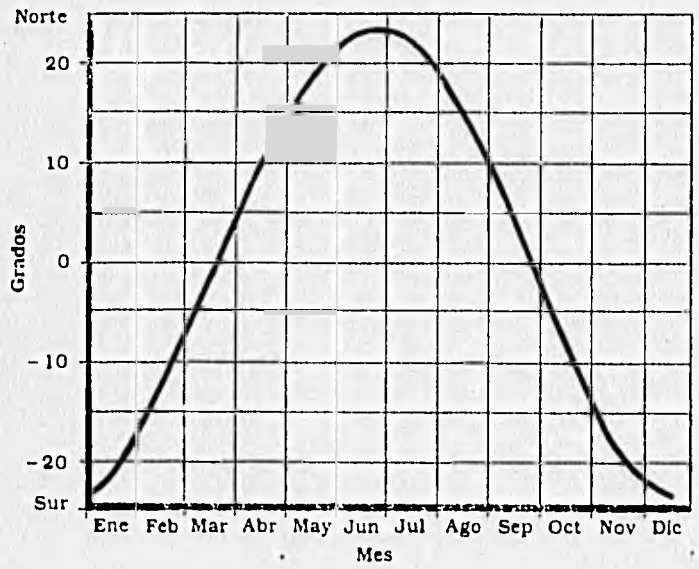


figura 1.4

Donde n es el día del año. La figura 1.4 muestra el cambio de la declinación a través de los distintos meses del año y en donde se puede observar claramente los solisticios en la cresta y en el valle de la curva. La figura 1.5 indica los valores correspondientes a la declinación a través de los meses y días de un año, que es de donde surge el valor de δ.

Ángulos de declinación (δ) diaria del Sol.

Día	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
01	-23°05'	-17°24'	-07°37'	04°30'	15°03'	22°02'	23°07'	18°02'	08°19'	-03°09'	-14°34'	-21°47'
02	-23°00'	-17°07'	-07°14'	04°54'	15°21'	22°10'	23°03'	17°41'	07°57'	-03°32'	-14°43'	-21°50'
03	-22°55'	-16°50'	-06°51'	05°17'	15°39'	22°18'	23°08'	17°32'	07°35'	-03°55'	-15°02'	-22°05'
04	-22°49'	-16°33'	-06°28'	05°40'	15°56'	22°25'	22°53'	17°16'	07°13'	-04°19'	-15°21'	-22°14'
05	-22°43'	-16°15'	-06°05'	06°02'	16°14'	22°32'	22°48'	17°00'	06°51'	-04°42'	-15°39'	-22°21'
06	-22°37'	-15°57'	-05°42'	06°25'	16°31'	22°39'	22°42'	16°44'	06°29'	-05°05'	-15°57'	-22°29'
07	-22°30'	-15°38'	-05°19'	06°48'	16°47'	22°45'	22°36'	16°27'	06°06'	-05°28'	-16°15'	-22°36'
08	-22°23'	-15°20'	-04°55'	07°10'	17°04'	22°50'	22°29'	16°10'	05°44'	-05°51'	-16°33'	-22°42'
09	-22°15'	-15°01'	-04°32'	07°33'	17°20'	22°55'	22°22'	15°53'	05°21'	-06°14'	-16°50'	-22°49'
10	-22°07'	-14°42'	-04°08'	07°55'	17°36'	23°00'	22°15'	15°36'	04°58'	-06°36'	-17°07'	-22°54'
11	-21°58'	-14°22'	-03°45'	08°17'	17°51'	23°05'	22°07'	15°18'	04°36'	-06°59'	-17°24'	-23°59'
12	-21°49'	-14°03'	-03°21'	08°39'	18°07'	23°09'	21°59'	15°00'	04°13'	-07°22'	-17°41'	-23°04'
13	-21°39'	-13°43'	-02°58'	09°01'	18°22'	23°12'	21°51'	14°42'	03°50'	-07°44'	-17°58'	-23°09'
14	-21°29'	-13°23'	-02°34'	09°22'	18°36'	23°16'	21°42'	14°24'	03°27'	-08°07'	-18°12'	-23°12'
15	-21°19'	-13°03'	-02°10'	09°44'	18°51'	23°18'	21°32'	14°05'	03°04'	-08°29'	-18°26'	-23°16'
16	-21°08'	-12°42'	-01°47'	10°05'	19°05'	23°21'	21°23'	13°46'	02°41'	-08°51'	-18°43'	-23°19'
17	-20°53'	-12°23'	-01°23'	10°27'	19°18'	23°23'	21°13'	13°27'	02°18'	-09°13'	-18°56'	-23°21'
18	-20°45'	-12°01'	-00°59'	10°48'	19°32'	23°24'	21°03'	13°08'	01°54'	-09°35'	-19°12'	-23°23'
19	-20°33'	-11°40'	-00°35'	11°08'	19°45'	23°25'	20°52'	12°48'	01°31'	-09°57'	-19°26'	-23°25'
20	-20°21'	-11°19'	-00°12'	11°29'	19°58'	23°26'	20°41'	12°29'	01°08'	-10°18'	-19°40'	-23°26'
21	-20°08'	-10°57'	00°12'	11°50'	20°10'	23°26'	20°29'	12°09'	00°45'	-10°40'	-19°54'	-23°26'
22	-19°55'	-10°35'	00°36'	12°10'	20°22'	23°26'	20°18'	11°49'	00°21'	-11°01'	-20°07'	-23°26'
23	-19°42'	-10°13'	00°59'	12°30'	20°34'	23°26'	20°06'	11°29'	-00°02'	-11°22'	-20°19'	-23°26'
24	-19°28'	-09°52'	01°23'	12°50'	20°45'	23°25'	19°53'	11°08'	-00°26'	-11°41'	-20°32'	-23°23'
25	-19°13'	-09°29'	01°47'	13°10'	20°56'	23°24'	19°41'	10°48'	-00°49'	-12°04'	-20°44'	-23°24'
26	-18°59'	-09°07'	02°10'	13°29'	21°07'	23°22'	19°27'	10°27'	-01°12'	-12°25'	-20°55'	-23°22'
27	-18°44'	-08°45'	02°34'	13°48'	21°17'	23°20'	19°14'	10°06'	-01°36'	-12°45'	-21°07'	-23°20'
28	-18°29'	-08°22'	02°57'	14°07'	21°27'	23°17'	19°00'	09°45'	-01°59'	-13°05'	-21°17'	-23°17'
29	-18°13'	-08°00'	03°21'	14°26'	21°36'	23°14'	18°40'	09°24'	-02°22'	-13°25'	-21°26'	-23°14'
30	-17°57'	–	03°44'	14°45'	21°45'	23°11'	18°32'	09°02'	-02°46'	-13°45'	-21°36'	-23°10'
31	17°41'	–	04°07'	–	21°54'	–	18°17'	08°41'	–	-14°05'	–	-23°06'

figura 1.5

Por otra parte, el ángulo horario es igual a cero al mediodía solar y adquiere un valor de 15º de longitud por cada hora, siendo positivo en las mañanas y negativo por las tardes. Así, $\omega = +30^{o}$ a las 10:00 horas y $\omega = -15^{o}$ a las 13:00.

Una vez determinados la latitud, la declinación y el ángulo horario, la altura y el acimut solares pueden calcularse fácilmente por medio de las siguientes relaciones trigonométricas:

$$\operatorname{sen} \alpha = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \operatorname{sen} \phi \operatorname{sen} \delta \quad \text{...ecuación 1.1}$$

$$\operatorname{sen} \gamma = \cos \delta \operatorname{sen} \omega / \cos \alpha \quad \text{...ecuación 1.2}$$

Demostración de las relaciones anteriores.-

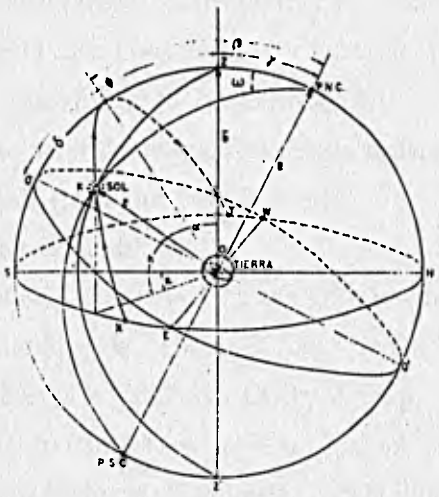


figura 1.6

De la figura 1.6, de la trayectoria del sol proyectada en la esfera celeste se toman las siguientes relaciones.- El arco XY del gran círculo que pasa por el Sol representa la declinación solar. El ángulo esférico ZPS, formado entre los planos OPS y OPZ, es el ángulo horario (ω) del sol. Trasladando los vectores a, b, c, de la figura 6 tenemos.-

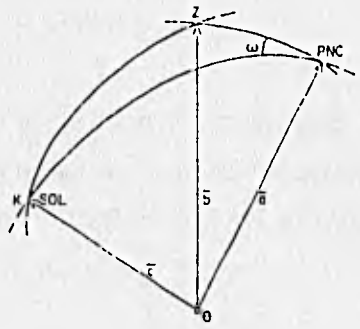


figura 1.7

Puede verse que la relación que guardan entre sí estos vectores de posición en el triángulo esférico, puede obtenerse a partir del triple producto vectorial, el cual se expresa para cuatro vectores a, b , c y d cualesquiera como.-

$$(axb)\cdot(cxd)= (b\cdot d)(a\cdot c)-(b\cdot c)(a\cdot d)$$

En el caso particular de la esfera celeste se tiene que.-

$$(axb)\cdot(axc)=(b\cdot c)(a\cdot a)-(b\cdot a)(a\cdot c).$$

Tomando magnitudes.-

$$(/a//b/ \text{ SEN } \gamma)(/a//b/ \text{ SEN } \beta)\text{COS } \omega = (/b//c/ \text{ COS } \alpha)a^2-(/b//a/ \text{ COS } \gamma)(/a//b/\text{COS } \beta)$$

y haciendo la esfera de radio unitario se obtiene.-

$$\text{SEN } \gamma \text{ SEN b COS } \omega = \text{COS } \alpha - \text{COS } \gamma \text{ COS } \beta$$

Como $\alpha + h = \beta + \delta = \gamma + \phi = \pi / 2$

Se obtiene finalmente la expresión para la altura solar .-

$$\alpha = \text{ANG SEN (SEN } \phi \text{ SEN } \delta + \text{COS } \phi \text{ COS } \delta \text{ COS } \omega) \quad \text{...ecuación 1.3}$$

Observando la misma figura anterior y procediendo de manera semejante, se obtiene que el acimut queda expresado.-

$$\gamma = \text{ANG SEN } \left(\frac{\text{COS } \delta \text{ SEN } \omega}{\text{COS } \alpha}\right) \quad \text{...ecuación 1.4}$$

Haciendo uso de las expresiones anteriores puede calcularse también la longitud del día, es decir el número de horas de asoleamiento diario. Haciendo α=0, en la ecuación 1.3 tenemos que : $\text{COS } \omega_s = -\text{TAN } \phi \text{ TAN } \delta$

O bien.- $T_d = 2\, \omega_s /15$ [Horas]

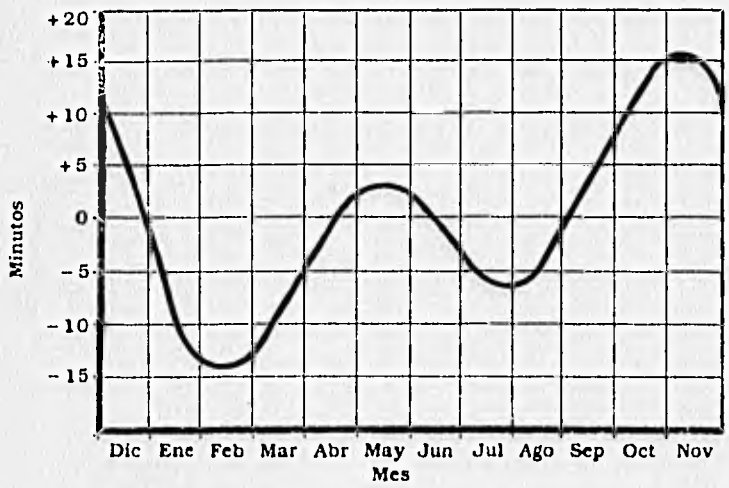
Por lo tanto.-

$$T_d = 2/15 \text{ ANG COS (-TAN } \phi \text{ TAN } \delta \text{) [HORAS]} \quad \text{...ecuación 1.5}$$

El tiempo solar difiere del tiempo oficial que indica un reloj exacto ambos están relacionados entre si por la expresión.-

TIEMPO SOLAR=TIEMPO OFICIAL+E+4(L_{ref}-L_{loc}) ...ecuación 1.6

Donde **E** es la ecuación del tiempo mostrada en la siguiente figura en minutos, $L_{ref.}$ es la longitud del meridiano de referencia horaria oficial para la zona en cuestión y $L_{loc.}$ es la longitud del meridiano del lugar en grados oeste.

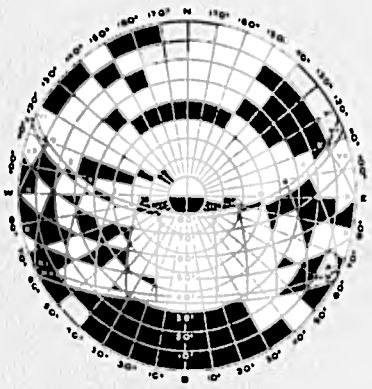


Ecuación del tiempo.

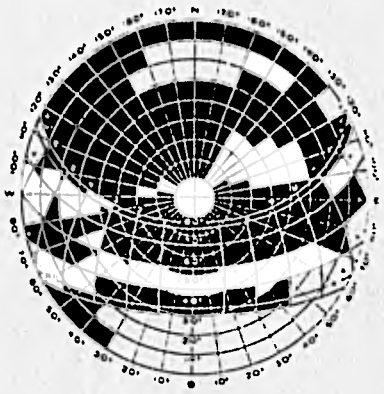
figura 1.8

Las expresiones anteriores pueden representarse en forma gráfica para aplicaciones en donde la precisión debe ser muy rigurosa. En las figuras siguientes se muestra un ejemplo de varias latitudes de este tipo de gráficas en donde el horizonte aparece en las figuras como un círculo con el observador en el centro. Los círculos concéntricos igualmente espaciados representan la altitud solar (α) a intervalos de 10 grados, mientras que las líneas radiales representan el acimut (γ) en los mismos intervalos. Las curvas elípticas horizontales representan la trayectoria del Sol el día 21

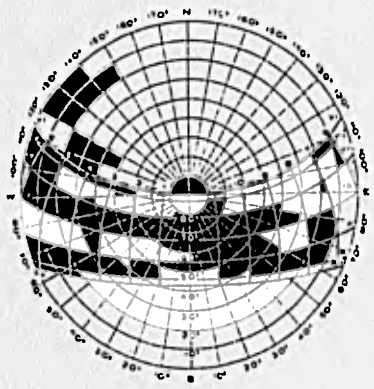
de cada mes estando representado este con un número romano. Las curvas verticales por otra parte indican las horas del día (tiempo solar) con números arábigos.



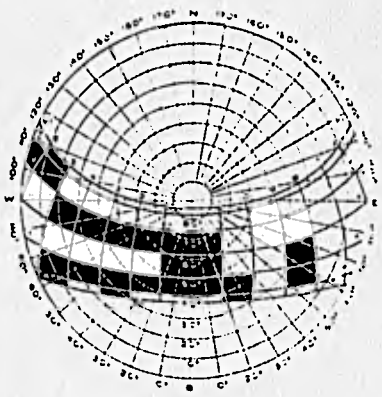
Latitud 32°N



Latitud 36°N



Latitud 24°N



Latitud 28°N

figura 1.9

RADIACIÓN DIRECTA SOBRE UNA SUPERFICIE INCLINADA.

Consideremos ahora una superficie inclinada, un ángulo s con respecto a un plano horizontal y que forma un ángulo acimut γ_s con respecto al sur. En estas circunstancias, como se observa en el esquema de la figura 1.10, el ángulo de incidencia θ de la radiación directa queda definido como el ángulo entre la normal a la superficie y el haz de radiación.

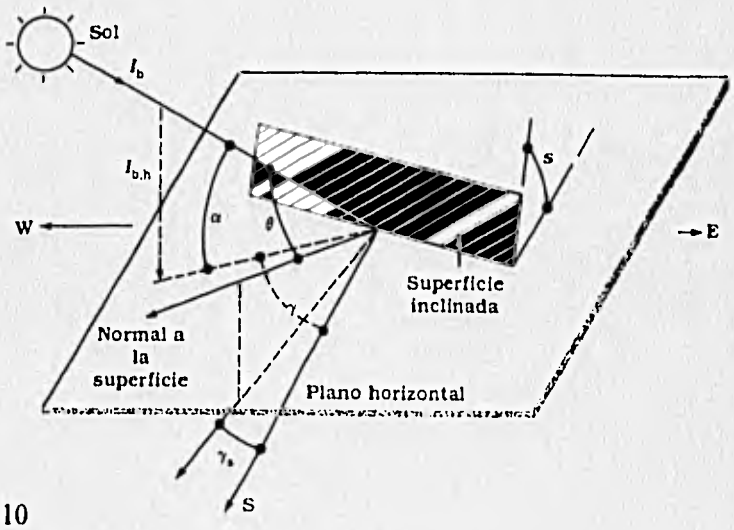


figura 1.10

La relación entre θ y los otros ángulos esta dada por la expresión,

$$\cos\theta = \text{sen}\,\delta\,\text{sen}\,\phi\cos s - \text{sen}\,\delta\cos\phi\,\text{sen}\,s\cos\gamma_s$$
$$+\cos\delta\cos\phi\cos s\cos\omega$$
$$+\cos\delta\,\text{sen}\,\phi\,\text{sen}\,s\cos\gamma_s\cos\omega$$
$$+\cos\delta\,\text{sen}\,s\,\text{sen}\,\gamma s\,\text{sen}\,\omega \qquad \text{... ecuación 1.7}$$

Varios casos particulares de esta ecuación son de interés:

(a) Superficie horizontal. En este caso $s = 0^o$ y $\theta = \theta_z$. Según la ecuación.

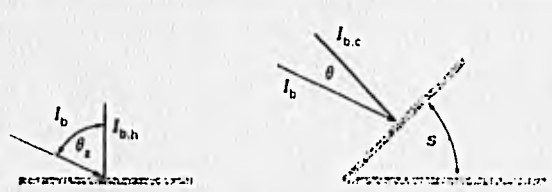
$$\cos \theta_z = \text{sen}\, \delta\, \text{sen}\, \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega \quad \text{... ecuación 1.8}$$

(b) Superficie inclinada hacia el sur, por ejemplo, un colector plano. Haciendo referencia a la superficie horizontal se observa que el ángulo de incidencia θ es idéntico al ángulo acimutal, para una superficie horizontal localizada en un lugar en que la latitud es igual a $(\phi - s)$. en consecuencia, de la ecuación 1.8

$$\cos \theta = \text{sen}\, \delta\, \text{sen}\, (\phi - s) + \cos \delta \cos (\phi - s) \cos \omega \quad \text{... ecuación 1.9}$$

(c) Superficie vertical orientada hacia el sur. En este caso $s = 90^o$ y $\gamma_s = 0^o$.según la ecuación 1.7.

$$\cos \theta = - \text{sen}\, \delta \cos \phi + \cos \delta\, \text{sen}\, \phi \cos \omega \quad \text{... ecuación 1.10}$$



Radiación directa sobre un plano horizontal y sobre uno inclinado.

figura 1.11

A menudo es necesario conocer la radiación directa sobre una superficie inclinada cuando solamente se conoce la componente sobre un plano horizontal. Haciendo referencia a la figura 1.11 puede definirse el cociente de la radiación directa sobre un plano inclinado $I_{b,c}$ a la radiación directa sobre un plano horizontal $I_{b,h}$. Es decir,

$$R_b = I_{b,c}/I_{b,h} = I_b \cos \theta / I_b \cos \theta_z = \cos \beta / \cos \theta_z$$

Varios casos particulares de esta ecuación son de interés:

(a) Superficie horizontal. En este caso $s = 0^o$ y $\theta = \theta_z$. Según la ecuación.

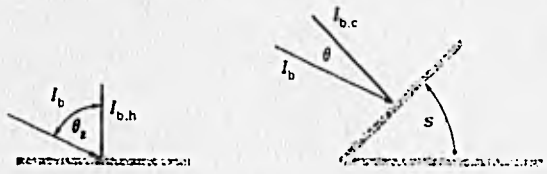
$$\cos \theta_z = \text{sen}\, \delta\, \text{sen}\, \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega \quad \text{... ecuación 1.8}$$

(b) Superficie inclinada hacia el sur, por ejemplo, un colector plano. Haciendo referencia a la superficie horizontal se observa que el ángulo de incidencia θ es idéntico al ángulo acimutal, para una superficie horizontal localizada en un lugar en que la latitud es igual a $(\phi - s)$. en consecuencia, de la ecuación 1.8

$$\cos \theta = \text{sen}\, \delta\, \text{sen}\, (\phi - s) + \cos \delta \cos (\phi - s) \cos \omega \quad \text{... ecuación 1.9}$$

(c) Superficie vertical orientada hacia el sur. En este caso $s = 90^o$ y $\gamma_s = 0^o$.según la ecuación 1.7.

$$\cos \theta = - \text{sen}\, \delta \cos \phi + \cos \delta\, \text{sen}\, \phi \cos \omega \quad \text{... ecuación 1.10}$$



Radiación directa sobre un plano horizontal y sobre uno inclinado.

figura 1.11

A menudo es necesario conocer la radiación directa sobre una superficie inclinada cuando solamente se conoce la componente sobre un plano horizontal. Haciendo referencia a la figura 1.11 puede definirse el cociente de la radiación directa sobre un plano inclinado $I_{b,c}$ a la radiación directa sobre un plano horizontal $I_{b,h}$. Es decir,

$$R_b = I_{b,c}/I_{b,h} = I_b \cos \theta / I_b \cos \theta_z = \cos \beta / \cos \theta_z$$

Si la superficie se encuentra inclinada hacia el sur puede emplearse la ecuación.

$$Rb = \frac{\text{sen}\,\delta\,\text{sen}(\phi - s) + \cos\delta\cos(\phi - s)\cos\omega}{\text{sen}\,\delta\,\text{sen}\,\phi + \cos\delta\cos\phi\cos\omega} \quad \text{...ecuación 1.11}$$

GENERACIÓN DE ENERGÍA FOTO VOLTAICA.

La conversión de la luz solar en energía eléctrica se da por medio de células solares, por un proceso llamado "efecto foto voltaico", este se descubrió en 1839 cuando un investigador llamado Becquerel puso de manifiesto la existencia de un foto voltaje si se iluminaba un electrodo de una solución electrolítica. En cuerpos sólidos se descubrió por primera vez en el selenio, que es un semiconductor, esto en el año de 1876. En 1954, P. Rappaport descubrió la aplicación de la unión P-N, a la conversión de energía radiactiva en energía eléctrica, esta fue la primera célula solar práctica.

Varios investigadores han seguido, en años sucesivos, analizando las posibilidades y aplicaciones de las células solares con diferentes tipos de materiales, para su mejor funcionamiento.

Fundamentalmente, para que el efecto foto voltaico aparezca en un sólido, debe existir una heterogeneidad en el gradiente de impurezas, para ser capaz de afectar al sistema de portadores libres, electrones y huecos, mediante la aparición de campos eléctricos internos.

La célula solar que más se utiliza es la de unión P-N cuyo funcionamiento en la obscuridad difiere muy poco de un diodo unión y por consiguiente las características eléctricas corriente-tensión obedecen a las curvas típicas de dicho dispositivo.

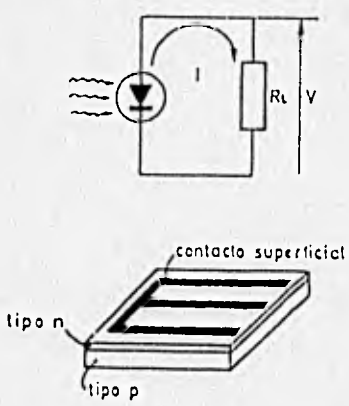


figura 1.12

En condiciones de iluminación se crean pares electrón-hueco en exceso sobre las concentraciones de equilibrio en el volumen semiconductor que son separados por el campo eléctrico de la unión P-N provocando la aparición de una corriente eléctrica en la carga conectada exteriormente. La figura siguiente muestra las características de corriente-tensión de los dos casos existentes, en la obscuridad e iluminación.

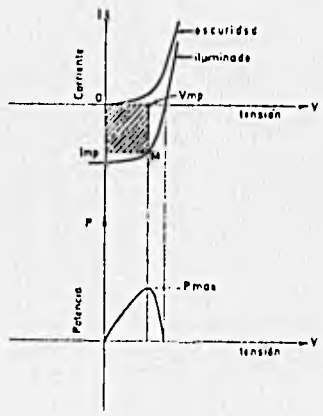


figura 1.13

Analizando las curvas anteriores, se observa que únicamente puede extraerse potencia del dispositivo si el punto de trabajo está colocado en el cuarto cuadrante del eje coordenado, en donde el producto V x I es negativo, lo que significa que la célula se comporta como un generador de energía. La potencia utilizable en la carga R_L será el área del rectángulo 0, I_{mp}, M, V_{mp}. También se observa en la gráfica la representación de la potencia en función de la tensión en las terminales de la célula y se ve la presencia de un máximo. También se debe saber que la resistencia de carga debe ser elegida de forma que el punto de trabajo coincida con el punto de máxima potencia.

Hay que señalar que únicamente se producirán pares electrón-hueco en los fotones solares cuya longitud de onda sea tal que la energía correspondiente sea mayor que la anchura de la banda del semiconductor, el valor máximo viene dado por:

$$\lambda \leq h\,C/E_G \qquad \text{...ecuación 1.12}$$

λ:Longitud de onda.

h:Constante de Plank.

C:Velocidad de la luz.

E_G:Anchura de la banda prohibida del semiconductor.

Los fotones cuyas longitudes de onda sean superiores al máximo establecido por la condición de la ecuación anterior no serán capaces de crear pares electrón-hueco y no serán absorbidos. Por el contrario, los fotones cuya energía supere el valor de E_G crearán pares y la energía en exceso será disipada por el cristal.

Se define en la siguiente expresión el rendimiento de la transformación energética por la siguiente relación:

$$\eta = \frac{\text{máxima potencia eléctrica en la carga}}{\text{potencia solar recibida por unidad de superficie}}$$

Este parámetro depende de diversos factores tales como; el coeficiente de absorción, el coeficiente de reflexión, la temperatura, la anchura de la banda prohibida, entre otros.

Entre las principales causas y no únicas, de que los rendimientos de la conversión tengan valores no mayores al 15% en la práctica, se pueden mencionar los siguientes:

-Reflexión en la cara anterior de la célula solar. Para una célula de silicio desnuda del 30%, por lo que normalmente se les recubre de una capa antirreflejante.

-Diferencia entre el rectángulo sombreado de potencia útil y el área total del cuarto cuadrante.

-Pérdidas en las resistencias parásitas serie y paralelo debido a la fabricación y a la especial geometría del dispositivo.

-Recombinación de portadores en el volumen semiconductor en las zonas N y P, en el interior de la zona de transición, en la superficie y en el contacto óhmico de la cara no iluminada.

-Fotones no absorbidos y energía de los fotones por encima de la anchura de banda prohibida que no se traduce en potencia útil en la carga.

Después de la célula solar, para usos en sistemas prácticos de energía foto voltaica, se utilizan los paneles solares, que es la unión de varias células solares en un panel, para conseguir mayor potencia y/o mayor voltaje. Por ejemplo, para doblar el voltaje, se conectan dos células en serie, para doblar la potencia, manteniendo el voltaje constante, se unen dos células solares en paralelo.

Se debe poner atención a la igualación de las características eléctricas de las células que van a ser ensambladas. Como norma general, todas las células que van a ser conectadas en paralelo deben tener el mismo voltaje de circuito abierto y más importante aun, el mismo punto de máxima potencia por voltaje. Las células para ser conectadas en serie deben tener la misma corriente de corto circuito y la misma corriente para potencia máxima. La temperatura de funcionamiento es otro factor que se debe tener en cuenta al instalar un panel solar. El rechazo al calor se favorece con un flujo de aire natural. Ademas es importante evitar la fijación del panel sobre o cerca de una superficie metálica negra expuesta de lleno a la luz solar.

AEROGENERADORES.

Los molinos de viento, existían desde la antigüedad, en Persia, Iran, Egipto y China, varios siglos antes de Jesucristo. Hammourabi, Rey de Babilonia, 17 siglos antes de J.C. utilizó estas maquinas eólicas para regar las llanuras de Mesopotamia. El egipcio Hero de Alejandría, representa, en un estudio a los molinos de eje vertical de cuatro palas. Estos molinos no solo se utilizaron para accionar agua, también se les utilizo para extraer aceites de semillas, como de las nueces, machacar trigo o moler granos, etc. Precisamente el nombre de molinos de viento viene de este tipo de aplicaciones.

Las máquinas eólicas han sido estudiadas por el hombre, de forma contínua durante los siglos, el rotor es el elemento esencial en estas máquinas y su misión es transformar la energía cinética del viento en energía mecánica. A lo largo de la historia, los rotores eólicos han evolucionado considerablemente, desde los rudimentarios sistemas de madera y tela que se utilizaban, hasta las modernas alas aerodinámicas de acero y plástico. Las maquinas eólicas pueden clasificarse de la siguiente manera.-

-En función de la potencia:

-Pequeña potencia, hasta 50 kW.

-Mediana potencia, desde 50 a 250 kW.

-Gran potencia, superiores a 250 kW.

-En función a la disposición del eje:

-Eje horizontal.- A este grupo pertenecen, la gran familia de hélices, que son los rotores mas extendidos y los que presentan mejores cualidades aerodinámicas.

-Eje vertical.- Son los más sencillos en el diseño, proporcionan ciertas ventajas de tipo mecánico. Los molinos de viento mas antiguos eran de este tipo.

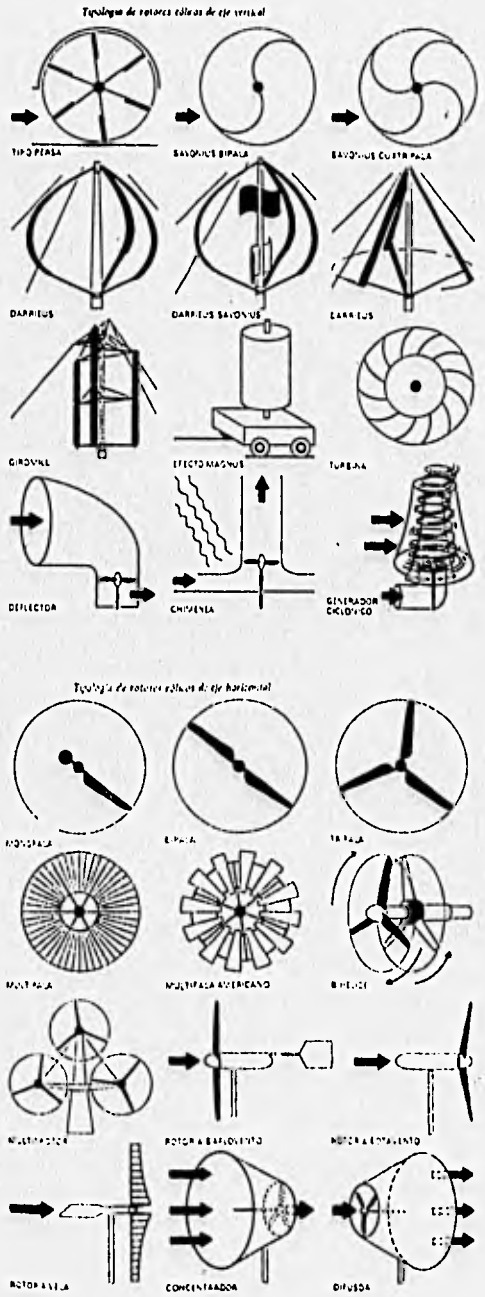

Tipología de rotores eólicos de eje vertical
TIPO PERSA
SAVONIUS BIPALA
SAVONIUS CUATRIPALA
DARRIEUS
DARRIEUS SAVONIUS
DARRIEUS
GIROVELE
EFECTO MAGNUS
TURBINA
DEFLECTOR
CHIMENEA
GENERADOR CICLÓNICO
Tipología de rotores eólicos de eje horizontal
MONOPALA
BIPALA
TRIPALA
MULTIPALA
MULTIPALA AMERICANO
HÉLICE
MULTIPALA
ROTOR A SOTAVENTO
ROTOR A BARLOVENTO
ROTOR PALA
CONCENTRADOR
DIFUSOR

figura 1.14

Las características generales de un rotor se definen por los parámetros siguientes: Solidez, Velocidad típica, y rendimiento aerodinámico.

a)Solidez.

Se define como la relación entre la superficie proyectada por las palas y la superficie descrita por las mismas en su movimiento giratorio.

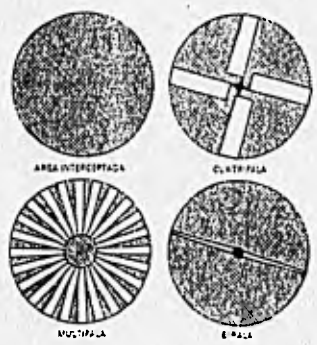


figura 1.15

Este es un parámetro que permite comparar diferentes tipos de rotores desde el punto de vista de la eficiencia del material utilizado y de la sencillez constructiva.

b)Velocidad típica.

La velocidad típica se define como la relación entre la velocidad debida a la rotación en el extremo mas alejado de la pala y la velocidad del viento. Es un parámetro adimensional, que permite clasificar los rotores en lentos y rápidos.

$$X = WR/V \qquad \text{...ecuación 1.13}$$

donde:

W: Es la velocidad de rotación.

R: Longitud de la pala.

V: Velocidad del viento.

Un rotor de gran diámetro puede tener la misma velocidad típica, aunque gire a bajo número de revoluciones por minuto, que otro de menor diámetro y mayor velocidad de rotación.

c)Rendimiento aerodinámico.

El rendimiento aerodinámico, o coeficiente de potencia expresa la parte de la energía, contenida en el viento que se transforma en energía mecánica, en el eje del rotor. Teóricamente se sabe que el rendimiento depende de la velocidad típica, como parámetro fundamental. La velocidad típica hace referencia a la velocidad del aire que incide realmente sobre la pala incluyendo la participación del viento y la de rotación de la propia pala. Las características geométricas, tipo de perfil, ángulo de torsión y el mismo sistema eólico son los demás parámetros de los que depende el rendimiento aerodinámico.

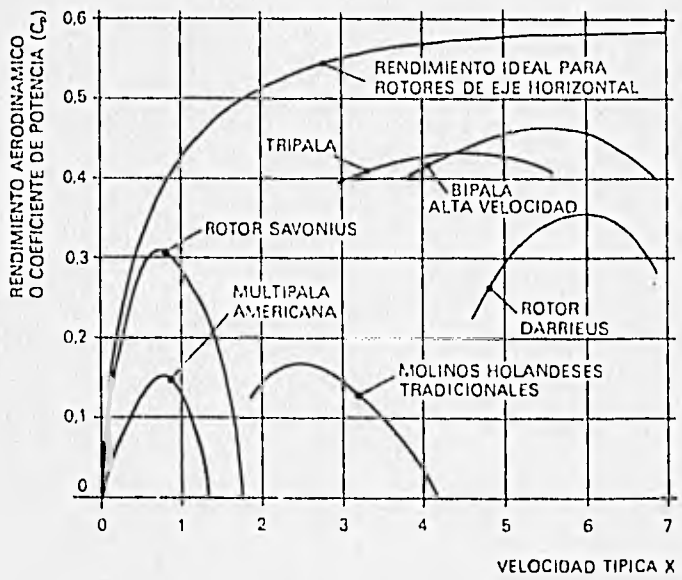


figura 1.16

En la figura anterior se representa el rendimiento aerodinámico en función de la velocidad típica para los sistemas eólicos de usos más comunes.

El sistema eléctrico de una aeroturbina está condicionado por las características de operación del rotor, es decir, si opera a vueltas constantes o vueltas variables y por el sistema de aprovechamiento de la energía obtenida ya sea con conexión directa a la red o con alguna forma de almacenamiento.

Los generadores que transforman la energía mecánica en eléctrica pueden ser dínamos, que proporcionan corriente directa o alternadores, estos pueden ser a su vez, de inducción (asíncronos) o de excitación (síncronos). Cada uno de estos sistemas de generación tiene diferentes características.-

1.-Generadores de corriente directa.

El dínamo es una máquina eléctrica sencilla, la tensión generada depende de la velocidad de giro y el número de polos. Para evitar sobretensiones o sobrecorrientes, los dínamos suelen ir acompañados de reguladores de tensión o corriente.

2.-Generadores de excitación o síncronos.

Son los alternadores clásicos, los generadores de este tipo suministran una corriente con una frecuencia que depende de la velocidad de rotación de la máquina. La ventaja de estos generadores es que funcionan siempre de forma muy regular y pueden trabajar tanto en paralelo con la red, como alimentando sistemas eólicos autónomos.

3.-Generadores de inducción o asíncronos

Estos generadores tienen la ventaja de que utilizan un rotor de jaula de ardilla muy robusto, que no necesita anillos o escobillas. Sin embargo, el hecho de depender de la red para obtener su corriente de excitación limita su aplicación y hay que prever los efectos posibles de las fallas en la alimentación a sobretensiones.

CAPITULO II

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN A UTILIZAR

Contenido:

-CONCEPTOS GENERALES.
-CONTINUIDAD DEL SISTEMA DE ACUERDO AL TIPO DE CONSUMIDOR.
-TOPOLOGÍAS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.
-REGULACIÓN DE VOLTAJE.
-TENSIONES DE DISTRIBUCIÓN.
-CURVAS DE DEMANDA.
-CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DEL ARREGLO A UTILIZAR.

CONCEPTOS GENERALES.

Se puede decir que un sistema eléctrico de potencia, está compuesto por la unidad generadora, sistema de transmisión y los sistemas de distribución, este se muestra en la figura 2.1.

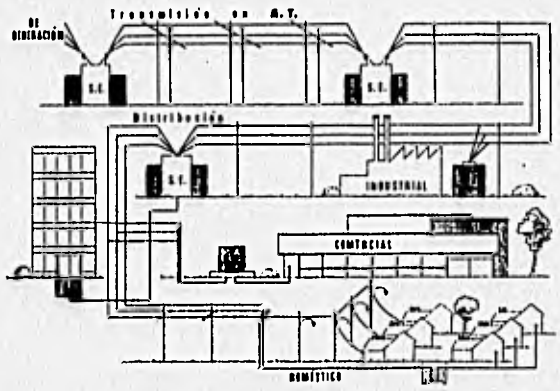


figura 2.1

En el presente estudio nos centraremos básicamente en lo que son los sistemas de distribución. Para una descripción completa desde el punto de vista ingenieril, se puede decir que un **sistema de distribución** se compone por las subestaciones reductoras, líneas de subtransmisión, subestaciones de distribución, alimentadores primarios y ramales en alta tensión, transformadores de distribución, circuitos secundarios en baja tensión y servicios. Estos elementos conforman básicamente al sistema de distribución, pero hay que considerar otros factores que pueden modificar al mismo, los cuales son: el tipo de carga a alimentar, que puede ser residencial, comercial e industrial, o bien, según el tipo de construcción de la que se selecciona la configuración adecuada que esté acorde al cálculo económico, el cual depende también del tipo de carga a ser alimentada, el promedio de crecimiento de la misma, localización geográfica, derechos de vía, tensiones de alimentación, etc.

De acuerdo a lo mostrado por la figura 2.1 y la explicación del párrafo anterior, el sistema no es estrictamente diseñado para que esté compuesto por tales elementos; esto es, dependiendo del diseño del circuito y de la carga a alimentar, este se adecua a lo que se encuentre en el terreno y algunas partes del sistema pueden ser eliminadas. Por ejemplo, a una población pequeña que tiene un consumo moderado, se le puede alimentar con una planta generadora que esté acorde a las necesidades de la carga, con lo cual se eliminaría la subtranmisión, la subestación reductora y para el circuito de alimentadores primarios se puede transmitir a voltaje de generación y los transformadores de distribución reducen la baja tensión a un voltaje de utilización. Por lo tanto no existe una regla fija acerca de los elementos que conforman al sistema.

Así pues, la definición de lo que es un sistema de distribución inicia desde los consumidores, esto es, dependiendo de la carga a alimentar se simplifica o se complica el mismo.

Consideramos por lo tanto que el conjunto de instalaciones que se alimentan a una tensión de 220/127 volts, hasta tensiones de 34.5 kilo volts encargadas de suministrar la energía eléctrica a los diversos usuarios, conforman al sistema de distribución.

Cabe resaltar, a un tipo de instalaciones internas de grandes centros comerciales o industrias de gran tamaño, que son alimentadas a tensiones superiores a los 34.5 KV, como es el caso de cables de subtransmisión de 85 KV que traslapan con tensiones mayores, en especial en lugares con densidad de carga muy grande.

Tipos de carga.

Esta clasificación se basa en los tipos de servicios en los que se emplea la energía eléctrica, por lo cual estos dependen del tipo de consumidor y sus necesidades. Aunque se deben de tomar en cuanta otros factores importantes que modifican al sistema, como son la densidad de carga y la diversidad de consumidores por unidad de área. Así pues la clasificación más usual es la siguiente:

1. Residencial
    a. Urbana-Suburbana
    b. Rural
2. Comercial
    a. Areas céntricas
    b. Centros comerciales
    c. Edificios comerciales
3. Industrial
    a. Plantas pequeñas
    b. Plantas grandes

Hay que considerar que existen zonas donde se encuentran todo tipo de cargas, y debido a esto el sistema no se puede diseñar como un tipo de carga específica, por lo que se toma otro criterio para la planeación del mismo.

CONTINUIDAD DEL SISTEMA DE ACUERDO AL TIPO DE CONSUMIDOR.

Los principios de continuidad del suministro de energía eléctrica están hechos basándose en el tipo, importancia y características específicas de la carga alimentada. De acuerdo a lo anterior, los grados de continuidad son establecidos conforme a estas tres características; sin embargo, la consideración de factores como: cálculo económico, características propias del sistema de distribución, localización de las cargas con características totalmente diferentes en la misma zona, etc., obligan a establecer grados de continuidad acorde a las características de mercado.

Los grados de continuidad se miden en una escala del 1 al 4; siendo el 4 el de menor grado de continuidad, mismos que dependen de la política de diseño, servicios y operación de la empresa suministradora. Esta escala es la que típicamente es adoptada por varias empresas de distribución en América Latina.

Con estos parámetros se hace una división de las cargas por zonas de acuerdo al número de consumidores y los requerimientos de carga industrial.

Zona tipo A

Son zonas que se caracterizan por tener un mínimo de consumidores mayor a 50 mil, ó un consumo de carga industrial superior a los 100 000 MWh/año.

Zona tipo B

Estas zonas se caracterizan por tener un número de consumidores entre 15 mil y 50 mil, ó un consumo de carga industrial entre 25 mil MWh/año y 100 mil MWh/año.

Zona tipo C

Se caracteriza por tener un número de consumidores de entre 5 mil a 15 mil, y un consumo industrial de entre 10 000 a 25 000 MWh/año.

Zona tipo D

Su carga está estimada entre mil y cinco mil consumidores industriales, ó una carga mínima por año de entre 2 500 y 10 000 MWh/año.

Zona tipo E

Se caracteriza por tener un número de consumidores industriales comprendido entre 200 y 1 000.

Zona tipo F

Zonas rurales que se caracterizan por tener menos de 200 consumidores industriales. Baja densidad demográfica (menor a 500 habitantes por kilómetro cuadrado) y área urbana desarrollada inferior a un kilómetro cuadrado.

Los grados de continuidad son fijados para cada zona y sirven como referencia en el proceso de planeación y diseño de redes.

Grado 1. Es el grado que se considera ideal y una vez alcanzado requiere mínimas mejoras o instalación de equipo de red.

Grado 2. Significa que el sistema a pesar de tener un buen desempeño admite mejoras o instalación de equipo, que permita aumentar su flexibilidad en la operación y, por lo tanto, menor número de consumidores afectados y menor tiempo de reparación.

Grado 3. Este se define como el menor número requerido para dar un servicio aceptable; un sistema de distribución con estas características admite mejoras sustanciales y su objeto será llegar a un grado superior.

Grado 4. Se define como la condición de suministro indeseable y significa que el sistema requiere mejoras sustanciales en el diseño, operación y mantenimiento.

TOPOLOGÍAS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

La continuidad en el suministro de energía depende de la elección del sistema que alimentará a los distintos servicios.

Básicamente existen dos tipos de configuraciones fundamentales: radial y en malla. Por simple definición un sistema radial es aquel que tiene solo un camino para el flujo de potencia a la carga, y un sistema en anillo tiene diversos caminos para el flujo de potencia hacia la carga. La figura 2.2, ilustra un sistema radial y uno en malla con su fuente de alimentación, los alimentadores primarios, así como los transformadores reductores y los servicios. Para cada uno de los servicios se tienen variantes y modificaciones.

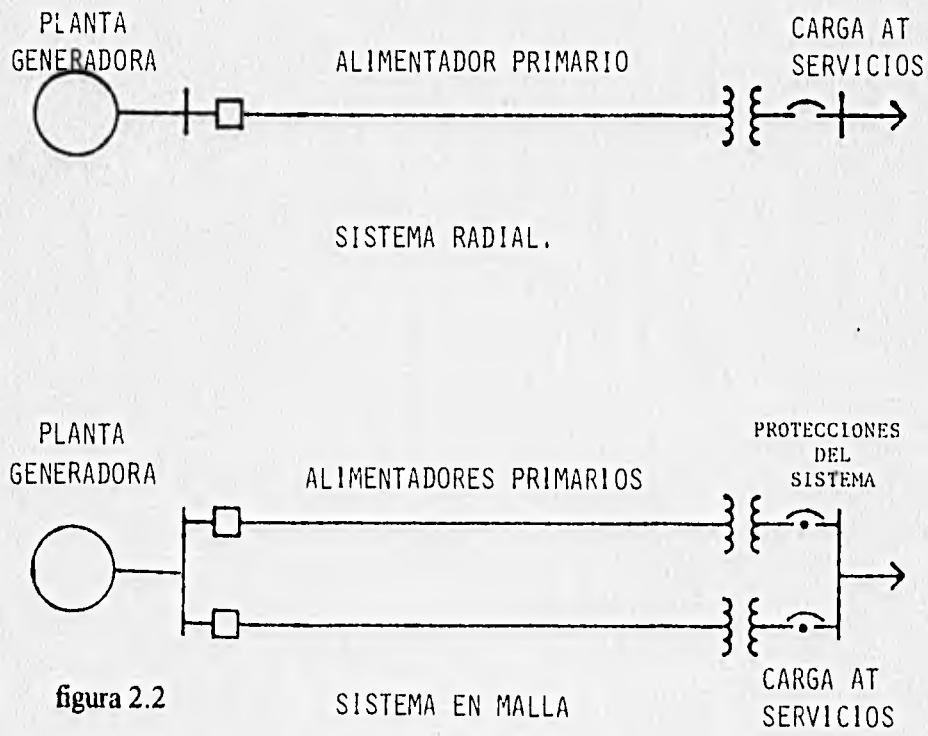


figura 2.2

Mientras que los sistemas de distribución pueden ser identificados en cualquiera de las dos clasificaciones, es necesario hacer una subdivisión de acuerdo a su funcionamiento. Para lo cual se proporciona la siguiente lista de los sistemas de distribución comúnmente empleados por las compañías suministradoras:

A. Subtransmisión Radial

B. Anillo de subtransmisión

C. Malla de subtransmisión

D. Anillo de subtransmisión con interruptor de amarre

E. Circuitos radiales de alimentador primario

F. Circuito primario en anillo: abierto o cerrado

G. Circuito primario radial con interruptor de amarre de emergencia

H. Malla de alimentación primaria

I. Circuito secundario radial

J. Circuito secundario radial con banco de transformadores de reserva

K. Malla del circuito secundario

L. Circuito secundario con alimentadores selectivos

Para describir la operación del sistema de distribución, es necesario describir cada una de sus partes funcionales.

Del diseño del sistema de distribución, depende la calidad del servicio deseado. La calidad del servicio está dividida en: continuidad del servicio, y regulación de voltaje y caída de tensión tolerable.

La regulación de voltaje depende de los sistemas con que se cuente para la regulación del mismo (automáticos y manuales).

La continuidad del servicio depende del tipo de sistema a utilizar. Es obvio que un sistema radial va a presentar menor grado de continuidad, que uno en anillo o en malla.

Subtransmisión y Subestaciones de distribución.

Un sistema de distribución esta considerado como un conjunto de elementos destinados para suministrar la energía eléctrica a los elementos destinados para el suministro de energía eléctrica a los diversos usuarios, pero para comprender su funcionamiento se presenta una breve descripción de cada una de sus partes funcionales.

Los arreglos de los circuitos de subtransmisión y de las subestaciones de distribución tienen un efecto directo en cuanto a la continuidad del sistema. Los circuitos de subtransmisión pueden tomar cuatro formas de arreglos básicos: radial, anillo, malla, o con interruptor de amarre.

Para ilustrar estos arreglos se presenta la figura 2.3, en la cual se muestra un anillo de transmisión, alimentado desde dos puntos. En esta figura 2.3 se hace referencia a las cuatro configuraciones de las que se hace mención.

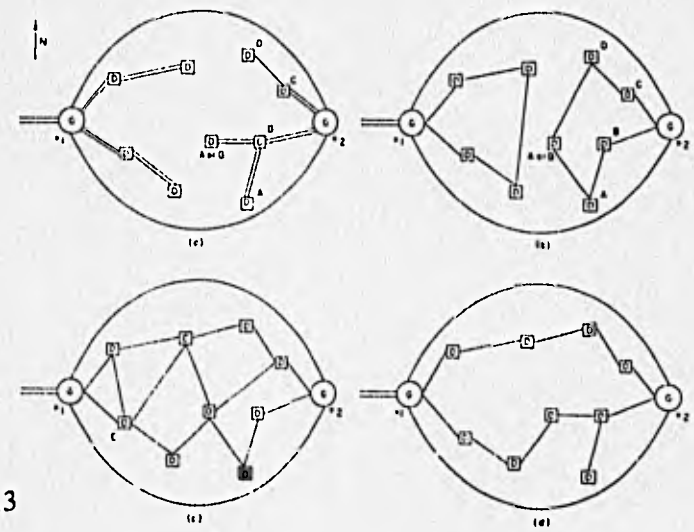


figura 2.3

En la figura 2.4 se muestra un arreglo de las configuraciones más usadas, en lo que se refiere a subestaciones de distribución. En ella se muestra un anillo de subtransmisión, el cual es seccionado en cada subestación. Para este tipo de arreglos se requiere de relevadores direccionales de sobrecorriente para cada interruptor de amarre.

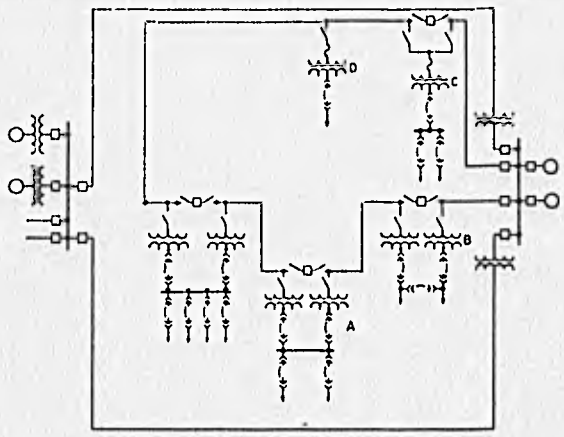


figura 2.4

Analizando el arreglo de la figura 2.4, la mayor continuidad se tiene en la subestación A, la cual muestra un arreglo denominado *mancha de red*. En este tipo de subestaciones, cuando se presenta alguna falla en algún transformador o en cualquier parte del circuito de alimentación, esta es aislada por los relevadores, que mandan el disparo a los interruptores de subtransmisión y el del interruptor correspondiente al secundario del transformador asociado con la falla. El interruptor de el transformador es accionado por un relevador de la protección de la malla, el cual opera cuando detecta un flujo de potencia inverso, cuando la corriente de falla fluye hacia el transformador que presenta la falla o al circuito de subtransmisión. Sólo se presenta un pequeño disturbio, debido a la caída de tensión producida por la falla. Este tipo de arreglos consta de más de dos circuitos alimentadores. El número de alimentadores está determinado por el cálculo económico del sistema de distribución en general aunando la subtransmisión, el tipo de carga a servir, tamaño y limitaciones de área.

El menor grado de continuidad de servicio se tiene con el arreglo de la subestación B, (figura 2.4). Este tipo de arreglo es conocido como subestación tipo *duplex*. Se tienen dos alimentadores primarios, aún cuando pueda haber más circuitos alimentadores conectados a la misma. En este tipo de arreglo el interruptor asociado a cada transformador tiene un doble propósito, el de interruptor del transformador y el de interruptor del alimentador. El interruptor de la barra de amarre funciona normalmente abierto y cierra a través de un control automático.

Cuando un transformador de algún circuito de la subestación falla, es aislado por los interruptores del anillo de subtransmisión cada que sea requerido por el anillo, o la subestación reductora. Es necesario tener para la protección un relevador direccional de sobre corriente. Ya que el interruptor del bus de amarre es operado normalmente abierto, aísla la sección del bus fallado, quedando este desenergizado del lado de la sección donde se presenta la falla. El control del circuito automático del interruptor de amarre detecta la pérdida de voltaje y cierra al mismo. La interrupción del suministro de energía dura el tiempo necesario para la apertura del interruptor del transformador y el cierre del interruptor de amarre. Este período de tiempo puede ser del orden de minutos.

El siguiente en menor grado de continuidad se tiene en el mismo alimentador de la subestación C (figura 2.4). La alimentación de la misma puede estar determinada por el arreglo mostrado, teniendo un interruptor seccionador en el anillo de subtransmisión como se muestra. Se tienen barras que conectan al transformador a cada lado del interruptor. Sólo un juego de barras están normalmente conectadas al transformador. Así cuando se tiene una falla en alguna sección en particular de la línea, el interruptor seccionador se dispara y aísla la falla. La subtransmisión presenta una falla de suministro, pero las subestaciones adyacentes no, ya que están conectadas a la sección contigua del anillo que permanece energizada. Una pérdida de suministro de energía puede ser reestablecida con un control automático que ordene a un motor que

accione la conexión de las barras alimentadoras. Aunque este tipo de controles incrementa el costo de la subestación de distribución, también puede reducir en poca o gran medida el costo y el retardo ocasionado por enviar a trabajadores de la compañía suministradora a donde se encuentre la subestación para que reestablescan al circuito, accionando las barras correspondientes.

Una falla del transformador, trae consigo una salida prolongada de servicio. Una subestación móvil con un banco de transformadores de reserva puede ser la solución momentánea al problema. La máxima capacidad en kVA depende de un gran número de factores como son: limitaciones de peso de los conductores del alto y bajo voltaje manejado, número de las combinaciones de voltaje requeridas, métodos de conexión, tipo de clima, etc.

Se recomienda el uso de transformadores monofásicos, teniendo uno de reserva, tomando en cuenta que por lo regular se presenta la salida de una sola fase.

Algunas subestaciones pequeñas pueden estar conectadas como la subestación D (figura 2.4). Este tipo de conexión no ofrece ninguna provisión para aislar algún tipo de falla, o seccionar el anillo para que se pueda suministrar energía bajo alguna condición de emergencia. El arreglo mostrado en D, obviamente presenta una menor calidad en el servicio desde el punto de vista continuidad.

Para la subtransmisión es invariable que se tengan circuitos aéreos. Otra manera de alimentar a las subestaciones de distribución es utilizando circuitos independientes como muestra la figura 2.5. Para garantizar una mayor continuidad es necesario que cada alimentador sea independiente uno de otro. Esta independencia de los alimentadores se puede garantizar utilizando distintos derechos de vía, ya sea con alimentadores aéreos o subterráneos.

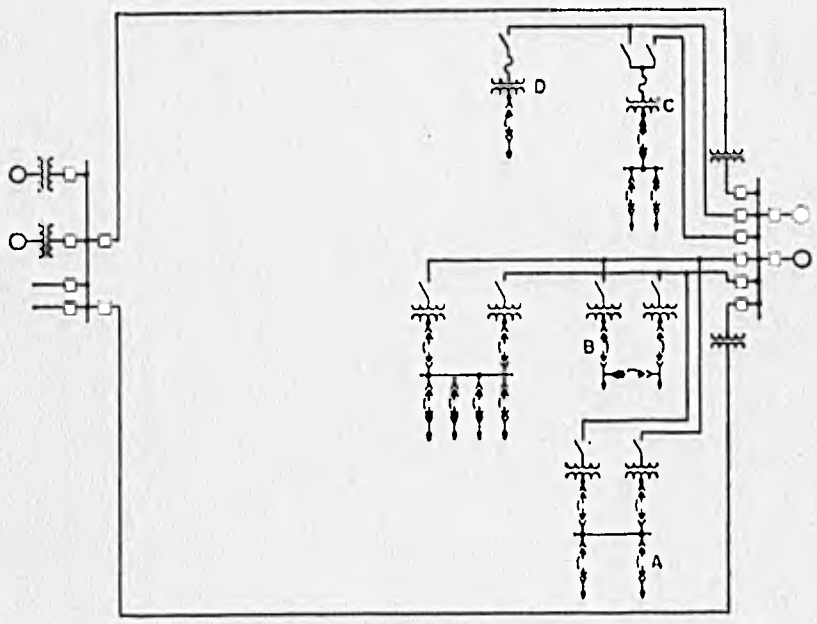


figura 2.5.

Debe notarse que el arreglo de las subestaciones es semejante a un arreglo en anillo, pero la subtransmisión utiliza múltiples circuitos independientes. Los alimentadores de este tipo de arreglo son radiales, los cuales cuentan con interruptores del lado de alta tensión y también en los transformadores de distribución. Estos aíslan la falla del circuito fallado sin influir en los otros arreglos. La pérdida de uno de los circuitos no causa interrupción en la subestación A, interrupción momentánea en la subestación B, interrupción temporal en C (aunque depende qué cuchillas se encuentren conectadas al circuito fallado) y la pérdida de servicio en D.

Circuitos de Alimentación Primarios.

A pesar de la sencillez de operación de los circuitos de alimentación primarios, estos pueden tomar múltiples configuraciones. Las diferencias entre cada arreglo depende, de la carga servida, diferentes requerimientos de carga, y el arreglo del sistema de distribución al que pertenece el alimentador.

La configuración más simple es la que se muestra en la figura 2.6, la cual muestra un alimentador radial. Este tipo de alimentadores se utiliza para alimentar zonas con densidad de carga media, que podría ser una zona rural. El circuito que se muestra sale de la subestación como un circuito trifásico de cuatro hilos. El alimentador puede consistir en un cable de fase y un hilo conductor neutro multiaterrizado, lo cual es muy común en alimentadores primarios. Los circuitos de alimentadores primarios pueden ser aéreos o subterráneos.

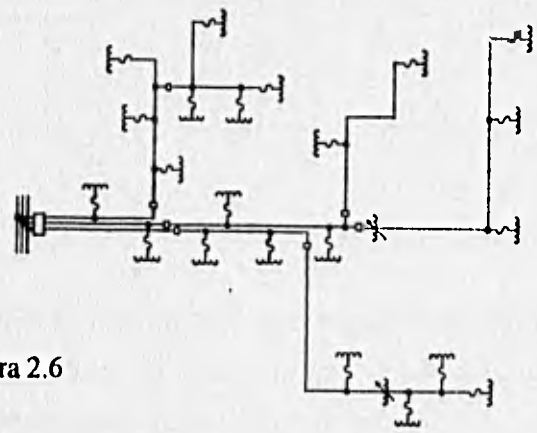


figura 2.6

La confiabilidad de los circuitos aéreos es en gran medida, dependiente del desgaste producido por descargas atmosféricas, ramas de árboles, daño a los postes que sostienen al circuito, etc. Cabe hacer notar que no es económicamente rentable construir un circuito que esté exento de estos problemas. Por lo tanto, reconociendo que no se pueden minimizar el desgaste producido por estas fallas es necesario proveer de seccionalizadores en zonas estratégicas de la línea. Así se logra que el número de consumidores que quedan fuera de servicio al presentarse una falla sea el mínimo.

Otra manera de incrementar la continuidad de este tipo de arreglos es el uso de interruptores de amarre. El arreglo mostrado en la figura 2.7, nos muestra este tipo de arreglo.

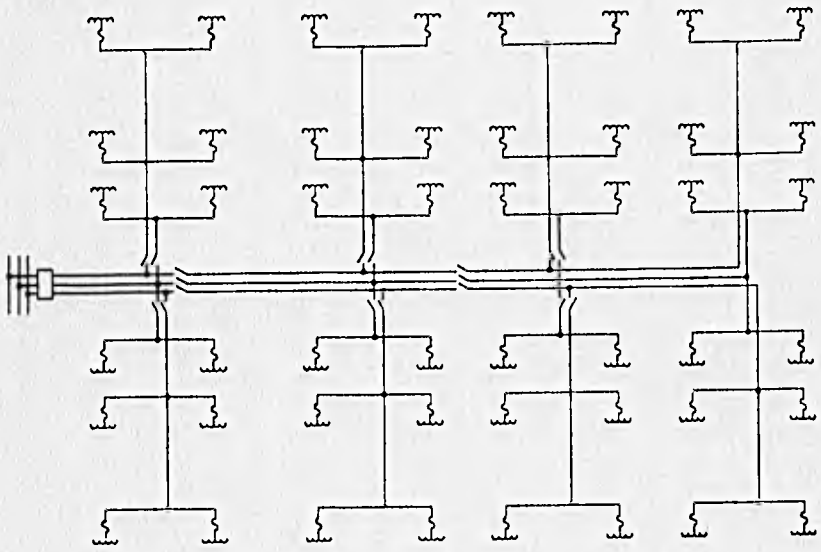


figura 2.7

Además en la figura 2.7, se muestra que los alimentadores laterales están provistos de reguladores de voltaje, lo que aunado a la regulación del bus de la subestación, permite una mejor regulación de tensión.

La selección de interruptores para este tipo de alimentadores primarios, es un tanto compleja; ya que la corriente de falla al final de un alimentador radial es minimizada por la impedancia propia del circuito, lo que disminuye la intensidad de la misma. Para tratar de minimizar el costo del sistema se recurre al uso de corta circuitos (*fusibles*) o de sistemas seccionadores con recierre. Así se logra aislar la falla seccionando sólo una parte del circuito.

A continuación se muestra en la figura 2.8 un arreglo que comúnmente se utiliza en zonas suburbanas. Los circuitos monofásicos laterales son alimentados desde un circuito troncal trifásico. Los alimentadores de esta configuración pueden ser en anillo con interruptores seccionalizadores, que permiten aislar la sección dañada del anillo. Con este tipo de arreglo la interrupción en el suministro de energía eléctrica es momentáneo.

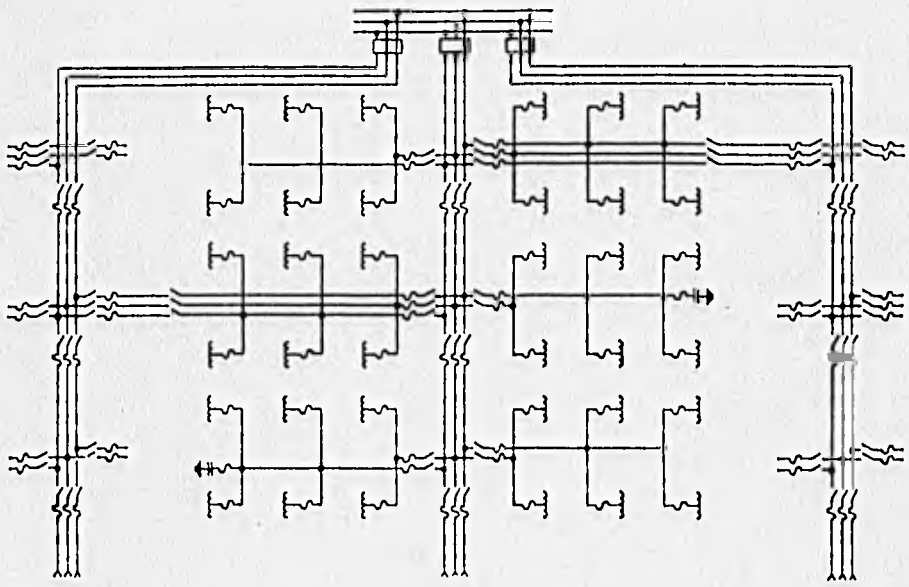


figura 2.8

Otro caso de la red del sistema primario de alimentación es el conectado en malla o red, como se muestra en la figura 2.9. Los transformadores de la subestación son alimentados por tres circuitos de subtransmisión independientes. Por lo cual la pérdida de uno de los circuitos de alimentación no tiene grandes consecuencias sobre el sistema primario de distribución. Los amarres de los alimentadores primarios se hacen directamente sobre los transformadores o sobre los subalimentadores y circuitos laterales, como se hace en los circuitos de alimentación radial.

Una falla en cualquiera de los alimentadores es aislada en ambas terminales, quedando totalmente aislada la falla desenergizando al alimentador completamente, como se hace en los circuitos de alimentación radial.

Una falla sobre el circuito de subtransmisión es aislada por el interruptor del alimentador del circuito y por el interruptor del transformador, los cuales son disparados por los relevadores de la protección de red, que operan al detectar flujo de potencia inverso.

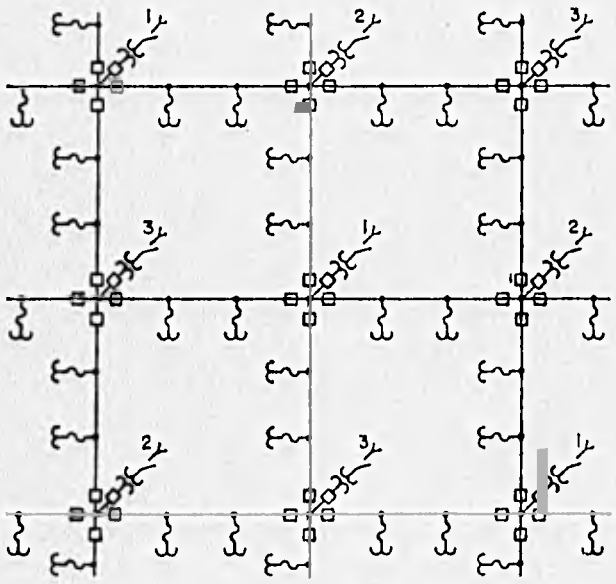


figura 2.9

Una de las ventajas que proporciona el sistema en forma de red, es que cuando se presenta una falla, los consumidores no se enteran del disturbio, siempre y cuando no se presente una falla en su circuito alimentador.

Circuitos de distribución secundaria.

Los circuitos secundarios de distribución pueden ser monofásicos, bifásicos o trifásicos. En las areas rurales y residenciales son por lo común circuitos monofásicos y en las zonas comerciales se utilizan circuitos trifasicos. En las zonas industriales se utilizan circuitos de alimentación trifásicos, y para algunas aplicaciones especiales circuitos bifásicos. Los voltajes de distribución son por lo regular de 127/220 Volts con tres cables. Los sistemas trifásicos son por lo general de 127/230 Volts con cuatro cables en estrella y en algunas areas comerciales toman el valor de 380/415 con cuatro cables en estrella. Las configuraciones de voltaje más utilizadas se muestran en la figura 2.10.

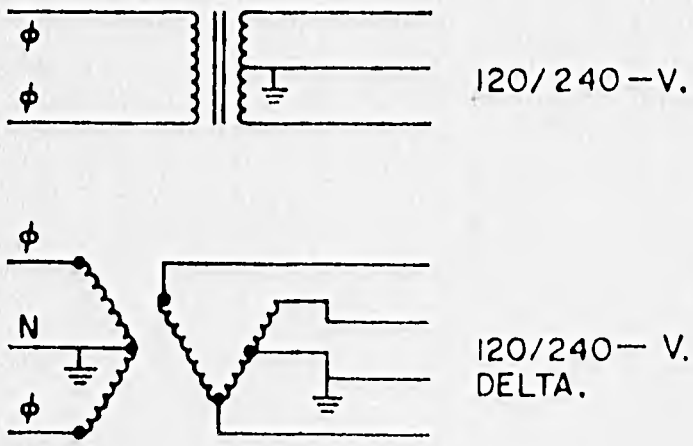


figura 2.10

Los circuitos de alimentación secundarios radiales constan de un sistema convencional o un sistema de protección llamado **CSP** (Por sus siglas en Inglés Completely Self-Protected) para la protección de los transformadores. Los cortacircuitos (fusibles) son los que comunmente se utilizan en los transformadores de distribución del tipo convencional y la protección contra sobrevoltajes es proporcionada por un dispositivo externo llamado *apartarayos*. Los sistemas de

protección CSP son del tipo estándar y se encuentran localizados dentro del tanque del transformador y son conectados en el circuito a alimentar del lado del cambiador de derivación y estos cuentan con una protección adicional de los apartarayos. Los circuitos de alimentación secundarios que cuentan con transformadores con protección del tipo convencional o CSP son conectados sólidamente a los circuitos de alimentación de cada consumidor.

Los circuitos de alimentación secundaria pueden tomar estas configuraciones básicas:

1.- Red radial sin amarres
-Red subterránea
-Red aérea.

2.- Red radial con amarres.

3.- Red mallada o red automática en baja tensión.

Red radial sin amarres

Red subterránea.

En este tipo de red, cables de sección apropiada de acuerdo con las carga que alimentarán, parten en diferentes direcciones, desde el lugar donde se encuentra instalado el transformador constituyendo los alimentadores secundarios. En esta red una falla en el transformador o en algunos de los cables dejará sin servicio a todos los consumidores que alimenta la instalación.

El cable de baja tensión se protege a la salida de los transformadores por medio de fusibles y se instala directamente enterrado, acometiendo a los servicios haciendo empalmes en "T" sobre él como se muestra en la figura 2.11. Por lo general este tipo de redes se utiliza en zonas residenciales.

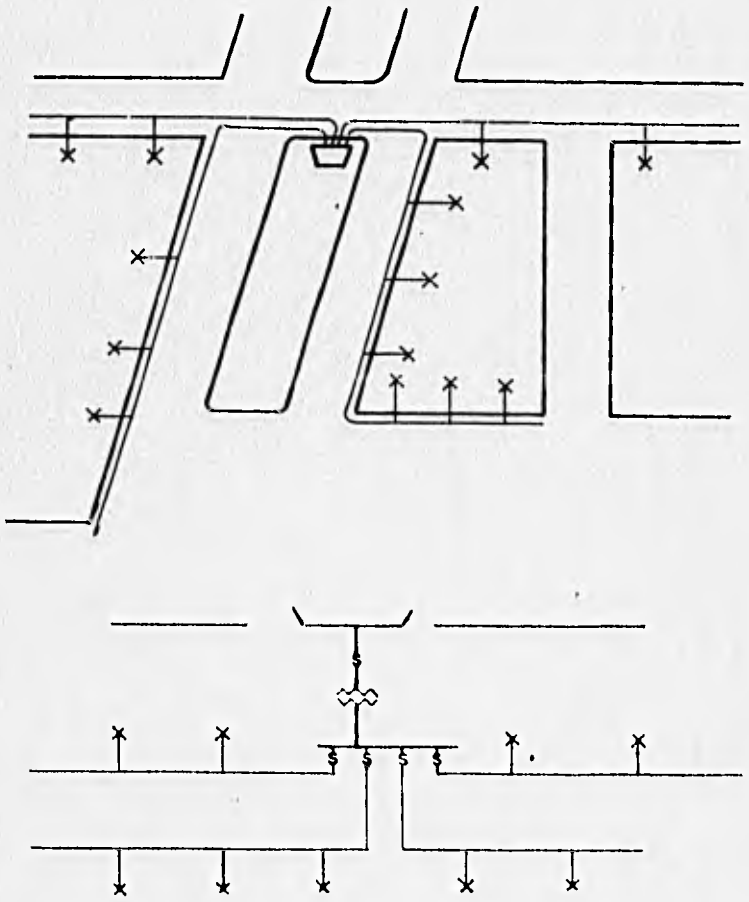


figura 2.11

Red aérea.

Los circuitos secundarios conectan el secundario de cada transformador de distribución a los servicios que alimenta ese transformador siguiendo también una disposición radial, aunque en algunos casos se interconecten los secundarios de transformadores adyacentes.

Red radial con amarre.

En el sistema anterior una falla en el alimentador primario o en el transformador da por resultado una interrupción de toda el área alimentada por estos, hasta que el daño se repara o el transformador se reemplaza. Para solucionar esta situación, así como para facilitar la restauración del servicio cuando hay problemas en los cables secundarios, se instalan cajas de seccionamiento intercaladas en los cables que van de un transformador a otro. Normalmente se colocan en las esquinas con objeto de darles mayor flexibilidad en su conexión al poder recibir hasta cuatro cables. Este tipo de arreglo se muestra en la figura 2.12.

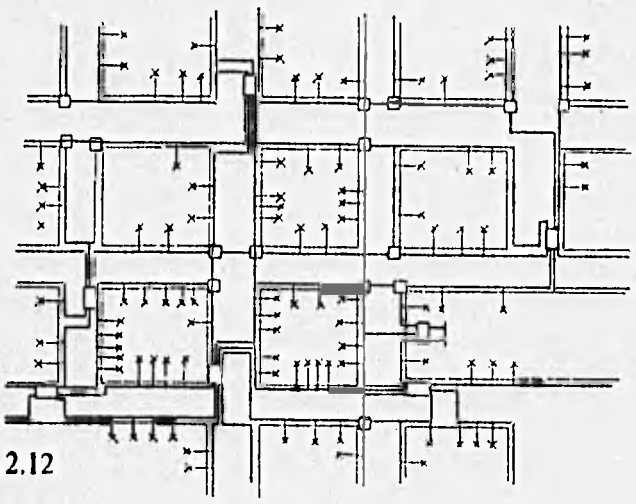


figura 2.12

Un buen estudio respecto a la forma en que se repartirán las cargas de los servicios para cada transformador permitirá determinar la colocación de estos medios de amarre y seccionalización y dará mayor libertad en la reparación de fallas de alta tensión, debido a que la carga del transformador dañado puede repartirse en los transformadores adyacentes.

Los cables de baja tensión se protegen a la salida de los transformadores por medio de fusibles, instalándose directamente enterrados a lo largo de las calles y conectando solidamente a los servicios.

Red mallada o red automática en baja tensión.

Este sistema de distribución en baja tensión se utiliza en zonas importantes de ciudades donde existe gran concentración de cargas uniformemente repartidas a lo largo de las calles. Este sistema garantiza un servicio prácticamente contínuo ya que las.fallas en alta tensión y en los secundarios no afectan a los usuarios.

Un esquema de una red automática en baja tensión se muestra en la figura 2.13. Se muestran los transformadores de red que están conectados a los cables primarios de tal manera que los transformadores adyacentes queden energizados por alimentadores diferentes. La finalidad de este arreglo es que al existir una falla en uno de los alimentadores de alta tensión o "primera contingencia" no disminuya la regulación de voltaje en la red y la carga del alimentador dañado sea absorbida a través de la red seeundaria por los transformadores de los otros alimentadores.

Un dispositivo desconectador, llamado protector de red, se instala en el lado del secundario de cada transformador. Este dispositivo tiene como finalidad evitar un retorno de energía de la red de baja tensión a un punto de falla en alta tensión, ya que cuando un alimentador primario falla éste es aislado inmediatamente desconectando el transformador de la red de baja tensión.

Cuando ocurre una falla en la red de baja tensión, el corto circuito es alimentado por todos los transformadores, provocandose una corriente de corto circuito lo suficientemente alta para fundir el conductor de baja tensión, quedando así aislada la falla sin provocar interrupciones, a menos que dicha falla sea directamente en la acometida de un servicio.

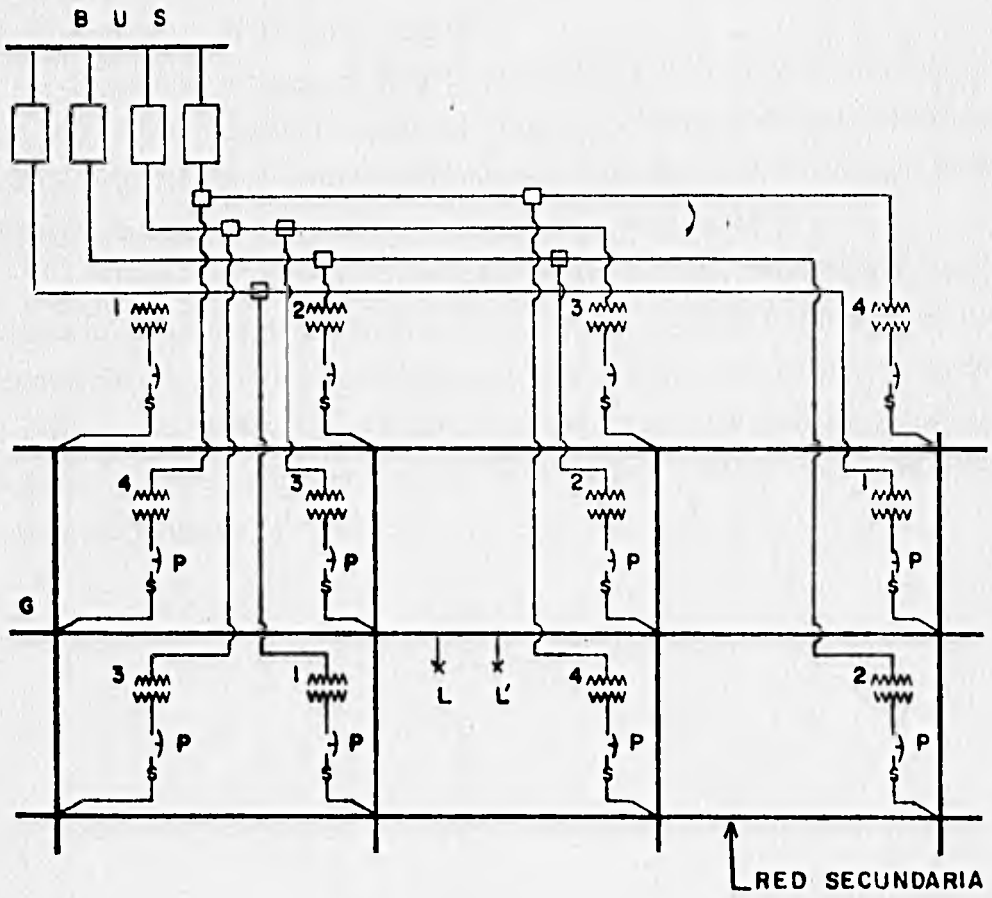


figura 2.13

REGULACIÓN DE VOLTAJE.

Como se mencionaba anteriormente, la segunda cosideración en la calidad de servicio es la regulación de voltaje. Los sistemas de distribución pueden aumentar sensiblemente de costo con el voltaje en el sentido de que hay limites claramente definidos entre los cuales es costeable transmitir energía para una operación apropiada del equipo que se utiliza. Mantenerse cerca de los limites necesarios resultará en un incremento directo en el costo del sistema.

Mientras el sistema de distribución aumenta su costo con respecto al voltaje, también el equipo a utilizar aumenta en costo debido a que es diseñado dentro de ciertos límites de voltaje permitidos. Por ejemplo, sería más caro diseñar un motor para ciertas variaciones de voltaje de ±20% que para variaciones de ±10%.

De lo anterior, hay terminos en los que hay que poner una atención especial al diseñar un sistema de distribución: voltaje nominal, tarifa de voltaje, voltajes de distribución, etc. Similarmente hay tres importantes clasificaciones de los sistemas de voltaje. Estas se refieren a los voltajes dentro de la zona de operación y son los voltajes favorables, tolerables y extremos . Un rango típico de estos voltajes se muestra en la figura 2.14.

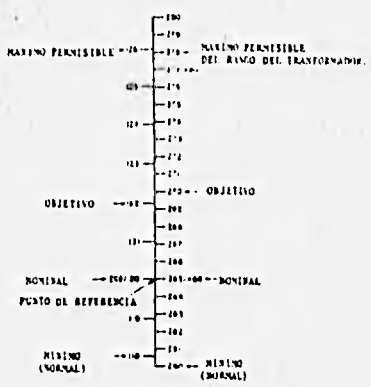


figura 2.14

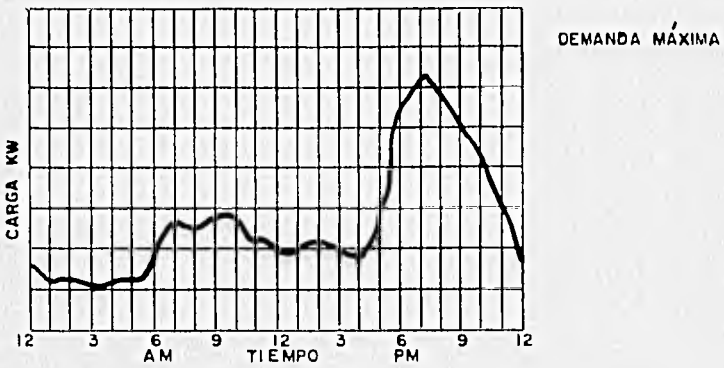
TENSIONES DE DISTRIBUCIÓN.

Las tensiones entre hilos varían según los sistemas de distribución de tensiones de la clase 2.5 KV a 35 KV, aunque existen zonas con una densidad de carga grande que translapan con zonas con tensiones de distribución de 85 KV. Las tensiones más bajas corresponden a instalaciones antiguas, la tendencia moderna es utilizar tensiones de 23 KV o superiores. En México las tensiones de distribución primaria recomendadas son: 6 KV, 13.8 KV, 23 KV y 34.5 KV.

Los circuitos secundarios son generalmente trifásicos de cuatro hilos, de 115 a 127 Volts entre fase y neutro (200 a 220 Volts entre fases) o de 220 a 240 entre fase y neutro (380 a 415 Volts entre fases); este segundo escalón de tensión es el que se está generalizando en Europa. En Estados Unidos se utiliza mucho el sistema monofásico de tres hilos de 120/220 Volts, lo mismo que en la zona norte del país.

CURVAS DE DEMANDA.

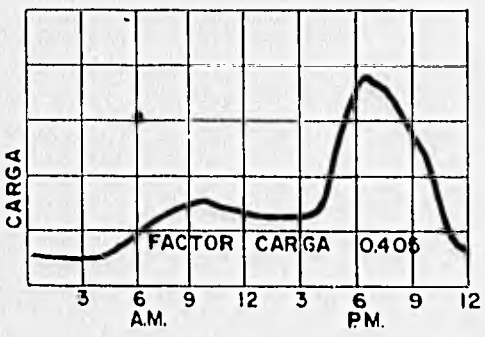
La demanda de una instalación o sistema es la carga en las terminales receptoras tomada en un valor medio en determinado intervalo. En esta definición se entiende por carga la que se mide en teminos de potencia (aparente, activa y reactiva o compleja) o de intensidad de corriente. El período durante el cual se toma el valor medio se denomina *intervalo de demanda* y es establecido por la aplicación específica que se considere, la cual se puede determinar por la constante térmica de los aparatos o por la duración de la carga. La figura 2.15 muestra la curva típica de un transformador conectado a un sistema de distribución.



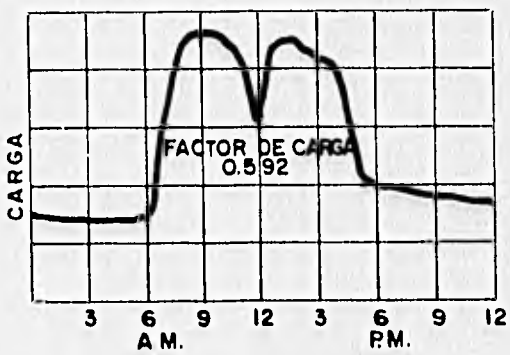
Curva típica de un transformador conectado a un sistema de distribución.

figura 2.15

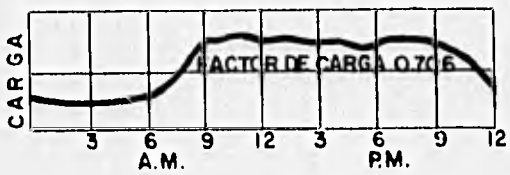
En la figura 2.16 se presentan las curvas típicas de consumo de las cargas habitacional, comercial e industrial:



Curva de carga habitacional.



Curva de carga industrial.



Curva de carga comercial.

figura 2.16

CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DEL ARREGLO A UTILIZAR

Principios técnico-económicos.

Es fundamental que todas las alternativas que se formulen contemplen los requisitos de calidad del servicio especificado para la zona en donde se instalará la red de distribución a lo largo de la vida útil de la misma. El análisis técnico debe verificar las condiciones de servicio y la detección de los posibles cambios o modificaciones futuras que requieran de nuevas inversiones. En esta fase las alternativas que no sean técnicamente viables deben ser eliminadas.

Después de efectuarse el análisis técnico seguirá la fase de estudio de la factibilidad o conveniencia económica de cada una de las alternativas, que deberá incluír todos los gastos e inversiones que se necesitarán en cada una de ellas a lo largo de la vida útil de la red. Dado que todos estos gastos e inversiones ocurren en epocas diferentes, deberán emplearse para su estudio todas las herramientas de la Ingeniería económica para poder hacer la selección de la alternativa óptima con base en la misma referencia de tiempo.

Análisis técnico.

Consiste fundamentalmente en el cálculo de la regulación, confiabilidad, protección y carga de los conductores y equipo en general por medio de la simulación de las condiciones operativas del sistema de distribución previsto en cada alternativa, considerando las condiciones actuales y futuras, año con año, dentro del horizonte de planeación. Los valores de caída de tensión o regulación deben ser comparados con los niveles mínimos especificados en las normas correspondientes. Generalmente se procura que la caída de tensión no exceda el 3% en la red de cables entre la terminal

de baja tensión del transformador y la caja de fusibles del consumidor. En casos excepcionales, cuando se trata de consumidores remotos o extremos remotos de red (colas de red), se podrá permitir una caída entre 5% y 7%. La caída de tensión dentro de los predios normalmente fluctúa entre 2% y 3%.

La carga de los conductores y equipos es un factor muy importante en la selección de alternativas, por lo que se debe considerar en el análisis técnico y calcularse anualmente. Cuando los valores de tensión, confiabilidad y carga no cumplen con los valores establecidos, deberán efectuarse medidas correctivas tales como: equipo de regulación, protección o seccionamiento, cambio de calibre de conductores, construcción de nuevos alimentadores o subestaciones, etc; todas estas consideraciones deberán ser incorporadas a cada una de las alternativas que lo requieran y contemplarse en la evaluación económica final.

Análisis económico.

El problema del análisis económico en los sistemas de distribución es bastante complejo y sale un poco del sistema de análisis tradicional; esto se debe principalmente a la política generalizada de inversión gubernamental. Un estudio económico tradicional se efectúa llevando el control de entradas y salidas de caja; en el presente caso no es posible, ya que el sistema de distribución es parte del sistema eléctrico global. Sin embargo, es posible, con una metodología simplificada, comparar de manera aceptable los costos de diferentes alternativas, así como considerar los costos fundamentales, el costo de pérdidas, el de operación y mantenimiento, sumarlos y de esta manera comparar alternativas.

CAPITULO III

OPERACIÓN DEL SISTEMA.

Contenido:

-BATERÍAS PARA CENTROS FOTO VOLTAICOS.
-CONVERSIÓN DE CD/CA.
-UNIDADES DE CONTROL DE POTENCIA.
-CONTROLADORES DE CARGA.
-MÉTODO PARA CALCULAR Y BALANCEAR UN SISTEMA FOTO VOLTAICO (FV).

BATERÍAS PARA CENTROS FOTOVOLTAICOS.

Se usan dos tipos principales de baterías con los que los sistemas FV baterías de plomo-ácido y de níquel-cadmio. Las baterías de plomo-ácido se subdividen en:

- **Plomo Calcio**: Son las más comúnmente usadas para automóviles. El calcio se añade a las placas de plomo para aumentar su reciedad. El resultado es una batería capaz de entregar una corriente fuerte, pero con largo ciclo de vida. La tasa de auto descarga y de pérdida de electrolito es baja.
- **Plomo Antimonio**: Estas tienen una pequeña cantidad de antimonio en las placas de plomo para mejorar las características de ciclo profundo. Pueden tolerar descargas repetidas a 50 - 80 % de capacidad nominal. La presencia del antimonio aumenta tanto la tasa de pérdida de agua como la tasa de auto descarga. El nivel de estos efectos es proporcional a la cantidad de antimonio usada. La pérdida de agua puede ser compensada por un amplio tanque de reserva de electrólito. Estas baterías comúnmente se usan para alta tracción de vehículos eléctricos.
- **Aleación de Plomo con Electrólito Gelificado**. Estas se han desarrollado para proveer una batería sellada a prueba de derrames. El diseño interno minimiza gasificación y elimina evaporación de electrólito. No hay que estarlas llenando de agua hasta el tope, lo que reduce al mínimo el mantenimiento. El ciclo de vida varía con el diseño. Ciertos tipos carecen de antimonio en la aleación de las placas, en cuyo caso el ciclo de vida puede ser corto.

Los modelos con ciclos de vida medianos y largos, se prestan para uso con sistemas FV. Por lo tanto el costo es alto, lo que limita su empleo; además, el número de fabricantes que producen esta clase de acumulador es reducido.

- **Acumuladores Sellados**: Los modelos de plomo-antimonio y plomo-calcio pueden obtenerse con envolturas herméticas. No necesitan llenarse con electrólito, de modo que los requisitos de mantenimiento son bajos. Esto se consigue con un tanque grande de reserva y un enchufe catalítico de recombinación que reabsorbe los gases y los convierte en agua.

- **Baterías de Níquel-Cadmio**. Estos acumuladores tienen características muy distintas. No son susceptibles a fallos repentinos porque las placas no se desgastan durante las reacciones químicas. Pueden descargarse del todo sin dañarse y tienen una alta tolerancia a las sobrecargas. Las baterías de níquel-cadmio pueden funcionar por largo tiempo sin reaprovisionamiento de electrolito, y tienen un largo ciclo de vida, si se descargan suavemente. Esto hace que tengan ventajas especiales en conjunción con sistemas FV, porque la profundidad de descarga se maximiza. Puede seleccionarse un acumulador de potencia nominal más baja de la que sería necesaria con una batería de plomo-ácido, facilitando así el transporte y almacenamiento. Pueden funcionar exitosamente sin complicadas unidades de regulación de voltaje. Sin embargo, las baterías de níquel-cadmio (Ni-CD) no se han empleado tan extensamente con sistemas FV en los sistemas foto voltaicos como las de plomo-ácido. Esto se debe a su alto costo inicial y su disponibilidad deficiente en países en desarrollo. Cuando se tiene en cuenta su mayor profundidad de descarga y su larga vida funcional, los acumuladores Ni-Cd son a menudo comparables con las baterías de plomo-ácido.

- **Dimensionamiento de Acumuladores**: Un acumulador es el factor de equilibrio entre el patrón de electrogeneración de la red y el patrón de consumo.Un acumulador demasiado chico se encontrará a menudo totalmente descargado o sobrecargado (las baterías de plomo-ácido se dañan permanentemente si se usan de este modo).

Determinar el tamaño correcto de la batería puede ser complejo a causa de la multitud de factores a ser considerados. Los dos métodos usados con más frecuencia se basan en determinar:

a) El número de días u horas de operación autónoma exigido, es decir, el período de tiempo durante el cual la energía acumulada en la batería tendrá que satisfacer la demanda cuando la red no está generando. b) La disponibilidad requerida de suministro de potencia (expresada como el porcentaje de tiempo cuando hay poca probabilidad de un fallo de generación). Para equipos de telecomunicaciones, así como para refrigeradores de vacunas y otras cargas de alto valor, se requiere una disponibilidad muy alta. Para servicios no esenciales, tales como electrificación casera o iluminación, es posible tolerar una disponibilidad más baja. Esta última resultará en tamaños más pequeños de red y de batería, así como en costo reducido. Para las regiones ecuatoriales, los acumuladores típicos tienen capacidad de carga para 3 a 5 días en aplicaciones de carga baja y de 5 a 10 días donde se exige gran confiabilidad del sistema. Las baterías de plomo-ácido están compuestas de celdas de dos voltios conectadas en serie, para crear unidades de 6, 12, o 24 voltios. Las baterías de Ni-Cd contienen celdas de 1, 2 voltios unidas la una a la otra.

Pueden conectarse ya bien en serie o en configuraciones paralelas para desarrollar el voltaje y la corriente exigidos.

Las baterías vienen en un sin número de modelos, cada uno idóneo para un empleo particular. Las características de mayor importancia para uso con FV son:

-Capacidad de ser cargadas y recargadas repetidamente sin arreglos

-Capacidad de almacenaje de la batería

-Capacidad de mantener la carga cuando no está en uso

-Necesidad de cargarse y descargarse con mínima pérdida de energía eléctrica

-Necesidad de poder operar por largos períodos con poco o ningún mantenimiento

A continuación se discuten las características antes mencionadas, siendo estas descritas por fabricantes.

Ciclo de Vida: Representa el número de veces que una batería puede cargarse y descargarse. Esto ocurre continuamente en un sistema FV, de modo que es esencial que el acumulador tenga un largo ciclo de vida. Ciertos tipos se diseñan con ciclos más largos que los de baterías convencionales.

El ciclo de vida de cualquier tipo particular de acumulador dependerá de la demanda a que este se somete. Si solo se extrae un poco de electricidad antes de la recarga, el ciclo será mucho más largo.

Capacidad Nominal de Almacenaje: El tamaño de una batería se expresa por el volumen de carga que puede almacenar, el que se mide en términos de amper-horas (Ah). Una batería de 100 Ah usada para una lámpara que consume corriente de 2 A, durará 50 horas.

La verdadera capacidad de almacenaje puede se mucho menos que la nominal y depende del tipo de batería,su manufactura,y las condiciones de operación.

Profundidad de Descarga (PDD) (DOD, o Depth of Discharge, en inglés); es el grado hasta el cual debe permitirse que un acumulador se descargue durante operación normal. Si se descarga más allá del PDD permisible, se avería permanentemente. El PDD se expresa como un porcentaje de la potencia nominal, y típicamente varía de 50 a 100 %, de acuerdo con el tipo de batería. Las que tienen un PDD elevado se denominan baterías de ciclo profundo y son las más recomendables para uso con sistema FV.

Para cualquier tipo de acumulador, el PDD se verá afectado por la temperatura ambiente. Cuando esta es baja, el PDD permisible se reducirá significativamente.

Tasa de Auto descarga: Si la batería permanece en desuso, lentamente irá perdiendo su carga, pero ciertas clases se descargan más rápidamente que otras. Una pérdida de 0.1 a 0.3 % de capacidad por día es típica. Puede ser mucho mayor a temperaturas elevadas.

Tasa de Descarga: Es el período en que una batería está proyectada a entregar su carga almacenada completa. Una batería de 100 Ah con tasa de descarga de 50 horas está proyectada para entregar una corriente de 2 A. La capacidad de almacenaje será mayor si la batería se descarga más lentamente y menor si la tasa de descarga aumenta.

Tasa de Carga: Cargar una batería con alta corriente causa calor excesivo y puede causar daños. Normalmente una batería puede cargarse sin problemas con una corriente igual a un décimo de su capacidad de Ah, o menos. Mientras más baja sea la corriente de carga, mayor será la eficiencia de esta.

Temperatura: La capacidad de una batería usualmente se cita a 25 grados centígrados. A una cifra más alta la capacidad disponible será mayor, pero más allá de 40 grados centígrados la capacidad baja de nuevo. A temperaturas menores de 25 grados centígrados también se reduce proporcionalmente la capacidad de la batería a un 75-90 % de la capacidad nominal. A cero grados centígrados la congelación del electrólito, particularmente en baterías de plomo-ácido, puede causar daño permanente. La temperatura también afecta el ciclo de vida. La operación contínua a más de 25 grados centígrados causará una reducción notable de la vida funcional.

Mantenimiento: La batería, de todos los componentes de un sistema FV, es el que a menudo requiere el más alto nivel de mantenimiento. Si el sistema está ubicado en un sitio remoto o algún lugar que carece de facilidades de mantenimiento, debe escogerse una batería con bajos requisitos de mantenimiento. Estos varían con el tipo de batería y las condiciones de operación.

CONVERSION DE CD / CA.

A continuación se expone un ejemplo el cual consiste en realizar una conversión de un tipo de corriente contínua de una batería de 12 Volts a un tipo de corriente alterna.

El circuito consiste principalmente en un oscilador, el cual aprovechando las características de los transistores manejados como un interruptor, y el tiempo de carga y descarga de un circuito RC (Según se muestra en la Figura 3.1), nos proporciona una señal de alterna con una forma de onda senoidal.

El segundo elemento más importante es un transformador de 220 Volts a 24 Volts con Tap central, de preferencia de 1 Ampere o más, el cual determina la posibilidad de elevar el voltaje en la parte secundaria del transformador a más de 130 Volts, obviamente la relación de transformación va a depender de la cantidad de corriente que se desea manejar.

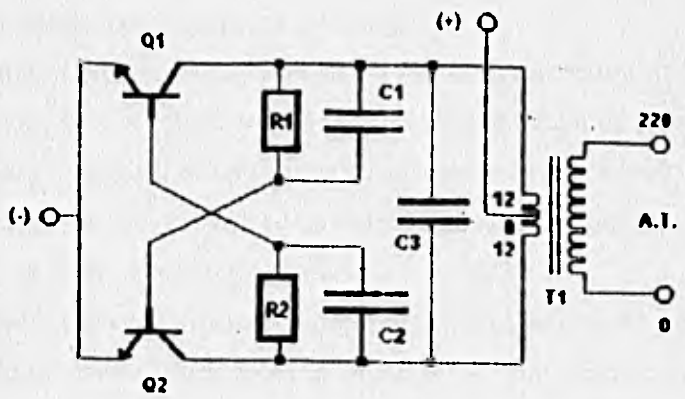


figura 3.1

INVERSOR

En el análisis de corriente directa (CD), el voltaje de polarización positivo es conectado al Tap central del transformador; utilizando su característica en corriente directa (CD), los embobinados del primario (24 Volts) son conectados directamente al circuito, con lo que la corriente empieza a fluir por las resistencias hacia las bases de los transistores, mientras se cargan los capacitores, alguno de los dos transistores se satura primero, por lo que actúa como un corto circuito en su juntura CE y el voltaje de salida en el colector es cero, mientras que el voltaje del transistor en su colector es el voltaje de polarización positivo. Al cargarse completamente el capacitor de base, éste empieza a descargarse en sentido contrario con lo que el transistor pasa al estado de corte y su voltaje en el colector será el de polarización, este proceso crea la oscilación permanente del circuito. La frecuencia de oscilación está dada por los capacitores de base y el capacitor de salida, que además sirve como filtro en corriente directa (CD) evitando que la corriente alterna de salida sea alimentada al colector de los transistores.

En la corriente alterna (CA), el voltaje de alterna obtenido en los transistores es alimentado a la parte primaria del transformador, obteniéndose en el secundario alto voltaje, el cual se puede aplicar directamente a la carga.

Existen transistores fotosensibles, que son de la misma estructura que los transistores, pero carecen de la conexión de la base. El rayo regulador de la luz incide sobre la placa de base y actúa allí en forma parecida a como lo hace la tensión de base en un transistor normal. La foto sensibilidad de estos transistores es aproximadamente 30 veces mayor que la de los diodos fotoeléctricos.

Para grandes tensiones y potencias no pueden utilizarse en la técnica de la maniobra y regulación tubos electrónicos y transistores, por resultar su costo antieconómico.Para estos casos se emplean Tiratrones, Transductores y Tiristores.

El tiristor consiste en un elemento semiconductor cuya regulación es parecida a la del tiratrón, por lo cual también se le denomina tiratrón de semiconductores. Como material de esta clase se emplea el silicio. Mientras que el transistor tiene tres capas semiconductoras, el tiristor tiene cuatro capas que siguen por el orden n-p-n-p y tres capas límites Gr 1, Gr 2 y Gr 3.

Aplicando la tensión de servicio U con el nodo conectado al polo negativo y el cátodo al positivo, quedan polarizadas las capas límites Gr 1 y Gr 3 en sentido del bloqueo, y la Gr 2 en sentido de paso. Por lo tanto, el tiristor actúa como diodo polarizado en este sentido. En este caso, el electrodo regulador no surte ningún efecto y sólo circula la pequeña corriente de bloqueo. La máxima tensión de bloqueo es de 800 Volts, según el tipo.

En cambio, si se aplica el nodo al polo positivo y el cátodo al negativo de la tensión U, sólo se halla polarizada en sentido de bloqueo la capa límite Gr 2; las capas Gr 1 y Gr 3, por el contrario quedan en condiciones de paso. En ausencia de la tensión de mando U_{st} , el tiristor bloquea también la tensión y circula una pequeña corriente de bloqueo. Aplicando ahora una tensión reguladora U_{st} de modo que el electrodo de mando sea positivo respecto al cátodo, circula una corriente I_{st}, ya que la capa límite Gr 1 está polarizada en sentido de paso. Si se aumenta la tensión reguladora a unos 3 Volts, la corriente reguladora sube hasta cerca de 0.4 A. Una corriente reguladora de está magnitud "denominada corriente de encendido" hace que el número de portadores (electrones) que llegan a la capa -p- intermedia aumente hasta inundar la capa límite Gr 2, que se hace así conductora: inyección de portadores de corriente.

Componentes de un tiristor.-

a)Sección por el elemento semiconductor.

b)Símbolo de conexión.

c)Elemento abierto (2).

d)Esquema de control.

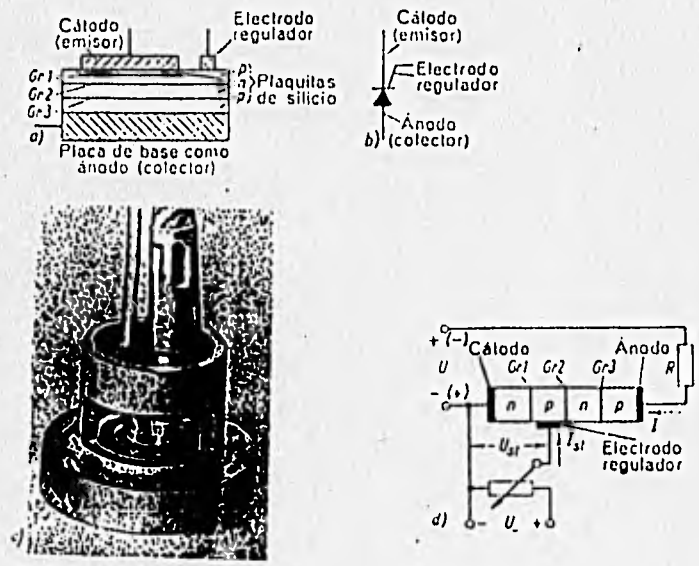


figura 3.2

El Sol es la fuente de energía más poderosa para la humanidad, la ENERGÍA que alcanza realmente a la Tierra es de alrededor de 4,000 billones de kilowatts-hora por día, este inmenso valor representa 500,000 mil veces la capacidad de generación eléctrica total de un país como los Estados Unidos.

Las condiciones para un buen aprovechamiento de radiación solar pueden ser: El Sol, un ambiente seco, pocas nubes, latitud baja, etc. México tiene una situación privilegiada al encontrarse dentro de las zonas que mayor energía reciben del Sol durante todo el año.

En baterías solares y sistemas de carga de baterías, la cantidad de electricidad generada por una red foto voltaica (FV) es variada durante el día y nula durante la noche: Ciertas aplicaciones requieren fluido eléctrico cuando este no esté siendo producido por el módulo, un ejemplo es la iluminación nocturna. En estos casos se emplean baterías para el almacenaje de la electricidad y su uso posterior.

La carga de baterías es una fuente de empleo en muchas áreas rurales, siendo promovida principalmente para diversos servicios que se pueden ofrecer en este tipo de zonas.

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

UNIDADES DE CONTROL DE POTENCIA

Como ya se mencionó, la potencia generada por una red foto voltaica varía constantemente. La mayoría de los equipos eléctricos solamente toleran pequeñas variaciones de voltaje y de frecuencia. Las unidades de control de potencia (UCPs) esencialmente se encargan de manejar y refinar el sistema a manera de facilitar una operación suave y eficiente.

Las funciones principales de un UCP dependen del tipo de sistema. Las UCPs más usadas son:

-Reguladores de carga, que son de rigor utilizados en sistemas de carga de baterías, especialmente aquellos que utilizan acumuladores de plomo-ácido. Su función principal es evitar daños en la batería a causa de descarga y sobrecarga. Inicialmente, el regulador permite que el flujo total de la red FV se utilice para cargar acumuladores. A medida que el voltaje de la batería se acerca a un nivel de carga plena, el flujo de la red se rebaja lo suficiente para mantener carga total, pero sin gasificación y pérdida subsiguiente de electrólito. Si la batería esta casi totalmente descargada, el regulador corta el flujo a los equipos, o bien se encienden luces de alarma que indican el bajo estado de carga de la batería.

Estos reguladores operan al nivel de voltaje de la batería. No obstante, la capacidad de una batería depende de su temperatura funcional. En bajas temperaturas, el voltaje del acumulador puede ser relativamente alto y aun así la carga disponible será reducida notablemente de modo parecido, el voltaje de una batería puede reducirse temporalmente si una corriente fuerte está siendo extraída para propulsar equipos.

Los reguladores de buena calidad deben por lo tanto incluir compensadores de temperatura y corriente. Debe notarse que mientras mejor sea la calidad del regulador, más larga será la vida de la batería.

-Diodos de bloqueo. Se usan en sistemas de carga. Se conectan en línea entre la red de la batería, para evitar descarga de la batería a través de la red. De otro modo esto ocurriría cuando el voltaje de la batería es mayor al que la red está generando de noche.

Inversores. Sólo son necesarios para equipos de C.A., tales como electrodomésticos convencionales y ciertos tipos de bombas. Estos convierten la electricidad C.C. generada por la red FV, o acumulada en la batería, a corriente alterna. Los inversores son caros e introducen pérdidas de potencia, por lo cual se prefiere el uso de equipos capaces de funcionar con C.C.

Indicadores de Sistema. Permiten visualizar como el sistema está funcionando. Pueden consistir de una luz que indica que se está generando electricidad en la red, o bien el estado de carga de las baterías. Puede incluir un voltímetro para indicar el voltaje de las baterías y un amperímetro para indicar el rendimiento de la red.

Caja de Empalmes. La unidad de control puede proveer un punto conveniente para empalmar cables cuando el sistema se instala. Generalmente se provee un bloque terminal.

Rastreadores de Potencia Máxima. Se trata de controladores muy sofisticados empleados para maximizar la cantidad de potencia generada por la red al optimizar el acoplamiento de impedancias entre la red y la carga. Estos dispositivos generalmente emplean un microprocesador que vigila el volumen de generación de la red o conjunto foto voltaico, típicamente cada 30 segundos, y aumenta el voltaje de

salida de la red por medio de ajustes de la impedancia. Si la generación ha aumentado después de la última muestra, el voltaje de la red de nuevo aumenta. Si la potencia de la red ha decrecido, el controlador disminuye el voltaje. Así, el controlador puede decirse que "caza" el punto de máxima generación de potencia.

Estos rastreadores a veces se usan en sistemas de bombeo foto voltaicos. El controlador consume energía, con el costo asociado, de modo que son efectivos en razón de costo solamente en unos pocos sistemas. En general, las unidades de control de potencia deben emplearse con discreción. Las unidades de control electrónico ultramodernas pueden ser contraproducentes si por casualidad dan al traste con el sistema a tal punto de nulificar cualquier aporte benéfico.

Este es un problema especialmente crítico si tales equipos se encuentran en lugares donde el mantenimiento de rutina y los servicios de reparación de electrónica de avanzada son difíciles de obtener.

CONTROLADORES DE CARGA

La funcion principal de los paneles foto voltaicos es el recargar las baterías. Esto no es cosa fácil. Para lograrlo eficientemente, y así, prolongar la vida de las baterías y a la vez prolongar la vida de los paneles foto voltaicos, se requiere de una gran calidad en los controladores de recarga.

Las funciones de los controladores de carga segun el fabricante son las siguientes:

- Permitir y controlar el flujo de energía del panel a la batería.
- Llevar a la batería a su nivel de flotación (recarga al 100 %) cortando en este punto la recarga, previniendo de esta manera un envejecimiento acelerado, una exagerada gasificación y otros daños que acaban con la vida de la batería.
- Algunos controladores realizan la función extra "LVD" (Low Voltaje disconnect "Desconexión en bajo voltaje"), este controla el flujo de energía de la batería a la carga, sensa el voltaje de la baterías y si que está por debajo del límite preestablecido, desactiva protegiendo así a la batería de una descarga profunda.
- Otros controladores operan mediante un interruptor fotosensor que permite activar y desactivar una carga al detectar la obscuridad, manteniendo la carga activa ya sea durante toda la noche o tan sólo un lapso programable, dependiendo de las necesidades.

MÉTODO PARA CALCULAR Y BALANCEAR UN SISTEMA FOTO VOLTAICO

Para calcular y poder efectuar un balanceo correcto de un sistema foto voltaico, existe un método sencillo, expresado en la siguiente hoja:

Parte 1

NOMBRE DEL APARATO.	CANTIDAD DE APARATOS IGUALES	CONSUMO DEL APARATO WATTS	FRECUENCIA DE USO DIARIO HORAS AL DIA	FRECUENCIA DE USO SEMANAL DIAS A LA SEMANA	CONSUMO DEL APARATO WATTS POR SEMANA
		X	X	X	=
		X	X	X	=
		X	X	X	=
				SUMATORIA TOTAL DEL SISTEMA =	

Parte 2

SUMATORIA TOTAL DEL SISTEMA	DIAS POR SEMANA	CONSUMO DEL SISTEMA DIARIO WATTS-HORA
/	7 =	

Parte 3

CONSUMO TOTAL DEL SISTEMA DIARIO WATTS-HORA	FACTOR DE CORRECCION PARA PANELES	HORAS DE SOL PICO	NECESIDADES DE MODULOS WATTS
	X 1.23	/ 5.50	=

Parte 4

CONSUMOS TOTALES DEL SISTEMA DIARIO WATTS-HORA	VOLTAJE BATERIAS	FACTOR DE CORRECCION ACUMULADORES	DIAS DE AUTONOMIA	NECESIDADES EN AMP-HORA DE BATERIAS
/	12	X 1.58	X 3	=

Antes de llenar lo anterior, debemos de contar con los siguientes datos: Nombre del aparato, cantidad de cada aparato igual, consumo del aparato (watts), frecuencia de uso diario (horas al día), frecuencia de uso semanal (cuántos días de la semana se piensa usar cada aparato)

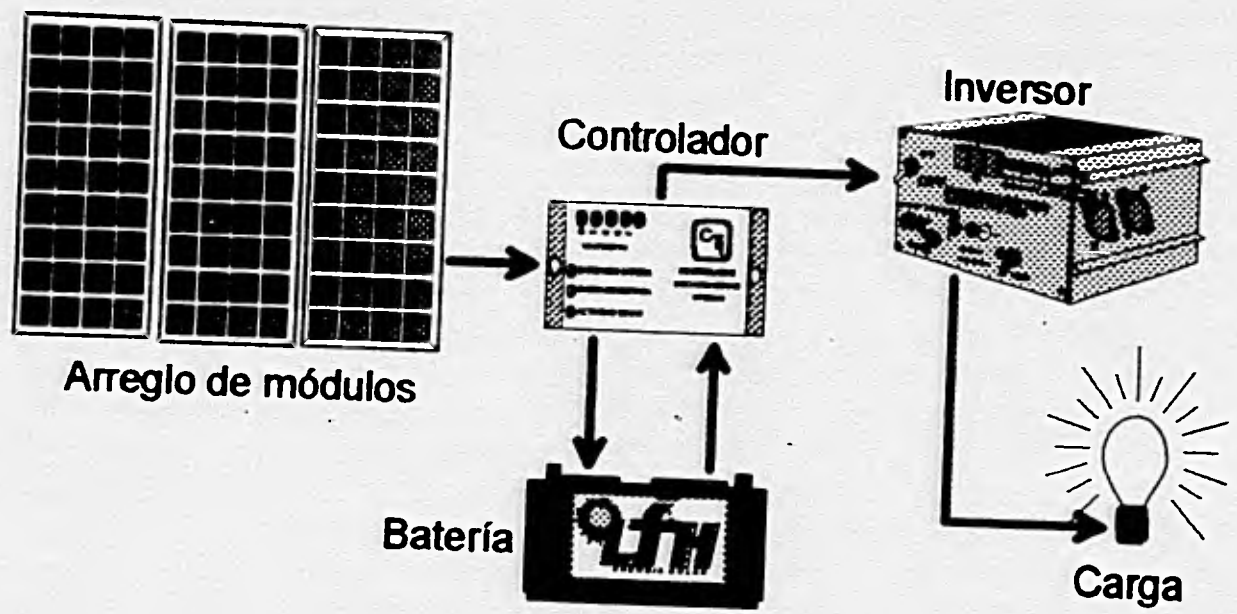
Luego se procede a llenar la primera parte. Después de realizar algunas multiplicaciones, tenemos ya los consumos del aparato en watts por semana, se suman estos en la forma vertical y llenamos el valor de esta sumatoria a la segunda parte.

Se divide entre 7 y obtenemos el consumo total del sistema diario, este dato nos servirá para calcular la tercera y cuarta parte, haciendo las multiplicaciones y divisiones adecuadas y tendremos:

- Necesidades de módulos (watts) y podemos ver las necesidades de paneles (parte 3).
- Necesidades de baterías (Amper-Hora) y podemos ver las necesidades de (parte 4).

Teniendo los resultados, podemos proceder a escoger el número y modelo de panel adecuado, así como en el caso de baterías.

CAPITULO IV
EJEMPLO DE ELECTRIFICACIÓN DE UN FRACCIONAMIENTO RESIDENCIAL



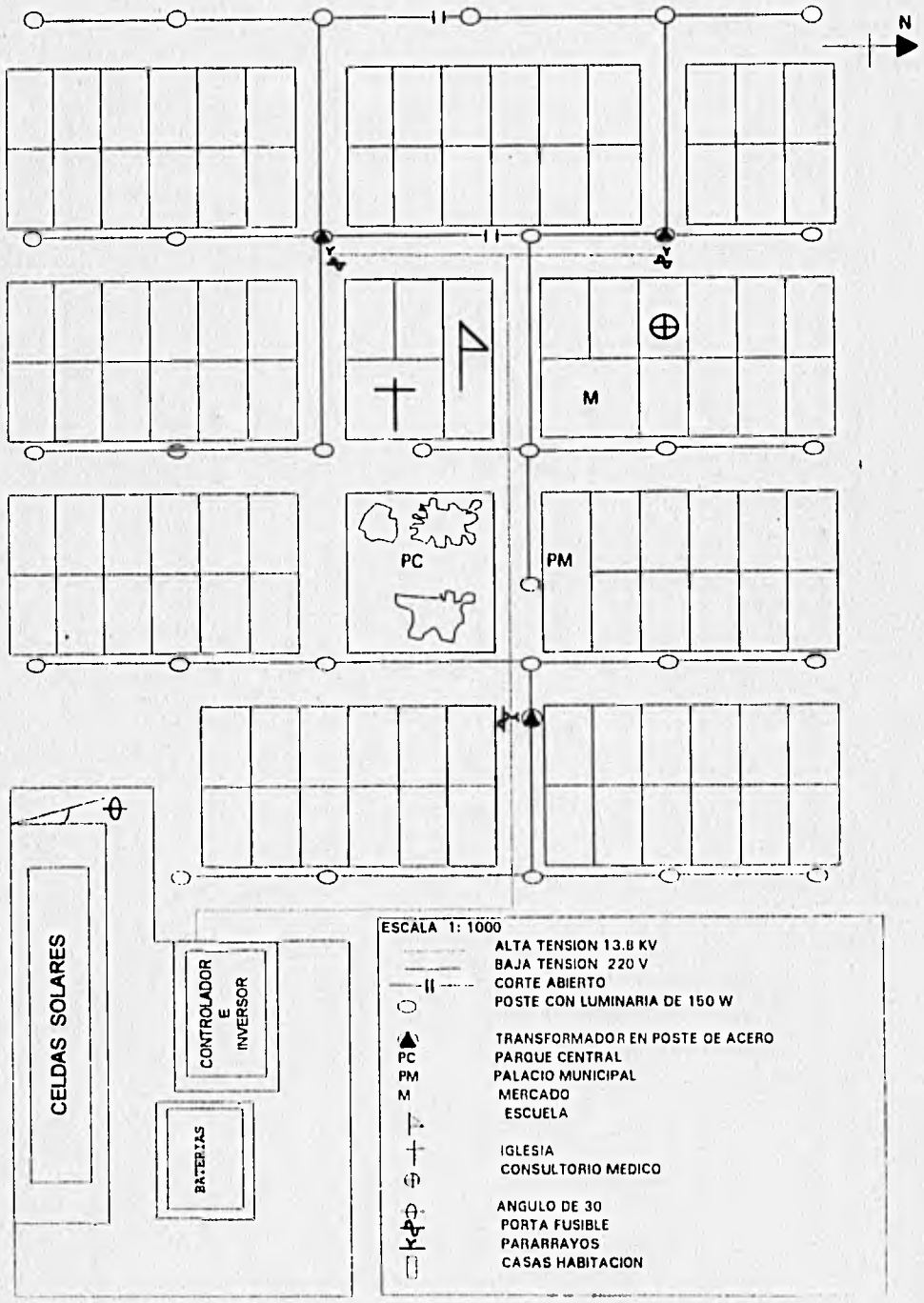
SISTEMA FOTO VOLTAICO (FV) SIMPLE.

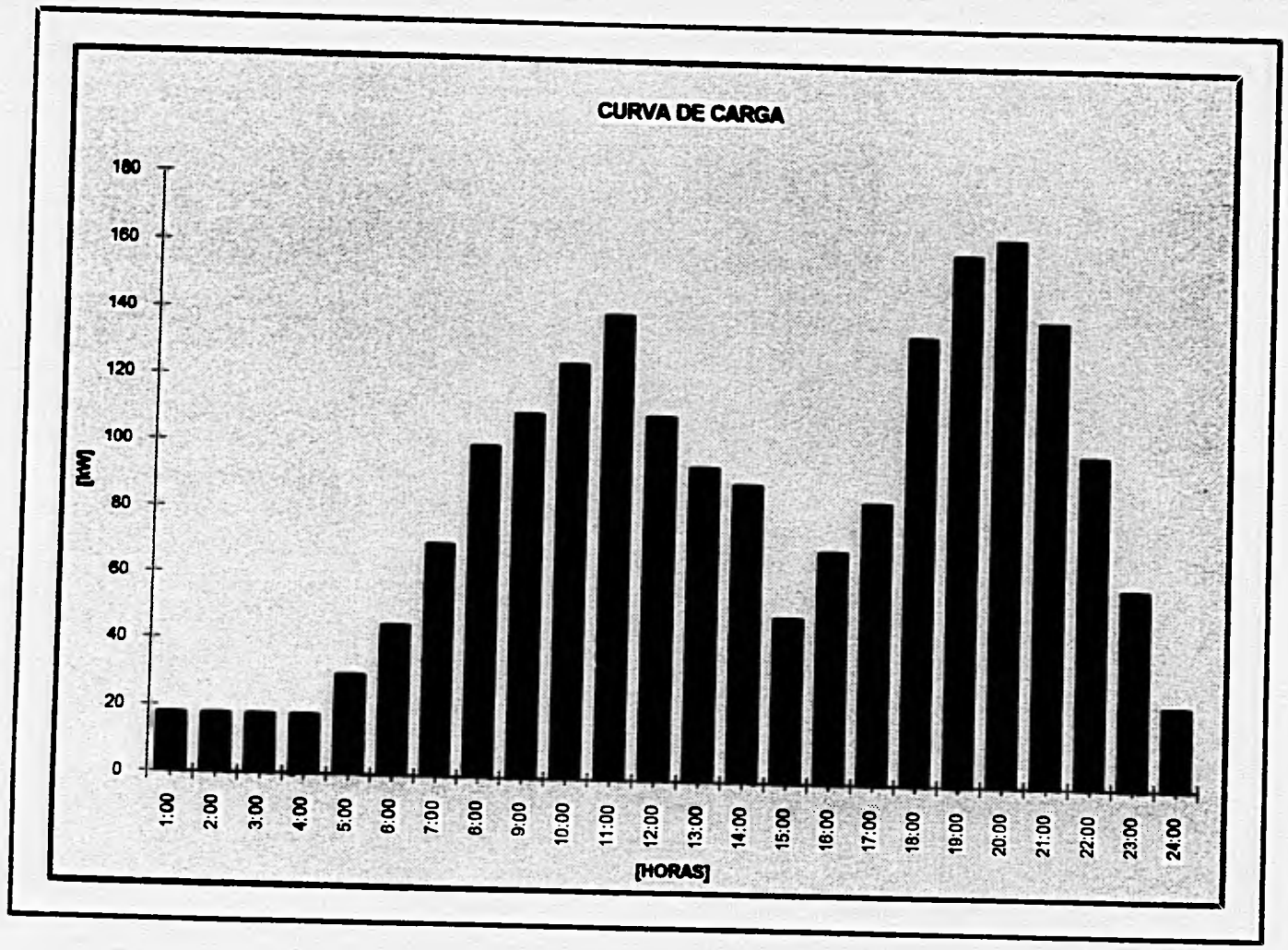
Tipo de carga.	Carga [kW]	No.de usuarios.	Total de carga [kW].
Residencial	1.5	100	150
Clinica	1	1	1
Iglesia	2	1	2
Tiendas y abarrotes	1	1	1
Boneteria	0.8	1	0.8
Farmacia	0.8	1	0.8
Colegio	2	1	2
Dependencias de gobierno	5	1	5
Mercado	3	1	3
Molíno	1.7	2	3.4
Papelería	0.7	1	0.7
Panadería	0.4	1	0.4
Industrias varías	5	1	5
Extra	3	1	3

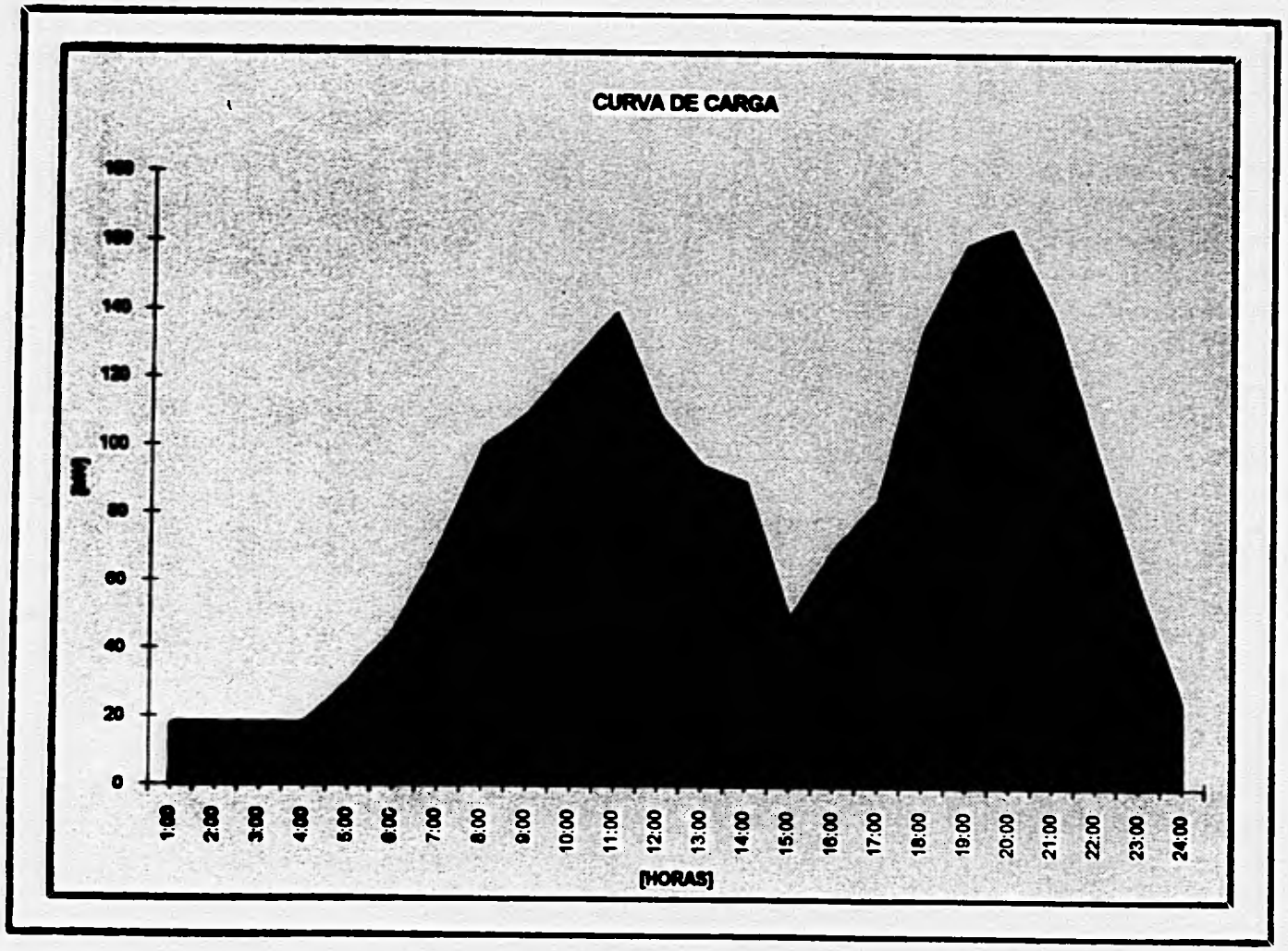
TABLA DE CARGAS

Tipo de carga.	Carga [kW]	No.de usuarios.	Total de carga [kW].	Total de carga [kW] con FC=0.5
Residencial	1.5	100	150	75
Clinica	1	1	1	0.5
Iglesia	2	1	2	1
Tiendas y abarrotes	1	1	1	0.5
Boneteria	0.8	1	0.8	0.4
Farmacia	0.8	1	0.8	0.4
Colegio	2	1	0	0
Dependencias de gobierno	5	1	0	0
Mercado	3	1	0	0
Molino	1.7	2	0	0
Papelería	0.7	1	0.7	0.35
Panadería	0.4	1	0.4	0.2
Industrias varías	5	1	5	2.5
Extra	3	1	3	1.5
TOTAL			**164.7**	**82.35**

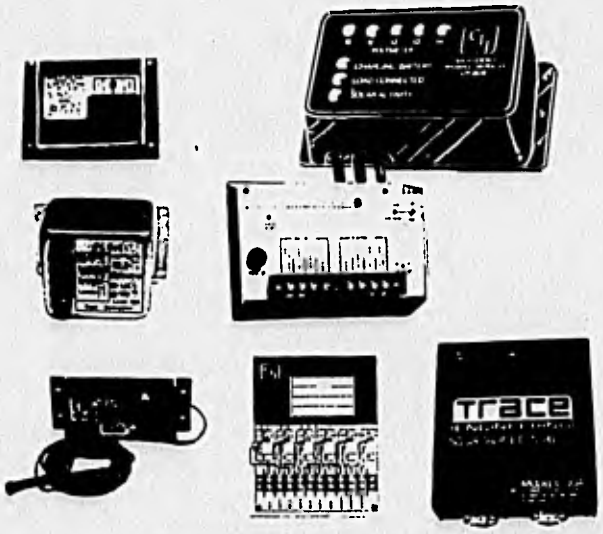
CARGA A LAS 19:00 HORAS.


N
M
PC
PM
θ
CELDAS SOLARES
CONTROLADOR E INVERSOR
BATERIAS
ESCALA 1: 1000
ALTA TENSION 13.8 KV
BAJA TENSION 220 V
CORTE ABIERTO
POSTE CON LUMINARIA DE 150 W
TRANSFORMADOR EN POSTE DE ACERO
PC PARQUE CENTRAL
PM PALACIO MUNICIPAL
M MERCADO
ESCUELA
IGLESIA
CONSULTORIO MEDICO
ANGULO DE 30
PORTA FUSIBLE
PARARRAYOS
CASAS HABITACION


CURVA DE CARGA
[kW]
0
20
40
60
80
100
120
140
160
180
1:00
2:00
3:00
4:00
5:00
6:00
7:00
8:00
9:00
10:00
11:00
12:00
13:00
14:00
15:00
16:00
17:00
18:00
19:00
20:00
21:00
22:00
23:00
24:00
[HORAS]


CURVA DE CARGA
[MW]
0
20
40
60
80
100
120
140
160
180
200
1:00
2:00
3:00
4:00
5:00
6:00
7:00
8:00
9:00
10:00
11:00
12:00
13:00
14:00
15:00
16:00
17:00
18:00
19:00
20:00
21:00
22:00
23:00
24:00
[HORAS]

Controladores de Carga Solar



RESUMEN Y ESPECIFICACIONES DE LOS CONTROLADORES

Modelo	Volts.	Amps.	Tipo de control	Opción LVD	Características típicas
C-30A	12-24V	30A	On-Off	30A	[illegible]
ASC-12 16	12V	16A	On-Off	NA	[illegible]
PLC-1	12V	16A	Multi-estado	20A	[illegible]
PLC-1P	12V	16A	Multi-estado	20A	[illegible]
PLC-1T	12V	16A	Multi-estado	20A	[illegible]
SCID-12 10	12V	NA	NA	10A	[illegible]
SCIT-12 30	12V	NA	NA	30A	[illegible]
CTI-30LVD	12-24V	30A	On-Off	30A	[illegible]
CTI-30TM	12V	30A	Multi-estado	30A	[illegible]
CTI-20LVD	12V	20A	Multi-estado	20A	[illegible]
CTI-20	12V	20A	Multi-estado	NA	[illegible]
CTI-10LVD	12V	10A	Multi-estado	10A	[illegible]
CTI-10	12V	10A	Multi-estado	NA	[illegible]
CTI-2490LVD	24V	90A	Multi-estado	30A	[illegible]
CTI-2490	24V	90A	Multi-estado	NA	[illegible]
CTI-4590LVD	48V	90A	Multi-estado	30A	[illegible]
CTI-4590	48V	90A	Multi-estado	NA	[illegible]

[illegible]

HELIOTECNICA SA de CV

EQUIPOS Y SISTEMAS PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA SOLAR

SISTEMAS ECOTECNOLOGICOS INTEGRADOS ASESORIA Y PROYECTO

AVE.ACUEDUCTO 402 - B TLALPAN.MEXICO D.F. CP 14370

TEL 573-1659 FAX 655-4958

Inversor de Voltaje

RESUMEN Y ESPECIFICACIONES DE LOS INVERSORES

Modelo	Rango de Voltaje a la Entrada	Voltaje de Salida	Potencia Máxima de Salida	Potencia Contínua de Salida	Consumo en Entrada	Forma de Onda a 60 Hz.	Efi-cien-cia	Protección	Opción
POW-200	10 a 15 VCD	115 VCA True RMS	400 W	140 W	25mA 12V	Senoidal modificada	95 %	Sobrecarga, bajo voltaje	
UPG-400	10 a 16 VCD	115 VCA True RMS	3000 W	400 W	90mA 12V	Senoidal modificada	95 %	Sobrecarga, bajo voltaje	Control Remoto
UPG-700	10 a 16 VCD	115 VCA True RMS	3000 W	700 W	90mA 12V	Senoidal modificada	95 %	Sobrecarga, bajo voltaje	Control Remoto
UPG-1300	10 a 16 VCD	115 VCA True RMS	6000 W	1300 W	90mA 12V	Senoidal modificada	95 %	Sobrecarga, bajo voltaje	Control Remoto
612	10 a 16 VCD	117 VCA	1800 W	700 W	25mA 12V	Sen modif impulso fase	95 %	Sobrecarga, alto y bajo V	Inv. Carg. 612 SB
2012	10 a 16 VCD	117 VCA	6000 W	1400 W	30mA 12V	Sen modif impulso fase	95 %	Sobrecarga, alto y bajo V	Inv. Carg. 2012 SB
724	20 a 32 VCD	117 VCA	1500 W	600 W	16mA 24V	Sen modif impulso fase	95 %	Sobrecarga, alto y bajo V	Inv. Carg. 724 SB
2524	20 a 32 VCD	117 VCA	6000 W	1600 W	18mA 24V	Sen modif impulso fase	95 %	Sobrecarga, alto y bajo V	Inv. Carg. 2524 SB
2248	39 a 61 VCD	117 VCA	6000 W	1500 W	22mA 48V	Sen modif impulso fase	95 %	Sobrecarga, alto y bajo V	Inv. Carg. 2248 SB
PC-300	11 a 15 VCD	115 VCA RMS	500 W	300 W	0.5A 12V	Senoidal modificada	95 %	Sobrecarga, bajo voltaje	
PV-1200FC	11 a 15 VCD	120 VCA	2400 W	1200 W	2A 12V	Senoidal modificada	95 %	Sobrecarga, bajo voltaje	Control Remoto

Especificaciones sujetas a cambios sin previo aviso. Las especificaciones de los inversores [illegible]
Las especificaciones eléctricas son típicas de unidades de producción.

HELIOTECNICA SA de CV

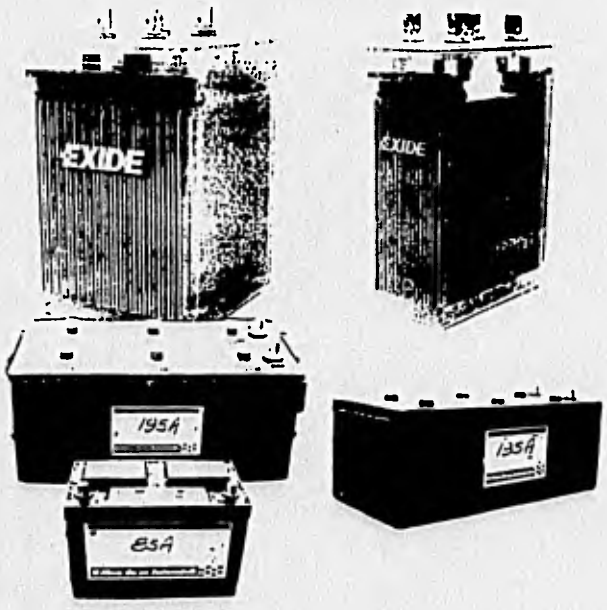
EQUIPOS Y SISTEMAS PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA SOLAR

SISTEMAS ECOTECNOLOGICOS INTEGRADOS . ASESORIA Y PROYECTO

AVE.ACUEDUCTO 402 - B TLALPAN.MEXICO D.F. CP 14370

TEL 573-1659 FAX 655-4958

Acumuladores



RESUMEN Y ESPECIFICACIONES DE LOS ACUMULADORES

Modelo	Cap. Nom. A-H	Volts. Oper.	Aleación	Ancho	Largo	Alto	Peso Kgs.	Prof. de Descarga	Vida Util en ciclos
11-FF	50	12	Híbrida	17.20	31.50	22.50	21.50	70 %	500-700
13-JD	65	12	Híbrida	17.50	34.50	23.10	27.50	70 %	500-700
FP-31-17	55	12	Híbrida	17.00	32.50	24.50	25.70	70 %	300-500
FP-31-19	100	12	Híbrida	17.00	32.50	24.50	25.30	70 %	300-500
23-E	135	12	Híbrida	21.00	50.90	20.40	43.80	70 %	500-700
27-C	195	12	Híbrida	27.90	51.90	24.00	64.00	70 %	500-700
FHP-13	350	2	Pb-Sb	25.65	13.10	45.46	38.10	80 %	1.500
FHP-17	1.064	2	Pb-Sb	36.83	13.65	57.65	101.15	80 %	1.500
FHP-33	2.000	2	Pb-Sb	36.83	33.52	57.65	260.57	80 %	1.500
EHGS-15	504	2	Pb-Sb	25.65	17.40	45.46	40.82	80 %	2.000
EHGS-21	720	2	Pb-Sb	25.65	21.84	45.46	53.97	80 %	2.000
FHGS-17	1.216	2	Pb-Sb	36.83	20.96	57.65	101.15	80 %	2.000
FHGS-25	1.820	2	Pb-Sb	36.83	33.52	57.65	245.32	80 %	2.000
FHGS-29	2.150	2	Pb-Sb	36.83	33.52	57.65	260.57	80 %	2.000

Especificaciones sujetas a cambios sin previo aviso
Las especificaciones de los Acumuladores individuales pueden variar.
Las especificaciones eléctricas son típicas de un dado de producción.

HELIOTECNICA SA de CV

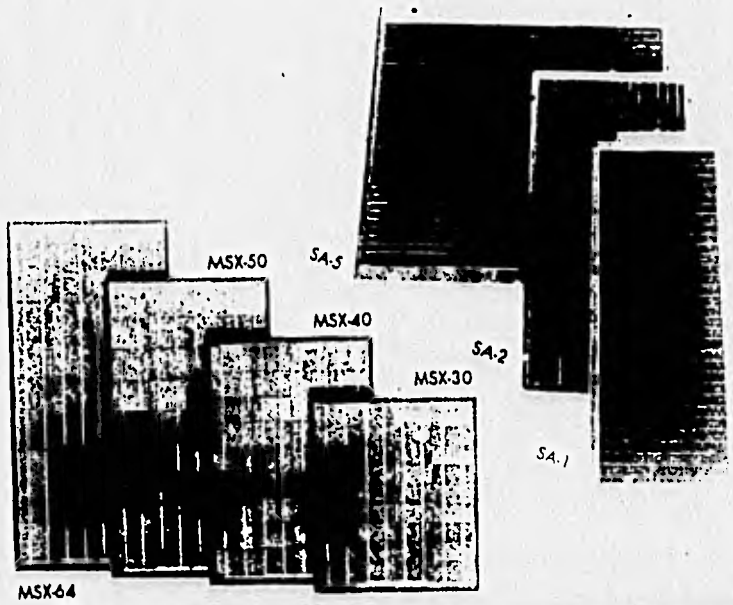
EQUIPOS Y SISTEMAS PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA SOLAR

SISTEMAS ECOTECNOLOGICOS INTEGRADOS . ASESORIA Y PROYECTO

AVE.ACUEDUCTO 402 - B TLALPAN.MEXICO D.F. CP 14370

TEL 573-1659 FAX 655-4958

Módulos Fotovoltáicos



MSX-64
60
56
53

RESUMEN Y ESPECIFICACIONES DE LOS MODULOS SOLAREX

	Volts. Nom.	Amps. a Potencia Máxima	Volts. a Potencia Pico	Watts Nom.	Largo (Cms.)	Ancho (Cms.)	Espesor (Cms.)	Peso (Kgs.)
MSX-53	12	4.85A	17.1V	53W	110.52	66.04	5	9.50
MSX-77	12	4.56A	16.9V	77W	110.52	66.04	5	9.50
MSX-64	12	3.66A	17.5V	64W	110.52	50.16	5	7.20
MSX-60	12	3.50A	17.1V	60W	110.52	50.16	5	7.20
MSX-56	12	3.35A	16.8V	56W	110.52	50.16	5	7.20
MSX-50	12	2.92A	17.1V	50W	92.73	50.16	5	6.30
MSX-40	12	2.31A	17.1V	40W	76.40	50.16	5	5.35
MSX-30	12	1.75A	17.1V	30W	59.20	50.16	5	3.86
MSX-15	12	1.10A	16.8V	18W	42.10	50.16	5	2.95
MSX-10	12	0.55A	17.1V	10W	42.00	26.00	2.3	1.50
MSA-10	12	0.55A	17.5V	10.2W	67.40	31.20	2.08	2.17
SA-5	12	0.29A	17.5V	5.1W	34.54	34.54	2.08	1.50
SA-2	12	0.15A	14.5V	2.2W	34.62	17.15	1.27	0.60

HELIOTECNICA SA de CV

EQUIPOS Y SISTEMAS PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA SOLAR

SISTEMAS ECOTECNOLOGICOS INTEGRADOS . ASESORIA Y PROYECTO

AVE.ACUEDUCTO 402 B TLALPAN.MEXICO D.F. CP 1437

TEL 573-1659 FAX 655-4958

CALCULO Y BALANCEO DEL SISTEMA FOTO VOLTAICO.

-Parte I.-

Intervalo	Consumo del sistema en [kW]	Frecuencia de uso diario [horas al día]	Frecuencia de uso semanal [dias a la semana]	Consumo del sistema en [kW por semana]
0:00-1:00	18	1	7	126
1:00-2:00	18	1	7	126
2:00-3:00	18	1	7	126
3:00-4:00	18	1	7	126
4:00-5:00	30	1	7	210
5:00-6:00	45	1	7	315
6:00-7:00	70	1	7	490
7:00-8:00	100	1	7	700
8:00-9:00	110	1	7	770
9:00-10:00	125	1	7	875
10:00-11:00	140	1	7	980
11:00-12:00	110	1	7	770
12:00-13:00	95	1	7	665
13:00-14:00	90	1	7	630
14:00-15:00	49.7	1	7	347.9
15:00-16:00	70	1	7	490
16:00-17:00	85	1	7	595
17:00-18:00	135	1	7	945
18:00-19:00	160	1	7	1120
19:00-20:00	164.7	1	7	1152.9
20:00-21:00	140	1	7	980
21:00-22:00	100	1	7	700
22:00-23:00	60	1	7	420
23:00-24:00	25	1	7	175

Sumatoria total del sistema 13 834.80

Factor de carga: Fc = Demanda media/Demanda máxima

Fc= 82.35 / 164.7 = 0.5

-Parte II.-

Sumatoria total del sistema [kW-semana]	Entre	Dias por semana	Consumo del sistema diario [kWatts-hora]
13 834.80	/	7	= 1 976.4

-Parte III.-

Consumo total del sistema diario [kW-h]	Por	Factor de corrección para paneles	Entre	Horas de sol pico	Necesidades de módulos [kW]	=>	Número de módulos modelo MSX-83
1 976.40	X	1.23	/	7	= 347.2817	=>	4184.11

∴ Se ocupan 4 185 módulos

-Parte IV.-

Consumo total del sistema diario [kW-h]	Entre	Voltaje de las baterías [V]	Por	Factor de corrección de acumuladores	Por	Dias de autonomía	Necesidades de A-h de baterías	Número de baterías modelo FHGS-29 de 2[V] y 2 130 [A-h]
1 976.40	/	48	X	1.58	X	3	= 195 169.5	=> 91.628

=> Se ocupan 92 Baterías de 2 [V] x 24 Juegos

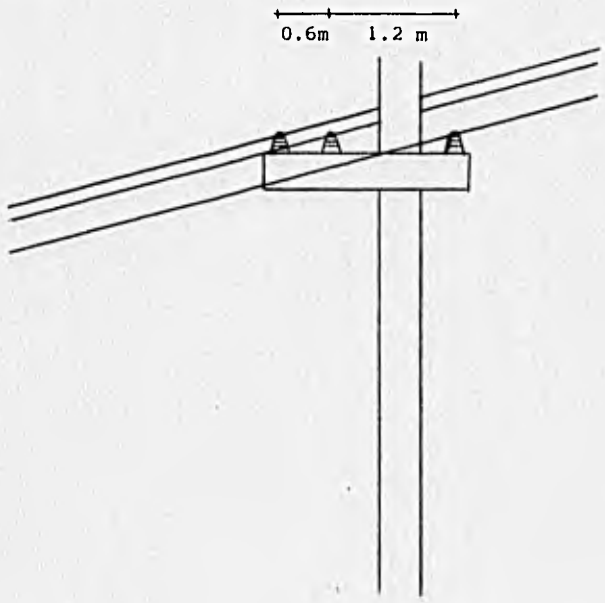
= 2199.09 Baterías con juegos de 24

∴ Se ocupan 2208 Baterías de 2 [V]

CALCULO DE REGULACIÓN

-Mediana tensión (considerada como línea corta).

Arreglo de conductores sobre el poste.-



Datos: Voltaje en la generación 13.8 kV

frecuencia f=60 Hz

temperatura T=50°C

Longitud de la línea en el extremo receptor L=230 m=0.1429 Millas

Capacidad máxima de transmisión 164.7 kW

Factor de potencia Fp=0.9 atrasado.

Desarrollo.-

$$DMG=\sqrt[3]{(0.6)(1.2)(1.8)} = 1.09 \text{ m}=3 \text{ ft } 6.924\text{In}$$

tomando el cable ASCR 1/0 AWG

Datos.-

Diámetro externo 0.398 Pulgadas.

Radio medio geométrico 0.00446 ft

Resistencia R=1.12 Ω /Milla

Reactancias inductivas X_a=0.656 Ω/milla

X_d=0.1549 Ω/milla

$X_L=X_a + X_d$ = 0.8109 Ω/milla

R= (1.12Ω/milla)(0.1429milla) = 0.16 Ω

X_L=(0.8109Ω/milla)(0.1429milla)= 0.1159 Ω

$\overline{Z}$= R + X_L = 0.16 + j 0.1159 Ω

$\overline{V}_G= \overline{I}\,\overline{Z} + \overline{V}_R$

$\overline{V}_R=\overline{V}_G - \overline{I}\,\overline{Z}$

$I= P/(\sqrt{3}\, V_G \cos\theta)=164.7/(\sqrt{3} \times 13.8 \times 0.9) = 7.6562$ [A]

$\overline{V}_{R\,f\text{-}n}= 13.8\,\underline{|0^o}/\ 3\ - (7.6562\,\underline{|-25.8419})(0.16 + j\,0.1159)$

$\overline{V}_{R\,f\text{-}n}= 7.9659\,\underline{|-0.001903}$ [kV]

$\overline{V}_{R\,f\text{-}f}= 7.9659\sqrt{3}\,\underline{|-0.001903+30^o}=13.7974\,\underline{|29.9981^o}$ [kV]

% Reg= (V_G - V_R / V_R) x 100 = (13.8 - 13.7974/ 13.7974) x 100

% Reg= 0.0188 %

-Perdidas Joule

$I = P/(\sqrt{3}\, V_G \cos\theta) = 82.35 / (\sqrt{3} \times 13.8 \times 0.9) = 3.8281$ [Ah]

Perd= $3\, R\, I^2 = 3 \times 0.16 \times 3.8281^2$ =7.0341 [Wh]

$\eta_{\%} = P_R \times 100 / P_G = (P_G - Perd) \times 100 / P_G$

$\eta_{\%} = (82.35 - 7.0341) \times 100 / 82.35$

$\eta_{\%}$=99.9914 %

-Baja tensión.

Con cable 4 AWG de cobre de 7 torones

Voltaje inicial Vi = 220 Volts

Frecuencia f = 60 Hz

Temperatura T = 50 °C

Factor de potencia Fp = 0.9 Atrasado

Factor de carga Fc = 0.5

R= 0.9625 Ω/ km

Carga de T_1= 26.75 kWh

T_2= 27.1 kWh

T_3= 28.5 kWh

Total 82.35 kWh

Cargas para los puntos mas lejanos.-

T_1= 9.5 kWh => $I_1 = 9.5/(\sqrt{3} \times 220 \times 0.9) = 27.7011$ [A]

T_2= 10 kWh => $I_2 = 10/(\sqrt{3} \times 220 \times 0.9) = 29.1591$ [A]

T_3= 9 kWh => $I_3 = 9/(\sqrt{3} \times 220 \times 0.9) = 26.2432$ [A]

% Reg = (Vi - Vf) x100 / Vf

$V_f = 220/\sqrt{3} - R\,I$

Para T_1: $L_1 = 100$ [m]

$R_1 = (0.9625\ \Omega/km)(0.10\ km) = 0.963\ [\Omega]$

$V_{fT1} = 127 - (0.963)(27.7011) = 124.3407$ [V]

% Reg $_{T1}$ = (127 -124.3407) x 100 / 124.3407

% Reg $_{T1}$ =2.1387 %

Para T_2: $L_2 = 120$ [m]

$R_2 = (0.9625\ \Omega/km)(0.12\ km) = 0.1155\ [\Omega]$

$V_{fT2} = 127 - (0.1155)(29.1591) = 123.5738$ [V]

% Reg $_{T2}$ = (127 - 123.5738) x 100 / 123.5738

% Reg $_{T2}$ = 2.7726 %

Para T_3: $L_3 = 110$ [m]

$R_3 = (0.9625\ \Omega/km)(0.11\ km) = 0.1059\ [\Omega]$

$V_{fT3} = 127 - (0.1059)(26.2432) = 124.2215$ [V]

% Reg $_{T3}$ = (127 - 124.2215) x 100 / 124.2215

% Reg $_{T3}$ = 2.2367 %

-Perdidas Joule.

$P_{erd} = I^2 R$

$\%\eta = P_R \times 100 / P_G = (P_G - P_{erd}) \times 100 / P_G$

Para T_1 = 26.75 [kWh]

$I_1 = 26.75/(\sqrt{3} \times 220 \times 0.9) = 78.0006$ [Ah]

$L_{total1} = 310$ [m]

$P_{erd1} = (78.0006)^2(0.9625\ \Omega/km \times 0.310\ km)$

$P_{erd1} = 1815.3414$ [Wh]

$\%\eta_1 = (26.75 - 1.8153) \times 100 / 26.75$

$\%\eta_1 =$ **93.2138 %**

Para $T_2 = 27.10$ [kWh]

$I_2 = 27.10/(\sqrt{3} \times 220 \times 0.9) = 79.0212$ [Ah]

$L_{total2} = 295$ [m]

$P_{erd2} = (79.0212)^2(0.9625\ \Omega/km \times 0.295\ km)$

$P_{erd2} = 1773.0051$ [Wh]

$\%\eta_2 = (27.10 - 1.7730) \times 100 / 27.10$

$\%\eta_2 =$ **93.4575 %**

Para $T_3 = 28.5$ [kWh]

$I_3 = 28.50/(\sqrt{3} \times 220 \times 0.9) = 83.1034$ [Ah]

$L_{total3} = 320$ [m]

$P_{erd3} = (83.1034)^2(0.9625\ \Omega/km \times 0.32\ km)$

$P_{erd3} = 2127.1019$ [Wh]

$\%\eta_3 = (28.5 - 2.1271) \times 100 / 28.5$

$\%\eta_3 =$ **92.5365 %**

ANALISIS DE COSTOS.

-Costo de la planta.

Cantidad	Modelo	Costo Unitario	Costo total
2208 acumuladores	FHGS-29	N$ 200.00	N$441,600.00
4185 módulos F.V.	MSX-83	263.00 USD	1,100,655.00 USD
controlador carga	Alta eficiencia	880.00 USD	880.00 USD
Inversor de voltaje	Alta eficiencia	N$ 25,000.00	N$ 25,000.00

1 USD = N$ 3.3 **Costo total del sistema N$ 4,101,665.50**

-Tiempo de vida de los equipos.

Equipo	Años	Garantía
Acumuladores	25 a 30	22 años
Módulos F.V.	60 a 80	30 años

-Líneas de distribución.

Tensión de operación [V]	Longitud [m]	Perdidas [Wh]
13,800	250	7.0341
127	925	5,715.4484
Total	**1,175**	**5,722.4825**

-Costo de energía en el primer ciclo de vida.

Ciclo considerado de 30 años

Energía 82.35 [kWh]

En 30 años 21,641,580 [kWh/ciclo]

Mantenimiento anual N$ 25,200.00

Costo del primer ciclo de vida.

C_T= Costo de la planta + Mantenimiento

C_T= 4,101,665.50 + 756,000 = N$ 4,857,665.50

Costo de la energía en el primer ciclo de vida: $/kWh

E_{ciclo}= N$ 4,857,665.50/21,641,580

E_{ciclo}= N$ 0.2245 / kWh

-Costos de energía en el sistema.

Energía	Energía [kWh]	Costos [N$]
Facturada	76.6275	17.2029
Perdidas	5.7225	1.2847
Total distribuida	82.35	18.4876

-Ingresos y egresos.

Ingresos.-

Movimiento	Mensuales	Anuales
Venta de energía	12,306.34	147,676.08

Egresos.-

Mantenimiento	2,100.00	25,200.00
Perdidas	937.83	11,253.97

CONCLUSIONES

Después del estudio realizado, se puede decir que México está situado geográficamente en una región del planeta, en donde se tiene una gran riqueza en luz solar, ya que tenemos zonas que van desde 5 hasta 9.3 horas de insolación promedio diario/anual; esto nos da pie a ver este fenómeno como recurso natural, el cual se debe explotar como recurso energético.

En comunidades rurales que carecen de electricidad, una ideal diferente a los métodos convencionales de producción de energía eléctrica, es la energía solar. El suministro de energía eléctrica es un factor determinante en el desarrollo socioeconómico, comercial y agroindustrial de estas comunidades, ya que con ello ingresan a tener mayores oportunidades de educación, con el acceso de la radio y televisión; con el alumbrado ampliar sus horarios laborales y de estudio; se elimina el aislamiento social ya que se tienen accesos a sistemas de radio-comunicación. La energía solar tiene grandes ventajas debidas a su gran bondad y sencillez de trabajo: no se tienen problemas ambientales de contaminación, su mantenimiento es muy bajo, son totalmente automáticas y con un sistema de control muy simple, no producen ruido ya que todo el equipo empleado es electrónico con circuitos de estado sólido, no requieren de combustible alguno, solamente la radiación solar que es prácticamente ininterrumpible, por ser modular es fácilmente expandible con el crecimiento de la carga. Es muy importante destacar que en lo que respecta al uso de la energía se deberán imponer a los usuarios las siguientes restricciones:

-No se permitirá el uso de calefacción y aire acondicionado.

-No se deberá cocinar con energía eléctrica.

-El alumbrado deberá ser a base de luminarios de buena eficiencia y no usar lamparas incandecentes.

-Los refrigeradores se deberán restringir en comercios existentes.

Como todo sistema creado por el hombre, este tipo de energía tiene también sus desventajas la principal es el costo de la inversión inicial que es alta, también tiene una limitada capacidad de sobrecarga y en donde la comunidad deberá aprender a vivir con las cantidades de energía asignadas por familia y por día si se rebasa la capacidad de carga del orden diseñado el servicio se interumpe, la capacidad de la planta foto voltaica solamente se puede ampliar agregando módulos y baterías; para este tipo de plantas se requieren de superficies considerables en un sistema centralizado, en un distribuido cada casa requerirá de un sistema adicional. La economía de los sistemas centralizados foto voltaicos comparados con los distribuidos, esta en que el costo de la red de distribución se compensa con el hecho de que solo se requiere de un solo equipo de control el cual será mas fácil de instalar y manejar el arreglo foto voltaico central y su banco de baterías. El arreglo de la red de distribución se selecciona tomando en cuenta varios tipos de estructuras (capitulo II) y de acuerdo con los parámetros de densidad de carga, tipo de carga, localización de la carga, área de expansión de la carga y continuidad del servicio sin descuidar la calidad de la energía por la economía y perdidas de la misma.

En lo que respecta a la generación por medios eólicos podemos decir que es una energía alternativa la cual es viable cuando la disposición del viento en velocidad y dirección es buena, estos sistemas pueden proporcionar energía a bajo costo,si se cumple la condición anterior, pueden producir cantidades significativas de energía. Las cuales no causan contaminación alguna ya que producen energía sin procesos térmicos, solo dependen del viento, no tienen costos por combustibles. Con un diseño adecuado y buen mantenimiento se tiene buena confiabilidad. Una desventaja con la que se cuenta es la irregularidad del recurso energético con lo que se genera, que es el viento.

En la República Mexicana existen zonas en donde el sistema sería pobre y requeriría de un respaldo en generación para garantizar la continuidad del servicio. Los aerogeneradores se pueden acoplar con otros sistemas de generación eléctrica, dando por resultado sistemas híbridos, pero estos solo funcionaran cuando los recursos eólicos lo justifiquen; otra desventaja de los aerogeneradores es que se deben espaciar por lo menos diez veces el diámetro de las aspas, por lo que se requieren extensiones de terreno considerables para su instalación, algunos autores lo consideran a esto como contaminación.

Durante la última década, el interés por desarrollar tecnologías que permitan aprovechar nuevas fuentes de energía ha crecido, las alzas de los precios que que han sufrido los hidrocarburos han despertado nuevas ideas con respecto al problema energético, dado que nuestra economía actualmente está basada en recursos energéticos no renovables, en donde las reservas de estos se van agotando poco a poco entonces existe la necesidad de cambiar a economías que tengan otro tipo de bases energéticas a las convencionales que existen para la producción de energía eléctrica, como la eólica y la solar. Por todo lo anterior, resulta conveniente que la base energética de cualquier economía se diversifique utilizando racionalmente todos los recursos naturales con que se cuentan para satisfacer las necesidades y requerimientos de la sociedad.

BIBLIOGRAFÍA

• LAS COORDENADAS HORARIAS DE LA TRAYECTORIA DIARIA DEL SOL SOBRE EL HORIZONTE Y SU REPRESENTACIÓN POLAR EN LA REPÚBLICA MEXICANA.
A. HERNANDEZ EVERARDO
CENTRO DE INVESTIGACIÓN DE MATERIALES.
U.N.A.M.
1977

• ENERGÍA SOLAR.
FUNDAMENTOS Y APLICACIONES, FOTOTERMICAS.
A. MANRIQUE JOSÉ
EDITORIAL HARLA
1984

• ELECTRICIDAD SOLAR.
ESTUDIO ECONÓMICO DE LA ENERGÍA SOLAR.
WOLFGANG PALZ
EDITORIAL BLUME
UNESCO
1980

• ENERGÍA EÓLICA.
GARCÍA GALLUDO MARIO
PROMOTORA GENERAL DE ESTUDIOS S.A.
1987

• LA ENERGÍA EÓLICA.
TECNOLOGÍA E HISTORIA.
CARLOS DELEITO JUAN
RAMOS CABRERO JUAN
EDITORIAL HERMANN BLUME
1984

• ENERGÍA SOLAR.
BASES Y APLICACIONES.
COBARG C.C.
EDITORIAL PARANINFO
1983

• ATLAS NACIONAL DE MÉXICO.
INSTITUTO DE GEOGRAFÍA
U.N.A.M.
1990

• MÉXICO: ATLAS DE RADIACIÓN SOLAR.
GALINDO ESTRADA IGNACIO
VALDÉS BARRÓN MAURO
INSTITUTO DE GEOFÍSICA
U.N.A.M.
1991

• SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN
ESPINOSA Y LARA ROBERTO
EDITORIAL LIMUSA
1990

• REDES ELÉCTRICAS.
VIQUEIRA LANDA JACINTO
EDITORIAL ALFAOMEGA
1993

• LA ENERGÍA SOLAR
TODO LO QUE SIEMPRE QUISO SABER
SOLAREX
ACUMULADORES MEXICANOS S.A. DE C.V.

• INFORME TÉCNICO-ÉCONOMICO
SOBRE ENERGIA ELÉCTRICA Y GAS EN MÉXICO.
COMISIÓN DE TARIFAS DE ELÉCTRICIDAD Y GAS (COTEG)
1990

• CATÁLOGOS Y ESPECIFICACIONES DE EQUIPO.
HELIOTECNICA S.A. DE C.V.
1994

• DIGITAL INTEGRATED ELECTRONICS
HEBERT TAUB Y DONALD SHILLING
"OSCILADOR ASTABLE"

• SABER ELECTRONICA
INVERSOR PARA LAMPARAS FLOURECENTES
No. 13
AÑO 2

• SOLAR PHOTOVOLTAIC PRODUCTS, A GUIDE FOR
DEVELOPMENT WORKERS
PUBLICADA POR INTERMEDIATE TECHNOLOGY PUBLICATIONS
LONDRES INGLATERRA
1991

• ELECTRIC UTILITY ENGINEERING REFERENCE BOOK
VOL. 3
DISTRIBUTION SYSTEMS
WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION
1959

• RED BOOK
RECOMENDED PRACTICE FOR ELECTRIC POWER DISTRIBUTION
FOR INDUSTRIAL PLANTS.
IEEE
1994