

01129  
4



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA  
FOTOVOLTAICO INTERCONECTADO  
A LA RED ELÉCTRICA**

T E S I S

Que para obtener el Título de:

**INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO**

Presentan:

**Andrade Pérez|Eduardo  
Rojas Silva Miguel Ángel**

DIRECTOR

Ing. Juan José López Márquez



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Ciudad Universitaria; México, D.F.

Diciembre 2003

A



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

# PAGINACION DISCONTINUA

*AGRADECIMIENTOS.*

*A Mis Padres*

*Margarita y Agustín*

*Gracias desde lo más profundo de mi corazón, por todo el apoyo y la confianza brindada para dar un paso tan importante en mi vida y ver mi sueño hecho realidad, con lo cual no hubiera logrado sin sus sabios consejos y palabras de aliento en aquellos momentos difíciles. Sin ustedes esto no hubiera sido posible.*

*Les agradezco humildemente todo lo que han hecho por mí, todo el apoyo, confianza, amor y sobre todo por entenderme y respetar mis decisiones, que en ocasiones fueran las equivocadas, pero que gracias a esa libertad de decisión, aprendí a darme cuenta de los riesgos que tendré que enfrentar en la vida.*

*Para ustedes todo mi agradecimiento y amor.*

*A Mi Hermano.*

*José Luis*

*Te agradezco infinitamente tu amistad, tu cariño y tu comprensión para aquellos momentos difíciles que algún día tuve, pero también por aquellos días de felicidad, como es este momento para mí. Ahora eres tu quien tiene que buscar la misma meta, no me defraudes, se que tienes la agallas y la valentía para lograr lo que te propongas,*

*De todo corazón te agradezco tu amistad, tus consejos y enseñanzas.*

*Gracias hermano.*

*Al Ing. Juan José López Márquez*

*Le agradezco mucho el habernos apoyado en la realización y culminación de este trabajo. Gracias por su apoyo en todo momento, paciencia, enseñanzas, experiencias y consejos.*

*A Miguel Ángel*

*Agradezco infinitamente tu amistad y así como la idea de trabajar en un mismo objetivo: titularnos.*

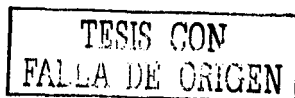
*Mucha suerte en cada uno de los proyectos y metas que te propongas y realices. Tienes la capacidad para llevarlos a cabo y no dudo que triunfaras en base a tu dedicación, lucha, fe, confianza y paciencia que te caracteriza.*

*Gracias por compartir un sueño.*

*A la Universidad Nacional Autónoma de México*

*Gracias por la oportunidad de ser uno más de esta gran casa de estudios, con tanta historia y tradición. Gracias a mi entrañable Universidad y Facultad de Ingeniería por toda esa riqueza de conocimientos.*

B



### *DEDICATORIAS*

*A mis padres:*

*A ustedes, que son un ejemplo a seguir, ya que fueron la base fundamental de mi educación y desarrollo como persona. Gracias por el haberme dado el don de la vida, por su amor, confianza, motivación, cariño, amistad, por todo. Les dedico este trabajo que resume años de estudio, de sacrificios, de sueños, de alegrías, de conocimientos, de tristezas, de experiencias buenas y malas.*

*Para ustedes que son lo más importante en mi vida.*

*Con todo mi amor.*

*A mi hermano*

*Te dedico este trabajo con mucho cariño y nunca dudes de tus capacidades, eres muy especial.*

*Con mucho cariño para ti hermano.*

*A mi familia.*

*A todos ustedes que con sus palabras de aliento me impulsaron a seguir a meta.*

*Con cariño para todos ustedes.*

*A Oscar.*

*No tengo palabras para expresarte todo mi agradecimiento. Te agradezco de todo corazón por todo el apoyo que me brindaste para la culminación de este sueño. Gracias por tu amistad y confianza.*

*Te dedico este trabajo como símbolo de esta gran amistad.*

*Cheers!*

*"El hombre más rico no es el que conserva el primer peso que ganó, sino el que conserva al primer amigo que tuvo"*

*Anónimo*

*A mis amigos*

*Gracias amigos por su valiosa amistad, por esos momentos en los cuales me dieron la oportunidad de conocerlos y convivir con todos ustedes y que cada me demostró su lado humano.*

*A todos ustedes que con sus palabras y manifestaciones de cariño me demostraron que realmente existe la amistad, gracias por estar a mi lado en las buenas y en las malas, por eso y muchas razones más siempre los llevaré en mi corazón.*

*Cheers!*



Agradecimientos y dedicatorias

---

*A Santiago Rivero*

*Te agradezco infinitamente todo tu apoyo, consejos y sobre todo tu valiosa amistad. Te dedico este trabajo como símbolo de un esfuerzo tanto de mis padres como mío, y sabes que sin ellos no hubiera sido posible lograrlo. Gracias por todo.*

*Y a la Familia Rivero.*

*Muchas gracias por todo.*

*Eduardo Andrade Pérez*

0

|                              |
|------------------------------|
| TESIS CON<br>FALLA DE ORIGEN |
|------------------------------|

## AGRADECIMIENTOS.

A mis padres  
Altagracia y Herón

Gracias por mostrarme y acompañarme en este largo camino, por brindarme su tiempo, cariño y comprensión. Juntos hemos celebrado los mejores días de nuestras vidas y superado los días más adversos. Juntos; siempre juntos, fuimos dando cada uno de los pasos que me han traído a este momento. Y se que es aquí, justo en este momento... cuando por fin comienza mi vida; cuando por fin debo enfrentarme al mundo. Pero estoy tranquilo; porque con su amor, ejemplo y dedicación, me han dado las bases para luchar, para jamás rendirme y para superarme día a día.

Mamá... no tengo palabras para decirte lo mucho que te amo, lo mucho que te agradezco por darme la vida, cuidarme y educarme. Gracias por tus sabios consejos, por tu comprensión. Gracias por estar aquí, en los buenos y malos tiempos. Eres el más hermoso ángel guardián.

Papá te agradezco por todo el amor que nos has brindado, por cuidarnos, por estar en todo momento con nosotros, ... por aferrarte a la vida y ver uno más de los pasos que va a dar tu hijo. Gracias por mostrarme tu fortaleza, tus ganas de vivir. Gracias por ser el pilar que sostiene esta gran familia. Eres mi más grande inspiración, mi héroe.

A mi hermana y a mi cuñado  
Ivonne y Rafael

Te agradezco hermana; que en estos últimos años de mi vida, me has brindado tu amor más que nunca. Me he dado cuenta que cuento contigo para todo y en todo momento. Como te ha enseñado la vida, hermana. Estoy contento porque has formado una hermosa familia.

Te agradezco cuñado; que desde que entraste a nuestras vidas, nos has demostrado tu infinito amor. Rafa simplemente te diré que eres lo mejor que le ha pasado a mi hermana.

Les agradezco por compartir conmigo sus experiencias. Ambos son mi inspiración. Deseo una familia tan hermosa como la suya.

A mis sobrinas  
Samantha Sahian y Giovanna Danna

Gracias muñequitas; porque con sus primeros pasos, con sus primeras palabras, ustedes le dieron otro significado a mi vida. Gracias porque con sus risas, sus besos, sus travесuras, ustedes han llenado mi vida de una indescriptible alegría en todo momento.

Gracias porque ustedes fueron, son y serán ese lazo indestructible que me ha unido con mi querida hermana.

A mi amigo y compañero de tesis  
Eduardo

Es realmente difícil encontrar en la vida gente como tu. Gracias por trabajar conmigo y cumplir uno de nuestros sueños, terminar nuestros estudios superiores. Se que de ahora en adelante tendremos que esforzarnos más para obtener beneficios, pero tenemos la capacidad y deseos de hacerlo. Este solo es uno de los pequeños pasos que daremos. Te agradezco tu amistad y tu apoyo en todo momento.

E

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## Agradecimientos y dedicatorias

*A la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México y sus profesores*

*Desde niño quise ser universitario. Y ahora; gracias a que me brindaron la oportunidad de aprender y pasar una de las mejores etapas de mi vida en este grandioso, tradicional e histórico campus, estoy listo para demostrar mis conocimientos.*

*Al Ing. Juan José López Márquez*

*Gracias por dedicarnos su tiempo y paciencia sin recibir nada más a cambio que nuestra sincera amistad y agradecimiento. Gracias por ayudarnos a cumplir con esta meta, una de las más importantes para Eduardo y para mí. Elegimos a la persona indicada.*

*Este solo es uno de mis más anhelados sueños. Gracias a todos por compartirlo y hacerlo realidad.*

*"Has dado un paso más en ese largo camino de la vida.  
Le pido a Dios que te bendiga y te guíe por el buen camino.  
Esfuézate, supérate y lucha,  
Que nada te detenga,  
Desecha todo lo que se interponga en tu camino  
Sólo así lograrás ser un verdadero hombre de provecho.  
Tienes todo en tus manos para triunfar.  
Aprovecha todo lo que la vida te ofrece.  
No olvides que tienes el apoyo, cariño y consejos  
De quien te ama más en la vida y desean lo mejor para ti"*

*Altagracia Silva Gómez  
Hieron Rojas Santos*

*8 de Julio de 1994*

*Realmente el tiempo pasa rápidamente; sin embargo, hay momentos que nunca olvidas. Momentos que con solo recordarlos, vuelves a vivirlos.*

*Miguel Ángel Rojas Silva*



## Índice

**CAPÍTULO 1 ANTECEDENTES HISTÓRICOS**

| <b>TEMA</b>   | <b>PÁGINA</b> |
|---|---------------|
| 1 Introducción  | 1             |
| 2 Sistemas de corriente alterna                                       | 3             |
| 3 Sistemas de corriente continua                                      | 3             |
| 4 Tendencias de las compañías eléctricas                              | 4             |
| 5 Producción de la energía eléctrica                                  | 5             |
| 5.1 Fuentes de energía  | 5             |
| 5.1.1 Fuentes de energías renovables                                  | 6             |
| 5.1.1.1 Energía hidráulica  | 6             |
| 5.1.1.2 Energía solar   | 7             |
| 5.1.1.3 Energía eólica  | 7             |
| 5.1.1.4 Energía de la biomasa   | 7             |
| 5.1.1.5 Energía mareomotriz   | 8             |
| 5.1.2 Fuentes de energía no renovables                                | 9             |
| 5.1.2.1 Carbón  | 9             |
| 5.1.2.1.1 Impacto minero  | 9             |
| 5.1.2.1.2 Impacto de centrales térmicas                               | 10            |
| 5.1.2.2 Petróleo  | 10            |
| 5.1.2.2.1 El crudo  | 10            |
| 5.1.2.2.2 La combustión   | 11            |
| 5.1.2.2.3 Los residuos  | 12            |
| 5.1.2.3 Gas natural   | 13            |
| 5.1.2.4 Energía nuclear   | 13            |
| 5.1.2.4.1 Producción de energía                                       | 14            |
| 6 Sistema de energía eléctrica  | 15            |
| 6.1 Generación  | 16            |
| 6.2 Transmisión y distribución de la energía eléctrica                | 16            |
| 6.3 Clasificación de las subestaciones eléctricas                     | 16            |
| 6.3.1 Subestaciones en las plantas generadoras o centrales eléctricas | 17            |
| 6.3.2 Subestaciones receptoras primarias                              | 17            |
| 6.3.3 Subestaciones receptoras secundarias                            | 17            |
| 6.3.3.1 Subestaciones tipo Intemperie                                 | 17            |

|         |  |    |
|---------|--|----|
| 6.3.3.2 | Subestaciones tipo exterior                                      | 17 |
| 6.3.3.3 | Subestaciones tipo blindado                                      | 18 |
| 6.4     | Redes de distribución  | 18 |
| 6.4.1   | Tipos de redes de distribución                                   | 18 |
| 6.5     | Calidad de la energía  | 18 |
| 6.6     | Continuidad  | 18 |
| 6.7     | Regulación de voltaje  | 19 |
| 6.8     | Control de frecuencia  | 19 |
| 6.9     | Tendencias de la transmisión y operación de la energía eléctrica | 20 |
| 6.9.1   | Superconductividad   | 20 |
| 6.9.2   | Alta tensión en corriente directa                                | 21 |
| 6.9.3   | Generación en alto voltaje                                       | 21 |
| 6.9.4   | Cables subterráneos  | 21 |
| 6.9.5   | Sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna (FACTS)   | 22 |
| 6.9.6   | Tecnologías de soporte al sistema eléctrico                      | 22 |
| 6.9.6.1 | Sistema para la operación y el control de centrales generadoras  | 23 |
| 6.9.6.2 | Portales corporativos para administrar información               | 23 |

## CAPÍTULO 2 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

| TEMA  | PÁGINA  |    |
|-------|---|----|
| 1     | Sistema Eléctrico Nacional                                      | 24 |
| 2     | Estructura del sistema de generación                            | 25 |
| 2.1   | Capacidad instalada   | 25 |
| 2.2   | Comercio exterior de energía eléctrica                          | 29 |
| 2.3   | Capacidad de transmisión del SEN                                | 31 |
| 3     | Tarifas eléctricas  | 33 |
| 3.1   | Comportamiento estacional y horario de la demanda               | 35 |
| 4     | Prospectiva tecnológica para el desarrollo del sector eléctrico | 35 |
| 4.1   | Tecnologías para la generación de energía eléctrica             | 35 |
| 4.2   | Generación no convencional                                      | 37 |
| 4.2.1 | Energía solar   | 37 |
| 4.2.2 | Energía eólica  | 38 |
| 4.2.3 | Minihidráulica  | 39 |
| 4.2.4 | Biomasa   | 39 |
| 4.2.5 | Geotermia   | 40 |
| 4.2.6 | Celdas de combustible   | 40 |

## CAPÍTULO 3 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

| TEMA    | PÁGINA  |    |
|---------|---|----|
| 1       | Introducción                                    | 41 |
| 2       | Historia  | 42 |
| 3       | Células solares                                 | 43 |
| 3.1     | Fabricación de las células solares              | 44 |
| 3.2     | Tecnologías de células solares                  | 44 |
| 4       | Sistema fotovoltaico                            | 46 |
| 4.1     | Subsistema de captación                         | 46 |
| 4.1.1   | El panel fotovoltaico                           | 47 |
| 4.1.1.1 | Curvas I-V                                      | 48 |
| 4.1.1.2 | Parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico | 50 |
| 4.2     | Subsistema de almacenamiento                    | 51 |
| 4.3     | Subsistema de regulación                        | 52 |

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

|       |  |    |
|-------|--|----|
| 4.4   | Subsistema de distribución y consumo             | 52 |
| 4.4.1 | Convertidor CD/CD                                | 52 |
| 4.4.2 | Convertidor CD/CA (Inversor)                     | 52 |
| 5     | Clasificación de las instalaciones fotovoltaicas | 56 |
| 5.1   | Instalaciones aisladas de la red                 | 56 |
| 5.2   | Instalaciones conectadas a la red                | 57 |
| 5.3   | Instalaciones híbridas                           | 58 |
| 6     | Aplicaciones                                     | 59 |

## CAPÍTULO 4 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTERCONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA

| TEMA  | PÁGINA   |     |
|-------|--|-----|
| 1     | Introducción   | 62  |
| 2     | Tipos de sistemas fotovoltaicos Interconectados                                  | 64  |
| 2.1   | Sistemas dispersos   | 64  |
| 2.2   | Estaciones de apoyo a la red   | 79  |
| 3     | Generación distribuida   | 79  |
| 4     | Consideraciones para la interconexión con la red eléctrica                       | 80  |
| 5     | Calidad de la energía  | 80  |
| 5.1   | Distorsión armónica  | 80  |
| 5.1.1 | Efectos  | 83  |
| 5.1.2 | Generación de la distorsión armónica en el sistema de potencia                   | 84  |
| 5.1.3 | Relación de los armónicos con las características del inversor                   | 85  |
| 5.1.4 | Impacto de los sistemas fotovoltaicos interconectados a la red eléctrica         | 87  |
| 5.1.5 | Eliminación de armónicos producidos por los inversores                           | 87  |
| 5.2   | Factor de potencia   | 90  |
| 5.2.1 | Control del factor de potencia   | 91  |
| 5.3   | Fluctuaciones de voltaje   | 92  |
| 5.3.1 | Efecto de los generadores distribuidos   | 93  |
| 5.4   | Interferencia electromagnética   | 94  |
| 6     | Protección y seguridad   | 95  |
| 6.1   | Protecciones en el generador fotovoltaico  | 96  |
| 6.2   | Protecciones en el inversor  | 101 |
| 6.2.1 | Protección contra aislamiento  | 101 |
| 6.2.2 | Respuesta a fallas en el alimentador   | 102 |
| 6.2.3 | Control del factor de potencia   | 102 |
| 6.2.4 | Control de emisión de armónicos  | 102 |
| 6.2.5 | Protección contra inyección de CD en la red                                      | 102 |
| 6.2.6 | Control de emisiones de radio frecuencias (Interferencia electromagnética)       | 103 |
| 6.2.7 | Protecciones propias del inversor  | 103 |
| 6.2.8 | Protección contra fallas en el lado de CD  | 104 |
| 6.2.9 | Verificación periódica   | 104 |
| 6.3   | Protecciones del lado de corriente alterna CA                                    | 104 |
| 6.3.1 | Interruptor de CA. Protección contra corto circuito                              | 104 |
| 6.3.2 | Medio de desconexión manual  | 105 |
| 6.3.3 | Punto de interconexión de sistemas residenciales                                 | 105 |
| 7     | Normatividad   | 107 |
| 7.1   | Normas específicas sobre sistemas fotovoltaicos                                  | 107 |
| 7.2   | Normas sobre sistemas eléctricos de potencia aplicables a sistemas fotovoltaicos | 112 |
| 7.3   | Códigos eléctricos, especificaciones y normas no oficiales                       | 118 |

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**CAPÍTULO 5 INVERSORES PARA SISTEMAS INTERCONECTADOS**

| TEMA  | PÁGINA |
|---|--------|
| 1 Introducción  | 122    |
| 2 Tipos de Inversores para generadores interconectados a la red eléctrica | 122    |
| 2.1 Clasificación de acuerdo al método de conmutación                     | 123    |
| 2.2 Clasificación de acuerdo al parámetro modulado                        | 124    |
| 2.3 Clasificación de acuerdo a la frecuencia de conmutación               | 125    |
| 2.4 Clasificación de acuerdo a la configuración del circuito de potencia  | 126    |
| 3 Inversores conmutados por la red  | 127    |
| 3.1 Características   | 128    |
| 3.2 Principio de operación  | 128    |
| 4 Inversores autoconmutados   | 134    |
| 4.1 Características   | 134    |
| 4.2 Principio de operación  | 135    |
| 5 Requerimientos de los inversores para sistemas interconectados          | 145    |
| 5.1 Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)                       | 145    |
| 5.2 Bajo nivel de distorsión armónica                                     | 147    |
| 5.3 Protección contra operación en modo aislado (Islanding)               | 147    |
| 5.4 Alta eficiencia con carga nominal y parcial                           | 148    |
| 5.5 Factor de potencia  | 148    |
| 5.6 Aislamiento eléctrico entre el generador y la red                     | 149    |
| 5.7 Interferencia electromagnética (IEM)                                  | 149    |
| 5.8 Protección contra corto circuito y circuito abierto                   | 150    |
| 5.9 Soportar picos de voltaje y señales de control de la red              | 150    |
| 6 Otras características   | 150    |

**CAPÍTULO 6 EVALUACION DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO INTERCONECTADO A LA RED ELECTRICA**

| TEMA  | PÁGINA |
|---|--------|
| 1 Introducción  | 152    |
| 2 Antecedentes  | 153    |
| 2.1 Situación geográfica de Mexicali                    | 153    |
| 2.2 Clima   | 154    |
| 2.3 Tipo constructivo de viviendas urbanas en Mexicali  | 154    |
| 2.4 Características de la demanda eléctrica en Mexicali | 155    |
| 2.4.1 Tarifas eléctricas                                | 155    |
| 2.4.2 Acciones para mitigar el impacto                  | 155    |
| 2.4.3 Sistema piloto en el IIE                          | 156    |
| 2.5 Sistema piloto en Mexicali: El Sitio                | 156    |
| 2.5.1 Patrón de consumo eléctrico en la vivienda        | 156    |
| 2.5.2 El Aprovechamiento de la energía                  | 157    |
| 2.6 Sistema piloto en Mexicali: El Sistema              | 157    |
| 2.6.1 Características del sistema fotovoltaico          | 157    |
| 2.7 Resultados  | 162    |
| 3 Conclusiones  | 164    |

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**APENDICE 1 RADIACIÓN SOLAR****PÁGINA**  
167**APENDICE 2 ISLANDING****PÁGINA**  
173**APENDICE 3 NORMA OFICIAL MEXICANA Instalaciones Eléctricas (Sistemas Fotovoltaicos)****PÁGINA**  
183**BIBLIOGRAFÍA****PÁGINA**  
198

# CAPÍTULO 1

## ANTECEDENTES HISTÓRICOS

### 1. Introducción

Hace poco más de cien años no existía el concepto de servicio eléctrico ni existían tampoco las grandes obras para generar, transmitir y distribuir energía eléctrica; ni los aparatos electrodomésticos, los equipos industriales, o los sistemas de telecomunicación para utilizar electricidad, tampoco existían las empresas eléctricas, el mundo se iluminaba con teas encendidas, velas o lámparas de gas. Las industrias se movían con la fuerza mecánica del viento, del agua y, posteriormente, del vapor. Era un mundo diferente, que al surgir la electricidad cambió en forma radical.

Con la invención del generador eléctrico en 1831 y su posterior evolución, algunas instalaciones hidromecánicas en Inglaterra, Francia y Alemania se convirtieron en las primeras centrales hidroeléctricas de la historia. El advenimiento de las lámparas de arco eléctrico (1876), posteriormente sustituidas por la lámpara incandescente (1879); permitió que las ciudades y las mansiones empezaran a ser iluminadas eléctricamente.

Los sistemas de aquél tiempo eran muy básicos e ineficientes. La potencia demandada por las lámparas para alumbrado público era tan grande que cada una de ellas requería tener su propio generador eléctrico. Con todo y sus limitaciones, los sistemas eléctricos comenzaron a ganar la preferencia de los usuarios por varias razones, incluyendo la seguridad (con frecuencia los sistemas de iluminación por gas provocaban incendios, explosiones), la ausencia de humos ofensivos al olfato y dañinos a la salud, y la mayor intensidad de la luz de las lámparas eléctricas. La economía no fue el factor motivante en los primeros proyectos.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Las primeras empresas eléctricas (Swan Electric Light Co. y Edison Electric Co.) se establecieron en 1881 con el propósito de comercializar los servicios de iluminación. El generador eléctrico era movido aprovechando pequeñas caídas y corrientes de agua en esquemas que hoy se denominan pequeñas centrales hidroeléctricas, aunque también se desarrollaron pequeñas centrales termoeléctricas.

Varios factores contribuyeron a la aparición de los grandes sistemas eléctricos como se conocen hoy en día, por principio de cuentas, el crecimiento de la demanda eléctrica, conforme avanzó el desarrollo industrial, más y más fábricas en las áreas urbanas demandaban el servicio, dada las ventajas inherentes de la electricidad. Esto fue acompañado por avances en la ingeniería de los sistemas y por la incorporación de nuevos materiales y nuevas técnicas que permitieron construir turbinas y generadores de mayor tamaño e incrementar su eficiencia. A la vez, los sistemas de mayor tamaño permitieron lograr economías de escala que redundaban en las ganancias de las empresas eléctricas, permitiendo que éstas hicieran mayores inversiones y ampliaran su oferta, adelantándose a la demanda futura inmediata de electricidad. Al estallar la Primera Guerra Mundial, varios estados consideraron los sistemas eléctricos como un asunto de seguridad nacional, con lo que a través de distintos mecanismos se fueron integrando las grandes empresas estatales.

El suministro de la electricidad sobre bases comerciales se basaba inicialmente en generadores de corriente continua que alimentaban instalaciones especializadas con los sistemas de iluminación de calles, grandes almacenes y teatros. Este esquema comprendía un generador de 60 kW accionado por una máquina de vapor horizontal, la tensión de generación era de 110 V de corriente continua.

La primera central importante de corriente alterna se instaló en Gran Bretaña en donde la energía se generaba mediante máquinas de 10,000 HP y se transmitió a 10 kV a los consumidores de Londres. Al invento del transformador prevalecieron los defensores de la corriente alterna y comenzó un rápido desarrollo de las centrales generadoras de electricidad locales de modo que cada ciudad o centro en el cual se consumía una cantidad importante de energía eléctrica tenía su propia central en funcionamiento. Los primeros sistemas eran de dos hilos, a potencial constante, el aumento de la carga condujo a desarrollar el sistema de tres hilos.

El uso de los sistemas de corriente continua a baja tensión limitaba, por razones económicas, la distancia a que podía transmitirse la energía eléctrica con una regulación de voltaje aceptable. La transmisión con corriente continua a alta tensión tuvo algunas aplicaciones industriales limitadas, de las cuales la más importante fue el sistema *Thury* que consistía en conectar en serie varios generadores de corriente continua con excitación serie, funcionando a corriente constante, para obtener la tensión de transmisión requerida por la carga, que consistía en motores serie, conectados también en serie.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## 2. Sistema de corriente alterna

Con el invento del transformador se hizo posible la elevación eficiente y económica de la tensión utilizando sistemas de corriente alterna. Los primeros sistemas de corriente alterna fueron monofásicos. En 1886 se puso en servicio en Estados Unidos un sistema de corriente alterna monofásica, usando transformadores con tensión primaria de 500 V y tensión secundaria de 10 V.

El sistema de corriente alterna trifásica se desarrolló rápidamente y es actualmente de empleo general, ya que presenta la ventaja de que la potencia total suministrada es constante, siempre que el sistema trifásico sea equilibrado, mientras que en un sistema monofásico la potencia suministrada es pulsante.

En los sistemas trifásicos se usan tres conductores siempre que el desequilibrio entre las potencias de las tres fases es pequeño; en los sistemas de distribución se usa frecuentemente el cuarto hilo, especialmente en los circuitos de baja tensión.

En lo que se refiere a la frecuencia eléctrica utilizada en los sistemas de corriente alterna, inicialmente se prefirieron frecuencias bajas para disminuir las reactancias inductivas de las líneas y por razones de diseño de los motores de tracción. Posteriormente se elevó la frecuencia de 25 Hz a 50 y finalmente a 60 Hz, ya que a una frecuencia mayor permite utilizar circuitos magnéticos de menor sección para una potencia dada, lo que da como resultado aparatos de menor tamaño y más barato.

## 3. Sistemas de corriente continua

Se ha desarrollado un sistema de transmisión con corriente continua a alta tensión. La energía eléctrica se genera con corriente alterna, la tensión se eleva mediante un transformador al valor necesario y se rectifica para realizar la transmisión con corriente continua, en el extremo receptor se sigue el proceso inverso. Este sistema se pudo realizar debido al perfeccionamiento de equipos rectificadores e inversores de alta tensión, basados en la válvula de arco de mercurio controlada por rejilla.

El sistema de corriente continua interconecta dos sistemas de corriente alterna, ya que el funcionamiento de las válvulas como inversoras requiere la existencia de una fuente de corriente alterna. Los sistemas desarrollados permiten invertir el sentido de la transmisión, haciendo que la estación rectificadora funcione como inversora y viceversa. En las líneas de transmisión el interés que presenta la corriente continua se debe a que resulta más barata que la corriente alterna.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



Para tener un ahorro económico usando líneas de corriente continua sobre las líneas de corriente alterna es necesario que el ahorro que se obtiene en la línea misma compense el costo de las instalaciones terminales de rectificación e inversión. Como el costo de una línea es proporcional a su longitud, mientras más larga sea la distancia a que se requiere transmitir la energía eléctrica, mayor será el ahorro que se obtiene con la línea de corriente continua y existirá una longitud para la cual los costos de los dos sistemas, incluyendo las instalaciones terminales, serán iguales. Para longitudes mayores el costo de la transmisión con corriente continua será menor que el de la transmisión de corriente alterna<sup>1</sup>.

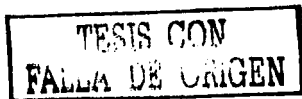
#### 4. Tendencias de las compañías eléctricas

Las grandes empresas eléctricas han cumplido un papel importante en el desarrollo de la humanidad, han sido pilar de la infraestructura industrial y dirección en el proceso de desarrollo social y económico de las naciones, facilitando la introducción de servicios esenciales como la salud, la educación, la comunicación y el entretenimiento, mediante la construcción de miles y miles de kilómetros de líneas de transmisión y distribución.

Con todo ello, la tercera parte de la población mundial no tiene aun acceso al servicio eléctrico.

Existe una variedad de recursos energéticos disponibles en forma natural que pueden utilizarse para generar electricidad: el sol, el viento, las pequeñas corrientes y caídas de agua, los desechos agrícolas y pecuarios, y los desechos urbanos tanto sólidos como líquidos, entre otros. En la mayoría de los casos, las alternativas para producir electricidad tanto a pequeña escala (unos cuantos kilowatts) como a mediana escala (varios megawatts), se ha encontrado que es viable económicamente si se avanza en las tecnologías para su aprovechamiento. Así, la capacidad instalada para generar electricidad utilizando la energía del viento y de desechos agrícolas y urbanos es ya importante en varios países y sigue creciendo, dadas las ventajas económicas y ambientales.

La incorporación de los recursos energéticos en el esquema de generación eléctrica de un país o de una región permite una evolución de la estructura del sistema eléctrico. Con la disponibilidad actual de la tecnología es posible conceptualizar una pequeña ciudad en la cual la basura se utilice como fuente de energía para producir electricidad. La energía contenida en las aguas negras sería recuperada con fines de generación. La electricidad producida de esta manera, complementada con generación eólica y solar, y respaldada con un porcentaje de generación convencional, serviría para abastecer los servicios de alumbrado público, suministro y tratamiento de aguas, alumbrado de edificios públicos, entre otras aplicaciones.



<sup>1</sup> Viqueira Landa, Jacinto. Redes Eléctricas Vol. 1. Editorial Alfaomega, México 1993. pp 10.

Este concepto de autoabastecimiento eléctrico puede extenderse al ámbito doméstico y comercial, en el que unos cuantos paneles fotovoltaicos, tal vez combinados con pequeños generadores eólicos, podrían suministrar toda la electricidad necesaria para la operación del inmueble. Lo mismo puede plantearse en el caso de granjas, agroindustrias, instalaciones turísticas y otras operaciones económicas que demanden cantidades modestas de electricidad. Combinados con la aplicación de equipos para el uso eficiente de electricidad, estos esquemas de generación distribuida pueden ser viables económicamente a corto plazo.

El esquema de generación distribuida puede darse en dos modalidades:

1. Mediante sistemas aislados en sitios remotos, donde no hay acceso al servicio convencional
2. Con sistemas interconectados a la red eléctrica

Los problemas técnicos de los sistemas de generación no convencional se han empezado a resolver gracias a las aportaciones de la investigación científica y al desarrollo tecnológico.

Los aspectos económicos también han mejorado, algunas tecnologías, como los grandes aerogeneradores y los incineradores de biomasa, ya pueden competir en muchos casos con los generadores convencionales. Otras, como los generadores fotovoltaicos, se han reducido en precio cuando menos por un factor de cincuenta en los últimos veinte años y empieza a consolidarse como la opción preferida para el suministro de pequeñas cargas eléctricas en zonas remotas.

## 5. Producción de la energía eléctrica

### 5.1. Fuentes de energía

La **energía** es la capacidad de los cuerpos o sistemas para efectuar un trabajo.

La **energía primaria** corresponde a las distintas fuentes de energía tal y como se obtienen de la naturaleza, ya sea en forma directa o después de un proceso de extracción. Los recursos energéticos se utilizan como insumo para obtener productos secundarios o se consumen en forma directa, tal es el caso de la leña, el bagazo de caña y una parte del gas no asociado.

La **energía secundaria** son energéticos derivados de las fuentes primarias, y se obtienen en los centros de transformación con características específicas para su consumo final. Estos productos son gas licuado de petróleo, gasolinas y naftas, querosenos, diesel, combustóleo, productos no energéticos, gas natural y electricidad.

Las fuentes de energía se pueden clasificar en:

- *RENOVABLES*
- *NO RENOVABLES*

### **5.1.1. Fuentes de energía renovables**

Las energías renovables son aquellas que llegan en forma continua a la Tierra y que a escalas de tiempo real parecen ser inagotables.

Son fuentes de energía renovables:

*Energía Hidráulica*

*Energía Solar*

*Energía Eólica*

*Energía de Biomasa*

*Energía Mareomotriz*

#### **5.1.1.1. Energía Hidráulica**

Es aquella energía obtenida principalmente de las corrientes de agua de los ríos. El agua de un río se almacena en grandes embalses artificiales que se ubican a gran altura respecto a un nivel de referencia.

Constituye un sistema energético de los denominados renovables, pero merece estar en un grupo intermedio, a medio camino entre las energías limpias y las contaminantes. Ello es debido al elevado impacto ambiental y humano que causan las presas y embalses.

Esta modalidad energética es aceptable ecológicamente, siempre y cuando se acepte la construcción de minipresas, cuyo principio funcional es idéntico al de los grandes embalses y, sin embargo, su impacto ambiental es reducido y su rendimiento, aunque menor, es perfectamente almacenado y válido para consumo. Lo ideal es la creación de una red de minicentrales hidroeléctricas que abastezcan de agua y electricidad a zonas rurales muy limitadas. De esta forma la diversificación y la eficacia será mayor y el impacto ecológico mucho más reducido.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

### 5.1.1.2. Energía Solar

Es el recurso energético más abundante del planeta. El flujo solar puede ser utilizado para suministrar calefacción, agua caliente o electricidad. Para ello existen tres modalidades de aprovechamiento:

- La arquitectura solar pasiva: que aprovecha al máximo la luz natural, valiéndose de la estructura y los materiales de edificación para capturar, almacenar y distribuir el calor y la luz.
- Los sistemas solares activos: que se valen de bombas o ventiladores para transportar el calor desde el punto de captación, hasta el lugar donde se precisa calor o agua caliente.
- Células fotovoltaicas: que aprovechan la inestabilidad electrónica de elementos como el Silicio, para provocar, con el aporte de luz solar, una corriente eléctrica capaz de ser almacenada. Este sistema plantea como problemas, en absoluto insalvable, el impacto visual de las pantallas de captación solar y el excesivo precio que actualmente alcanzan los dispositivos fotovoltaicos.

La energía que suministra el Sol es ilimitada, inagotable y limpia, aunque queda por investigar las repercusiones medioambientales que pueden surgir en la fabricación de los elementos fotovoltaicos, su impacto sobre el medio, evidentemente, es positivo.

### 5.1.1.3. Energía Eólica

Esta energía es producida por los vientos generados en la atmósfera terrestre. Se puede transformar en energía eléctrica mediante el uso de turbinas eólicas que basan su funcionamiento en el giro de aspas movidas por los vientos. Bajo el mismo principio se puede utilizar como mecanismo de extracción de aguas subterráneas o de ciertos tipos de molinos para la agricultura.

Al igual que la energía solar se trata de una energía limpia, la cual sin embargo presenta dificultades, pues no existen en la naturaleza flujos de aire constantes en el tiempo, más bien son dispersos e intermitentes.

Este tipo de energía puede ser de gran utilidad en regiones aisladas, de difícil acceso, con necesidades de energía eléctrica, y cuyos vientos son apreciables en el transcurso del año.

### 5.1.1.4. Energía de la Biomasa

Constituye en muchos aspectos la opción más compleja de energía renovable, debido fundamentalmente a la variedad de materiales de alimentación, la multitud de procesos de conversión y la amplia gama de rendimientos.

Consiste en la transformación de materia orgánica, como residuos agrícolas e industriales, desperdicios, aguas negras, residuos municipales, residuos ganaderos, troncos de árbol, restos de cosechas, etc., en energía calorífica o eléctrica.

Los métodos principales para convertir la biomasa en energía útil son:

- Combustión directa,
- Digestión anaerobia,
- Fermentación alcohólica,
- Pírolisis,
- Gasificación.

El método de la combustión directa es el que más problemas plantea:

- La búsqueda de materia biológica (madera) para quemar puede afectar a los ecosistemas naturales hasta el punto de provocar la desaparición del bosque, y con él la fauna.

La combustión de residuos orgánicos puede acarrear la emisión de determinados elementos tóxicos:

- Dioxinas y furanos: altamente tóxicos y bioacumulativos.
- Metales pesados: bioacumulativos. (Unos controles estrictos y un adecuado sistema de depuración, podrían reducir las emisiones pero es más conveniente eliminar los materiales tóxicos en la combustión de residuos).
- La búsqueda de residuos aptos para el consumo energético puede afectar las posibilidades de reciclado de los elementos presentes en la basura.
- El resto de modalidades energéticas de origen biológico no provocan un efecto significativo, quizá alguna repercusión social o económica, pero un mínimo perjuicio medioambiental.

#### **5.1.1.5. Energía Mareomotriz**

Actualmente, la energía proporcionada por las mareas se aprovecha para generar electricidad. Esta circunstancia se produce en un número muy reducido de localizaciones.

Constituye una energía muy limpia, pero plantea algunas cuestiones por resolver, sobre todo a la hora de construir grandes instalaciones:

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

- Impacto visual y estructural sobre el paisaje costero.
- Efecto negativo sobre la flora y la fauna.

Estos inconvenientes pueden quedar minimizados con la construcción de instalaciones pequeñas, que son de menor impacto ambiental pero representan una mayor inversión económica de realización.

Este tipo de energía proveniente de las olas está aún en proceso de investigación, pero ya se dispone de 2 instalaciones (Escocia y Noruega) en el mundo. Plantea infinitas posibilidades, pero los responsables políticos y económicos no confían en este recurso energético, lo suficiente para destinar un mayor presupuesto a la investigación y al fomento de planes de actuación en este sentido.

### **5.1.2. Fuentes de Energía no Renovables**

Son Fuentes de Energía No Renovables:

*Carbón*

*Petróleo*

*Gas Natural*

*Energía Nuclear*

#### **5.1.2.1. Carbón**

Es un combustible fósil y sólido que se encuentra en el subsuelo de la corteza terrestre y que se ha formado a partir de la materia orgánica de los bosques del periodo Carbonífero, en la Era Primaria.

La explotación del carbón representa un múltiple y acusado impacto sobre el medio ambiente, clasificándose básicamente en las siguientes modalidades:

##### **5.1.2.1.1. Impacto minero**

- Consumo de recursos naturales como el carbón, el agua, la tierra y el aire.
- Producción de residuos potencialmente negativos (escorias, polvos, etc.).
- Desde el punto de vista de la seguridad e higiene, el trabajo en minas de carbón puede producir Silicosis, entre otras enfermedades.
- En caso de minas a cielo abierto, el sistema de producción utilizado supone la excavación de un hueco en la tierra que destruye de forma importante el paisaje y modifica el ecosistema en el que se implanta.
- Contaminación de aguas utilizadas para el lavado del carbón.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

- La acumulación de escorias también son causantes de contaminación por filtraciones hacia las aguas subterráneas.
- Las explotaciones mineras desestabilizan las tierras de superficie, facilitando la erosión por las aguas de escorrentía.

#### **5.1.2.1.2. Impacto de centrales térmicas**

- Gases emitidos en la combustión de carbón (que en el proceso pueden haberse añadido conjuntamente al petróleo o gas natural), como son el Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>), Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) y Dióxido de Nitrógeno (NO<sub>2</sub>), que contribuyen directamente a aumentar el "efecto invernadero", la "lluvia ácida", la contaminación de los nutrientes del suelo y aguas de escorrentía, etc.
- Emisión de cenizas y polvo.
- Dispersión a grandes distancias de las partículas tóxicas emitidas.
- Contaminación de aguas utilizadas para reposición, almacenamiento y refrigeración de cenizas procedentes de la combustión.
- Tratamientos agresivos sobre el agua, para combatir las incrustaciones producidas en los equipos y componentes de la central.

#### **5.1.2.2. Petróleo**

Constituye uno de los elementos líquidos más peligrosos del planeta, no por su naturaleza en sí, sino por el catastrófico uso que de él hace el hombre. La contaminación que provoca se manifiesta de varias formas:

##### **5.1.2.2.1. El crudo**

En la extracción: se vierte parte del petróleo, directamente al espacio que rodea la prospección. Esto es especialmente dañino cuando se trata de extracciones en mar abierto.

El transporte es especialmente perjudicial y contaminante por la diversidad de situaciones y circunstancias que suelen ocurrir, por los obsoletos e inseguros medios e infraestructuras que intervienen y por las grandes cantidades de crudo que se manejan ordinariamente.

Estas son algunas de las principales consecuencias de este conjunto de circunstancias:

- Las operaciones de carga y descarga de crudo causan vertidos incontrolados en las localizaciones donde se producen.



- Los grandes petroleros sufren con demasiada frecuencia graves accidentes que de nuevo tienen como fatal consecuencia el vertido al mar.
- Las embarcaciones petroleras han de limpiar sus depósitos periódicamente para mantener una mínima garantía de calidad en el transporte. Para ello se introducen grandes cantidades de jabón, que después será expulsado directamente al mar mezclado con los restos de crudo que contenían.

El petróleo, una vez en contacto con el agua, tenderá a flotar, lo que provocará, entre otros, los siguientes efectos:

- Rechazo de los rayos de sol.
- Dificultad de evaporación del agua, lo que condiciona la formación de nubes y, como consecuencia final, produce una modificación del microclima en la zona.
- Impide la renovación del oxígeno del agua.
- Ocasiona la formación de alquitrán, especialmente en los grandes vertidos debido a que las bacterias no han tenido el suficiente tiempo para asimilar los componentes del petróleo.
- La capa de crudo termina cubriendo la playa, lo que provoca:
  1. La muerte de toda la micro fauna de la zona. Estos microorganismos filtran y renuevan la arena, asimilando a la vez materia orgánica. Su desaparición desencadena el proceso de eutrofización y el deterioro general del medio.
  2. La pérdida de la capacidad de la arena para renovar y filtrar el agua del mar.
  3. La capa de hidrocarburos se pega al plancton y envenena a moluscos, crustáceos, peces y al hombre, cerrando así, el círculo de la contaminación a través de la cadena trófica y devolviendo al hombre su propio desecho contaminado.
  4. Las aves marinas también sufren las consecuencias. El alquitrán se deposita en su plumaje, lo que desencadena su muerte por intoxicación o ahogadas.

#### **5.1.2.2.2. La Combustión**

La combustión de derivados del petróleo, tanto en el transporte, como en las calderas de calefacción, o en las centrales térmicas, tiene como efecto inmediato la producción de elementos químicos, como el Dióxido de Azufre (SO<sub>2</sub>), Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>), Dióxido de Nitrógeno (NO<sub>2</sub>) y compuestos orgánicos volátiles, que son los causantes directos de problemas ambientales graves como:

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



**El Efecto Invernadero:** La emisión de determinados elementos químicos (CO<sub>2</sub>) produce una barrera artificial en la atmósfera capaz de permitir el paso de la energía solar y a la vez retener la energía despedida por el planeta. Esta circunstancia provoca una aclimatación, parecida a la que ocurre en los invernaderos, cuyos efectos son:

- Modificación del clima.
- Desaparición de millones de ecosistemas.
- Alteración de los sistemas depurativos y defensivos del planeta.

**La Lluvia Ácida:** El agua de las nubes capta los elementos químicos producidos en la combustión de hidrocarburos (derivados del petróleo y el gas) y en la emisión de gases industriales, lo que produce una acidificación de las nubes y la posterior precipitación de elementos ácidos. Este proceso tiene como consecuencias directas:

- La caída de hojas y la inhibición del crecimiento en la vegetación.
- La pérdida de hábitat para la fauna.
- La acidificación del suelo, lo que afecta a los sistemas de nutrición de las cadenas tróficas primarias.
- La contaminación de aguas subterráneas y superficiales, que influye en la alimentación de animales y plantas, integrantes de cadenas tróficas secundarias.
- Empobrecimiento de la diversidad biológica.
- Otras consecuencias indirectas del consumo de hidrocarburos son:
- Contaminación acústica.
- Efecto bioacumulativo del plomo contenido en los carburantes, causante de patologías humanas graves.

#### 5.1.2.2.3. Los Residuos

Una de las características más representativas del petróleo, como producto de consumo, es su capacidad de transformarse en residuo, generalmente poco degradables por los procesos degenerativos naturales. Sus manifestaciones más características son:

- Aceites usados.
- Desechos de maquinaria industrial.
- Alquitranes y grasas varias.
- Desmantelado de vehículos.
- Plásticos y en general todos aquellos productos que proceden directa o indirectamente de la industria del petróleo, etc.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

### 5.1.2.3. Gas natural

Constituye un tipo de energía no renovable, ligado muy directamente a la industria del petróleo, aunque las consecuencias derivadas de su consumo son menos perjudiciales para el entorno natural. En realidad, debido a su menor impacto, se podría utilizar como una energía tránsito, capaz de sustituir con éxito al carbón al petróleo, a corto o medio plazo, hasta alcanzar un óptimo desarrollo y aplicación de las energías limpias. Esto representaría un freno a la dependencia hacia electricidad y petróleo y una reducción importante en la emisión de contaminantes. Analicemos sus ventajas e inconvenientes:

#### 1. Ventajas en comparación con otras fuentes energéticas:

- Barato.
- Rendimiento energético mayor.
- Suministro permanente que no obliga a almacenamientos ni se arriesga a desabastecimientos.
- Reserva mundial inmensa (superior a la del petróleo).
- Menor contaminación directa, debido a que no contiene azufre y la producción de CO<sub>2</sub> es mínima.
- Menor contaminación indirecta, pues no necesita transporte por carretera.

#### 2. Inconvenientes:

- No es una fuente energética renovable.
- La instalación de conductos produce impactos ambientales, aunque limitados.
- Genera elementos químicos en la combustión, aunque en menor proporción y con menor incidencia

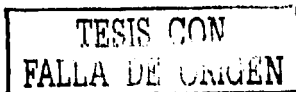
### 5.1.2.4. Energía nuclear

Es la fuente energética de mayor poder, aunque no la más rentable. Sus dos principales problemas son:

- Desechos radiactivos de larga vida.
- Alta potencialidad aniquiladora en caso de accidente.

El estudio de su impacto ambiental debe llevarse a cabo, analizando todo el proceso de producción de la energía nuclear.

La extracción del mineral provoca la contaminación por:



- Sólidos: estériles de minería, que por su pobre concentración en Uranio son desechados, aunque sean activos.
- Líquidos: aguas superficiales y subterráneas, que por procesos de lixiviación (filtración), arrastran los materiales de la mina.
- Gases: Radón, gas radiactivo, que se libera a la atmósfera una vez abierta la mina y que entre en contacto directo con los mineros.

El proceso de concentrado y enriquecimiento se realiza en plantas de tratamiento, que generan idénticos desechos que en el proceso de extracción, pero en diferentes concentraciones. Una vez enriquecido el Uranio, está en disposición de ser utilizado como combustible en centrales de producción eléctrica nuclear.

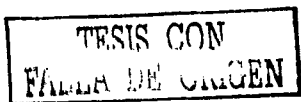
#### 5.1.2.4.1. Producción de energía

En este caso los problemas ocurren en:

**Centrales eléctricas nucleares:** el proceso nuclear genera una gran cantidad de residuos radiactivos, que deben almacenarse en las dependencias de la misma central y en depósitos especiales para material radiactivo. Producen contaminación de aguas (con las que se refrigera), tierras y aire.

**Reactores nucleares:** constituyen unidades energéticas móviles e independientes, generalmente utilizadas para la propulsión de submarinos y portaaviones de los ejércitos. Su peligro potencial es inmenso:

- El riesgo de accidentes obliga a extremar las precauciones en el manejo de estas naves, pues una colisión, significaría la propagación en el mundo marino de la contaminación radiactiva.
- El funcionamiento de estos reactores implica la producción de residuos contaminados, que han de ser depositados en algún lugar.
- Riesgo de exposiciones a la radiación por parte del personal de las naves, debido a negligencias o averías.
- Posible utilización de material bélico nuclear (después de Hiroshima y Nagashaki, no es necesario explicar sus posibles efectos).



## 6. Sistema de Energía Eléctrica

Un sistema de energía eléctrica consiste en una gran diversidad de cargas eléctricas repartidas en una región, plantas generadoras para producir la energía eléctrica consumida por las cargas, una red de transmisión y de distribución para transportar esa energía de las plantas generadoras a los puntos de consumo y todo el equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice con las características de continuidad de servicio, de regulación de voltaje y de control de frecuencia requeridos.

La carga global de un sistema está constituida por un gran número de cargas individuales de diferentes clases (industrial, comercial, residencial). En general una carga absorbe potencia real y potencia reactiva.

En la figura 1 y 2 se muestran los elementos de un sistema de energía eléctrica.

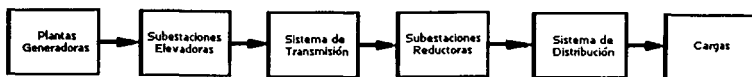


Figura 1. Representación de un sistema de energía eléctrica.

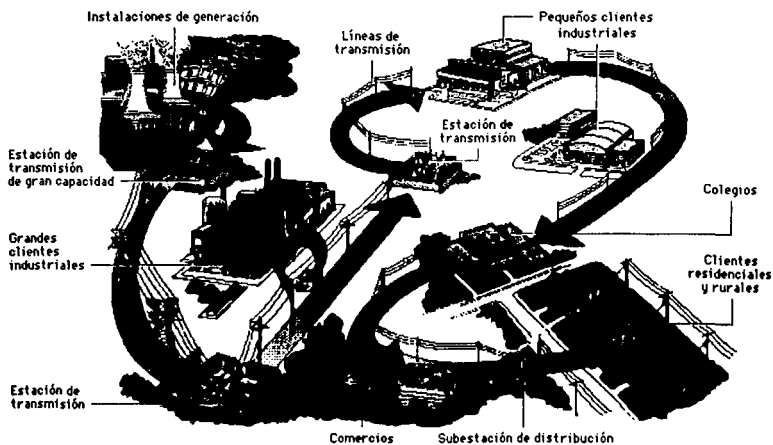


Figura 2. Sistema de energía eléctrica

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

### **6.1. Generación**

La energía eléctrica suministrada por un sistema eléctrico procede de recursos renovables y recursos no renovables. Basándose en estos recursos existen distintas plantas de generación de energía eléctrica, que son: centrales hidroeléctricas, centrales termoeléctricas, centrales nucleoelectricas, centrales de ciclo combinado, centrales geotérmicas, centrales eólicas, centrales carboeléctricas, centrales mareomotrices, el uso de energía solar, de la biomasa, mini hidráulica, celdas de combustible, etc.

### **6.2. Transmisión y Distribución de la energía eléctrica**

El voltaje se eleva a la salida de los generadores para realizar la transmisión de energía eléctrica en forma económica y se reduce en la proximidad de los centros de consumo para alimentar el sistema de distribución a una tensión adecuada. Esta alimentación puede hacerse directamente desde la red de transmisión, reduciendo la tensión en un solo paso al nivel de distribución, o a través de un sistema de subtransmisión, utilizando un nivel de voltaje intermedio.

La elevación y la reducción del voltaje y la interconexión de los distintos elementos del sistema se realizan en las subestaciones, que constituyen los nudos de la red, cuyas ramas están constituidas por las líneas. Las subestaciones pueden clasificarse en:

- Subestaciones elevadoras de las plantas generadoras.
- Subestaciones de interconexión de la red de alto voltaje.
- Subestaciones reductoras para alimentar los sistemas de subtransmisión o de distribución.

### **6.3. Clasificación de las subestaciones eléctricas**

Una subestación eléctrica es un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica (tensión y corriente) y de proveer un medio de interconexión y despacho entre las diferentes líneas de un sistema. Desde el punto de vista de la función que desempeñan las subestaciones se pueden clasificar como sigue:

### **6.3.1. Subestaciones en las plantas generadoras o centrales eléctricas**

Éstas se encuentran adyacentes a las centrales eléctricas o plantas generadoras de electricidad para modificar los parámetros de la potencia suministradas por los generadores para permitir la transmisión en alta tensión en las líneas de transmisión a este respecto se puede mencionar que los generadores pueden suministrar la potencia entre 5 y 25 kV y la transmisión dependiendo del volumen de energía y la distancia se puede efectuar a 69, 85, 115, 138, 230 o 400 V.

### **6.3.2. Subestaciones receptoras primarias**

Éstas son alimentadas directamente de las líneas de transmisión y reducen la tensión a valores menores para la alimentación de los sistemas de subtransmisión o las redes de distribución, de manera que dependiendo de la tensión de transmisión pueden tener en su secundario tensiones del orden de 115, 69 y eventualmente 34.5, 13.2, 6.9 ó 4.16 kV.

### **6.3.3. Subestaciones receptoras secundarias**

Éstas son por lo general alimentadas de las redes de subtransmisión y suministran la energía eléctrica a las redes de distribución a tensiones comprendidas entre 34.5 y 6.9 kV.

Las subestaciones eléctricas también se pueden clasificar por el tipo de instalación como:

#### **6.3.3.1. Subestaciones tipo intemperie**

Estas subestaciones se construyen en terrenos expuestos a la intemperie y requieren de un diseño, aparatos y máquinas capaces de soportar el funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas por lo general se adoptan en los sistemas de alta y extra tensión.

#### **6.3.3.2. Subestaciones de tipo exterior**

En este tipo de subestaciones los aparatos y máquinas que se usan están diseñadas para operar en interiores, esta solución se usaba hace algunos años en la práctica europea, actualmente son pocos los tipos de subestaciones tipo interior y generalmente son usados en las industrias incluyendo la variante de las subestaciones del tipo blindado.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

### 6.3.3.3. Subestaciones tipo blindado

En estas subestaciones los aparatos y las máquinas se encuentran muy protegidos y el espacio necesario es muy reducido en comparación a las construcciones de subestaciones convencionales, por lo general se usan en el interior de fábricas, hospitales, auditorios, edificios y centros comerciales que requieren de poco espacio para estas instalaciones por lo que se usan por lo general en tensiones de distribución.

## 6.4. Redes de distribución

Los sistemas de distribución pueden adoptar diversas disposiciones, ya sea que la distribución se haga con líneas aéreas o subterráneas y diversos arreglos de la topología del sistema: radial, en anillo o en red. Esto depende en gran parte de la densidad de carga en un área determinada y del tipo de carga.

### 6.4.1. Tipos de redes de distribución

En un sistema *radial* las cargas tienen una sola alimentación, de manera que una avería en la alimentación produce una interrupción del suministro. Con un sistema en *anillo* se tiene una doble alimentación y puede interrumpirse una de ellas sin causar una interrupción del suministro. Con una *red* se aumenta el número de interconexiones y consecuentemente la seguridad del servicio.

## 6.5. Calidad de la Energía

La *calidad* implica que los valores de voltaje y frecuencia se ubiquen dentro de los estándares internacionales. La calidad del suministro de energía eléctrica queda definida por los siguientes tres factores: continuidad del servicio, regulación del voltaje y control de la frecuencia.

## 6.6. Continuidad

La *continuidad* consiste en la acción de suministrar ininterrumpidamente el servicio de energía eléctrica a los usuarios de acuerdo con las normas y reglamentos vigentes aplicables.

Para asegurar la continuidad del suministro deben tomarse las disposiciones necesarias para hacer frente a una falla en algún elemento del sistema.

- Disponer de la reserva de generación adecuada para hacer frente a la posible salida de servicio, o indisponibilidad, de cierta capacidad de generación.

- Disponer de un sistema de protección automático que permita eliminar con la rapidez necesaria cualquier elemento del sistema que ha sufrido una avería.
- Diseñar el sistema de manera que la falla y desconexión de un elemento tenga la menor repercusión posible sobre el resto del sistema.
- Disponer de los circuitos de alimentación de emergencia para hacer frente a una falla en la alimentación normal.
- Disponer de los medios para un restablecimiento rápido del servicio, disminuyendo así la duración de las interrupciones, cuando éstas no han podido ser evitadas.

### 6.7. Regulación de voltaje

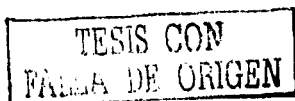
Permite mantener a un sistema eléctrico en condiciones operables estables, donde uno de los puntos a cubrir es el voltaje, que manteniendo en valores aceptables nuestros equipos puedan operar y proporcionar la función encomendada. La regulación garantiza que nuestros nodos de interés, como lo son enlaces, generación y puntos críticos de carga, pueden operar sin ningún problema y garantizar que los demás equipos mantengan sus niveles de operación.

La regulación de voltaje es parte de la Calidad de Energía, la cual esta sustentada en mantener en niveles aceptables de operación en vacío y con carga las condiciones establecidas en la operación, como lo es en la carga donde siempre el nivel de voltaje predice la salida de un equipo o si el nivel de voltaje esta excedido, entonces tendremos problemas de funcionamiento en el resto del sistema.

### 6.8. Control de frecuencia

Uno de los parámetros de calidad en el servicio eléctrico es la frecuencia, el cual es un indicador que mide el balance (equilibrio) entre la potencia generada por las plantas generadoras y la demanda del sistema; cuando estas cantidades son iguales, el balance generación-demanda se cumple y la frecuencia en el sistema es de 60 Hz; cuando la generación es mayor que la demanda, la frecuencia es mayor de 60 Hz, y cuando la generación es menor que la demanda, la frecuencia es menor a 60 Hz; estas diferencias son debidas a salidas fortuitas de generación o demanda, o debido al incremento o decremento normal del comportamiento de la demanda.

Dependiendo de su magnitud, estas variaciones implican graves riesgos al sistema cuando la magnitud es considerable, un parámetro que ayuda a amortiguar estas variaciones es la reserva rodante del sistema la cual es la diferencia entre la capacidad máxima de generación de la unidad generadora y el valor de generación de la misma.





La frecuencia se controla segundo a segundo incrementando o disminuyendo la generación de las unidades generadoras por medio del control automático de generación del Centro Nacional y de los Centros de Control de Área. En este equipo se mide constantemente la frecuencia que hay en el sistema y aumenta o disminuye la generación de la unidad según se requiera. El rango de las variaciones de frecuencia que pueden tolerarse en un sistema depende tanto de las características de los aparatos de utilización, como del funcionamiento del sistema mismo.

Las cargas resistivas son insensibles a las variaciones de frecuencia. En cambio las cargas constituidas por motores eléctricos que mueven distintos tipos de máquinas giratorias son afectadas en mayor o menor grado por las variaciones de frecuencia. Para el conjunto de la carga de un sistema eléctrico un 1% de disminución de la frecuencia causa una disminución del orden de 1.5% a 2% de la carga. Entre las características que debe cumplir la frecuencia de un sistema, puede incluirse su pureza o sea que el porcentaje de armónicas sea despreciable.

La presencia de armónicas causa pérdidas adicionales y puede afectar el funcionamiento de ciertos tipos de aparatos.

## **6.9. Tendencias de la transmisión y operación de la energía eléctrica**

Dentro del desarrollo tecnológico en sistemas de transmisión de energía, destacan los avances logrados en superconductividad, en corriente directa de alto voltaje HVDC y en la generación en alta tensión. Una breve descripción de estos sistemas se presenta a continuación.

### **6.9.1. Superconductividad**

El fenómeno de ausencia de resistencia o pérdida de energía, se favoreció con el descubrimiento de materiales superconductores calientes, que presentan el mismo fenómeno de superconductividad a temperaturas superiores a la del nitrógeno líquido ( $77^{\circ}\text{K}$  ó  $-196^{\circ}\text{C}$ ). Estos materiales son del tipo cerámico por lo que su dureza y fragilidad no permiten un fácil manejo en la fabricación de elementos superconductores como cables. Los elementos empleados en la elaboración de cables superconductores tienen un costo elevado, debido a sus insumos, sus procesos de manufactura y sus pruebas. El costo actual para la fabricación de cables de energía es de 300 dólares/kA-m (material BSCCO-2223), y se espera que en 4 años, cuando se comercialice masivamente el producto, se logre una reducción de 80% en sus costos.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

La disponibilidad de cables superconductores en el mercado, posibilita el ingreso de esta tecnología en México y podría aplicarse en la transmisión de energía del Valle de México al centro del Distrito Federal; o bien, la utilización de Reactores Superconductores para Almacenamiento de Energía, como soporte de voltaje en los sistemas de alimentación a las siderúrgicas.

#### **6.9.2. Alta tensión en corriente directa**

Tecnología disponible desde mediados del siglo pasado y, debido a los costos de construcción de grandes unidades rectificadoras y a la poca flexibilidad de los sistemas de transmisión en HVDC, sólo se justifica económicamente en distancias aproximadas a 700 km. Los avances en la tecnología de cables, el desarrollo en electrónica de potencia y la noción de diseño compacto y modular, han permitido implementar el concepto de HVDC, tecnología que elimina las restricciones de distancia y potencia mínima, logrando la transmisión de potencia de manera económica en intervalos de 5 a 300 MW a corriente directa, con niveles de tensión en sub-transmisión.

Si se fijan los niveles de transmisión en aproximadamente 70 kV, se hace posible la construcción de cada módulo en fábricas y su transporte al lugar de instalación, reduciendo los costos de la fabricación en serie y disminuyendo los tiempos de entrega, lo cual posibilita conexiones rápidas y económicas.

#### **6.9.3. Generación en alto voltaje**

Tecnología que utiliza un cable de sección circular con referencia de tierra continua a todo lo largo del devanado del generador, lo cual permite generar electricidad a niveles de voltaje típico. Al utilizar los cables, en lugar de las tradicionales barras cuadrangulares aisladas, se elimina la restricción que se presenta por las altas concentraciones del campo eléctrico en las aristas de las barras, y que limitan la generación a tensiones inferiores a 30 kV.

Esta tecnología se aplica en centrales hidroeléctricas y termoeeléctricas, y permite la unificación al sistema de transmisión de pequeñas centrales generadora, eólica y fotovoltaica, dentro de un esquema de generación distribuida. En México no está prevista su construcción en un futuro cercano, ya que el costo de inversión es mayor que la tecnología convencional.

#### **6.9.4. Cables subterráneos**

El uso de cables subterráneos de potencia, en niveles de transmisión, permite enviar la potencia requerida a los centros urbanos (principalmente a grandes inmuebles), sin emplear torres de transmisión.

Las líneas de transmisión aisladas en gas, surgen de una combinación de las tecnologías de cables y la de subestaciones aisladas en gas. La optimización en el diseño y la substitución de los materiales empleados para fabricarlas, así como la técnica de instalación de tuberías en el subsuelo, reducen el costo de las líneas en un rango de 30 a 10 veces el costo de una línea de transmisión aérea.

Esta forma de transmisión presenta, además, una capacitancia cuatro veces menor a la de un cable, lo cual admite instalar grandes longitudes sin necesidad de compensación reactiva, no existe riesgo de incendio y presenta niveles despreciables de campos magnéticos. Dicha tecnología resulta muy atractiva para el envío de grandes bloques de energía a los centros urbanos de alto consumo de carga, como las ciudades de México, Monterrey y Guadalajara, lo que posibilita competir con las ventajas que observa un cable subterráneo.

#### **6.9.5. Sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna (FACTS)**

Estos sistemas representan una opción económica para mejorar la operación y estabilidad de un sistema de transmisión, y cuentan con aceptación comercial en el mundo. La tecnología se sustenta en el uso de electrónica de potencia y en los sistemas de información, permitiendo el desarrollo de controladores electrónicos que modifican, casi instantáneamente, los parámetros de transferencia de potencia. En el área central de México, se han instalado compensadores estáticos de VAR (CEV) para reducir el riesgo de colapso de voltaje. Debido al crecimiento ascendente de la demanda de electricidad del área peninsular, se instalan también compensadores estáticos y, al mismo tiempo, se estudia la conveniencia de aplicar compensación serie controlada por tiristores, con objeto de incrementar la transferencia de energía del sistema interconectado hacia esta zona. El Instituto de Investigaciones Eléctricas, señala que todas las regiones del país se beneficiarían con la aplicación de controladores FACTS, del tipo de compensación serie controlada por tiristores o estaciones HVDC back-to-back, para evitar que se presenten problemas de estabilidad transitoria y oscilatoria, logrando de esta manera, que exista una interconexión confiable.

#### **6.9.6. Tecnologías de soporte al sistema eléctrico**

Los avances tecnológicos en telecomunicaciones y sistemas de comunicación electrónica han servido de apoyo a la industria eléctrica, la cual se ha visto beneficiada en la optimización de sus procesos de generación, transmisión y distribución de energía, entre otros.

Las principales tecnologías de soporte para la industria eléctrica son las de instrumentación, medición, adquisición de datos, supervisión, control, comunicaciones, computación, informática, capacitación y planeación de la operación, y la expansión de redes. A continuación se describen las tecnologías más relevantes.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

### **6.9.6.1. Sistemas para la operación y el control de centrales generadoras**

La incorporación de instrumentos y dispositivos de control en centrales de generación eléctrica, reducen costos de operación y mantenimiento, y al mismo tiempo, incrementan la confiabilidad y disponibilidad de los sistemas. Son dispositivos de equipos, con redes inalámbricas de corto alcance e inmunes a interferencias, supervisados desde conectores con movilidad en ambientes de navegación Web-Internet/Intranet.

### **6.9.6.2. Portales corporativos para administrar información**

La industria eléctrica se beneficia de esta tecnología asistida por computadora, vía Web-Internet/Intranet, ya que le permite ahorrar en sus costos de capacitación de recursos humanos, debido a su alta especialización. Tecnología que se apoya en procesos de inteligencia artificial (tutoriales inteligentes) y de realidad virtual.

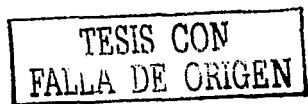
Los sistemas informáticos en Web se integran a sistemas de administración del conocimiento, a redes de colaboración con capacidad de interconexión a dispositivos inalámbricos y a sistemas de inteligencia de negocios. Sistemas benéficos en la toma de decisiones de alto nivel ejecutivo, los que incluirán en un futuro cercano, sistemas de acceso de alta seguridad.

Estos portales harán uso de redes neuronales y de agentes inteligentes, con objeto de ordenar automáticamente la información estadística. Serán provistos de asistentes inteligentes animados, para automatizar las tareas de traducción de documentos, procesamiento de voz, lecturas de información, búsquedas de datos, notificación verbal de correos, supervisión y diagnóstico de eventos, actividades necesarias en los procesos propios de la industria eléctrica.

En el sector eléctrico estos sistemas son el soporte principal de los procedimientos de control de calidad, seguridad, operación, planeación y mantenimiento; además de que apoyan en la consolidación de la información tecnológica y normativa de las diferentes fuentes, dando una respuesta rápida ante eventos críticos.

TESIS CON  
FALLA DE URGEN

## CAPÍTULO 2 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL



### 1. Sistema Eléctrico Nacional

Desde 1960, cuando la capacidad instalada de generación de energía eléctrica en México era de 3021 MW y la demanda se abastecía por sistemas eléctricos independientes entre sí, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha venido evolucionando a un ritmo acelerado de acuerdo con la demanda y un proceso de planeación que tiene como fin mejorar las condiciones de suministro del servicio público de energía eléctrica.

Algunos aspectos relevantes de la evolución del SEN son la utilización de mayores tensiones de transmisión (230 y 400 kV), a una frecuencia de 60 Hz, la interconexión de los sistemas regionales, el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos y termoelectrónicos, el aprovechamiento del carbón, de las energías geotérmica, nuclear y, en los últimos años, el uso de las energías renovables, además de incorporar el uso de tarifas con diferencia horaria con la finalidad de administrar la demanda eléctrica.

En la actualidad el SEN se divide en ocho áreas de Control y Transmisión: *Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental, Peninsular, Baja California*. Con excepción de las áreas Noroeste, Baja California, todas las demás operan interconectadas y forman el Sistema Interconectado (SI), con el fin de compartir recursos de capacidad y obtener así una operación más económica y confiable del sistema eléctrico. Por razones de estabilidad la zona Noroeste opera en forma independiente, aunque tiene enlaces con las áreas Control y Transmisión Norte y Occidente. Estos enlaces permiten realizar transferencias de generación y carga, ya sea segregando<sup>1</sup> unidades generadoras de Mazatlán y conectándolas al área Norte o segregando unidades de Aguamilpa (en el occidente) y conectándolas al área Noroeste.

<sup>1</sup> La segregación de cargas consiste en desconectar o separar eléctricamente la zona importadora del sistema eléctrico de la CFE.

También las áreas de Baja California permanecen como sistemas independientes, debido a que actualmente no se justifica su interconexión, por razones técnicas, económicas y geográficas con el resto de la red nacional. El sistema de Baja California opera interconectado con la red eléctrica de la región Occidental de EUA por medio de dos líneas de transmisión de 230 kV, mediante las cuales CFE realiza transacciones comerciales de capacidad y energía con ese país.

## 2. Estructura del sistema de generación

### 2.1. Capacidad instalada

La generación de energía eléctrica en la Comisión Federal de Electricidad se realiza por medio de las tecnologías disponibles en la actualidad, centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, eólicas y nuclear. Al cierre del mes de marzo del año 2003 la CFE, incluyendo productores externos de energía, cuenta con una capacidad efectiva instalada para generar energía eléctrica de 40,354.24<sup>2\*\*</sup> megawatts (MW), de los cuales 9,378.82 MW son de hidroeléctricas, 26,160.46<sup>\*\*</sup> MW corresponden a las termoeléctricas que consumen hidrocarburos; 2,600.00 MW a carbóelctricas; 847.90 MW a geotermoeléctricas; 1,364.88 MW a la nucleoeleétrica y 2.18 MW a la eoleleétrica. En la siguiente figura 1 se muestra la capacidad efectiva de generación.

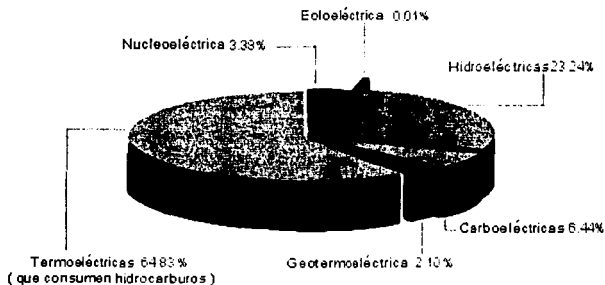


Figura 1. Porcentaje de generación de energía eléctrica por tecnología.

De la cantidad total de centrales eléctricas, 52.3% corresponden a fuentes alternativas de energía y participaron con 39.3% de la capacidad total instalada. Las centrales cuya generación es a partir de hidrocarburos, representan 47.7% del total y significaron 60.7% de la capacidad del sector eléctrico.

<sup>2\*\*</sup> Incluye 8 Centrales de Productores Externos de Energía, con una capacidad total de 3,495.03 MW, las cuales se incluyen en el apartado de Centrales Generadoras.

Actualmente se atiende a más de 125,323 localidades, de las cuales 122,144 son rurales y 3,179 urbanas. Aún cuando el servicio de energía eléctrica llega al 95.0% de la población, quedan por electrificar 74,068 localidades con un número reducido de habitantes clasificados por su nivel de población, 4,177 localidades de 100 a 2499 habitantes y 69,891 localidades con una población menor a 100 habitantes.

El Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) coordina y supervisa la operación de la red de transmisión y el despacho de carga a través de ocho centros regionales de control, los cuales corresponden a las áreas en que se divide el SEN. El sistema eléctrico se beneficia de la interconexión entre áreas al:

- Reducir el requerimiento de capacidad instalada, aprovechando la diversidad de las demandas y compartiendo las reservas de capacidad.
- Posibilitar el intercambio de energía entre regiones, reduciendo los costos de producción.
- Incrementar la confiabilidad del suministro en condiciones de emergencia.

En el 2003, hasta septiembre del mismo año se tienen 17 nuevas centrales de los productores independientes de energía, en la tabla 1 se muestran éstas centrales con su capacidad en MW.

| <b>Nombre de la Central</b>            | <b>Capacidad MW</b> |
|--|---------------------|
| <i>MÉRIDA III</i>                      | 484                 |
| <i>HERMOSILLO</i>                      | 250                 |
| <i>ANÁHUAC</i>                         | 495                 |
| <i>SALTILLO</i>                        | 247.5               |
| <i>TUXPAN II</i>                       | 495                 |
| <i>BAJÍO (EL SAUZ)</i>                 | 495                 |
| <i>BAJÍO</i> Generación complementaria | 100                 |
| <i>MONTERREY III</i>                   | 488.9               |
| <i>ALTAMIRA II</i>                     | 495                 |
| <i>MEXICALI</i>                        | 489                 |
| <i>CAMPECHE</i>                        | 252.4               |
| <i>NACO-NOGALES</i>                    | 258                 |
| <i>TUXPAN III Y IV</i>                 | 983 (2 X 491.5)     |
| <i>CHIHUAHUA III</i>                   | 259                 |
| <i>ALTAMIRA III Y IV</i>               | 1035 (2 X 517.5)    |
| <i>RÍO BRAVO III</i>                   | 495                 |
| <i>LÁ LAGUNA II</i>                    | 450                 |
| <i>RÍO BRAVO IV</i>                    | 527                 |

Tabla 1. Centrales eléctricas de los PIE.

La energía producida en México durante 2001 fue de 209,716 GWh, correspondiéndole a CFE 190,881 GWh, LFC 1,636 GWh y los productores independientes aportaron 4,589 GWh, totalizando 197,106 GWh, los 12,610 GWh restantes corresponden a productores privados. En la figura 2 se muestran las principales centrales de generación y en el tabla 2 las principales centrales en operación. En el tabla 2 las principales centrales en operación.

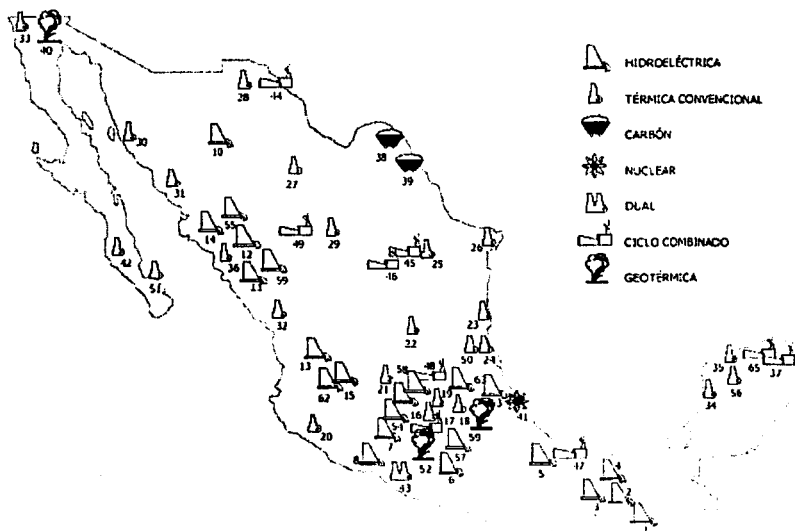


Figura 2. Principales centrales de generación eléctrica.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



| Planta | Central                        | Municipio        | Estado          | Tipo           | Núm. de unidades | Capacidad MW | Generación GWh | Factor de planta % |
|--------|--------------------------------|------------------|-----------------|----------------|------------------|--------------|----------------|--------------------|
| Total  |                                |                  |                 |                | 584              | 38,518.8     | 197,105.9      | 58.4               |
|        | Pde. Elix C. (El Novillo)      | Soyopa           | Sonora          | Hidroeléctrica | 3                | 135.0        | 515.2          | 26.5               |
|        | Prof. E. J. Marsal (Comedero)  | Cosalá           | Sinaloa         | Hidroeléctrica | 2                | 169.0        | 115.5          | 13.2               |
|        | Bacurao                        | Sinaloa de Leyva | Sinaloa         | Hidroeléctrica | 2                | 92.0         | 262.0          | 35.3               |
|        | L. Donald Colato (Huicra)      | Chota            | Sinaloa         | Hidroeléctrica | 2                | 422.0        | 556.3          | 25.2               |
|        | Puerto Libertad                | Pitiquito        | Sonora          | Vapor          | 4                | 632.0        | 3,562.4        | 64.5               |
|        | C. Rodríguez F. (Guaymas II)   | Guaymas          | Sonora          | Vapor          | 4                | 484.0        | 2,665.9        | 62.9               |
|        | J. Aceves P. (Mazatlán II)     | Mazatlán         | Sinaloa         | Vapor          | 3                | 616.0        | 3,516.7        | 65.2               |
|        | Pde. Juárez (Rosario)          | Rosario          | Baja California | Vapor/TG/CC    | 11               | 1,526.0      | 4,509.6        | 37.1               |
|        | J. Dins Bález (Topolobampo II) | Ahome            | Sinaloa         | Vapor          | 3                | 560.0        | 1,996.4        | 63.3               |
|        | Cerro Prieto                   | Mexicali         | Baja California | Geotérmica     | 13               | 720.0        | 5,005.5        | 79.4               |
|        | Agusín Olachea                 | San Carlos       | B. C. S.        | C. Interna     | 3                | 104.1        | 561.4          | 39.6               |
|        | Punta Prieta                   | La Paz           | B. C. S.        | Vapor          | 3                | 112.5        | 665.7          | 67.6               |
|        | 27 de septiembre               | El Fuerte        | Sinaloa         | Hidroeléctrica | 3                | 59.4         | 253.2          | 45.7               |
|        | Huimya                         | Radríguano       | Sinaloa         | Hidroeléctrica | 2                | 90.0         | 175.0          | 22.6               |
|        | Hermosillo (PIE)               | Hermosillo       | Sonora          | C. Combinado   | 1                | 235.9        | 492.2          | 24.5               |
|        | Tres Virgenes                  | Sta. Rosalía     | B.C.S.          | Geotérmica     | 2                | 10.0         | 16.9           | 19.3               |
|        | Ahamira                        | Altamira         | Tamaulipas      | Vapor          | 4                | 600.0        | 5,346.5        | 76.9               |
|        | Monterrey                      | S. N. Garza      | Nuevo León      | Vapor          | 6                | 465.0        | 2,926.4        | 73.3               |
|        | E. Torres G. (Río Bravo)       | Río Bravo        | Tamaulipas      | Vapor / TG     | 4                | 520.1        | 3,121.2        | 62.5               |
|        | Francisco Villa                | Chihuahua        | Chihuahua       | Vapor          | 5                | 399.0        | 2,211.6        | 63.3               |
|        | Sanaboya                       | Cd. Juárez       | Chihuahua       | Vapor          | 2                | 316.0        | 1,505.3        | 54.4               |
|        | Guadalupe Victoria             | Lerdo            | Durango         | Vapor          | 2                | 520.0        | 2,316.0        | 22.6               |
|        | Río Escondido                  | Río Escondido    | Coahuila        | Carbón         | 4                | 1,200.0      | 9,215.4        | 27.7               |
|        | Carbón II                      | Nava             | Coahuila        | Carbón         | 4                | 1,400.0      | 9,346.6        | 76.2               |
|        | Sanaboya II                    | Cd. Juárez       | Chihuahua       | C. combinado   | 6                | 521.8        | 3,613.9        | 79.1               |
|        | Huiná I                        | Peñuera          | Nuevo León      | C. Combinado   | 6                | 517.4        | 3,544.5        | 75.2               |
|        | Huiná II                       | Peñuera          | Nuevo León      | C. combinado   | 2                | 450.2        | 1,765.4        | 44.8               |
|        | Gómez Palacio                  | Gómez Palacio    | Durango         | C. combinado   | 3                | 200.0        | 842.2          | 45.1               |
|        | La Amistad                     | Acuña            | Coahuila        | Hidroeléctrica | 2                | 66.0         | 75.1           | 13.0               |
|        | Chihuahua II (El Encino)       | Chihuahua        | Chihuahua       | C. combinado   | 3                | 423.3        | 2,459.1        | 66.1               |
|        | Saltillo (PIE)                 | Saltillo         | Coahuila        | C. combinado   | 1                | 247.5        | 236.9          | 10.9               |
|        | J. Ma. Morelos (Milita)        | L. Cárdenas      | Michoacán       | Hidroeléctrica | 4                | 295.0        | 1,123.4        | 45.5               |
|        | Aguanilpa                      | Tepec            | Nayarit         | Hidroeléctrica | 3                | 960.0        | 715.0          | 13.3               |
|        | Agua Prieta                    | Zapopan          | Jalisco         | Hidroeléctrica | 2                | 240.0        | 212.4          | 10.1               |
|        | M. Álvarez M. (Manzanillo)     | Manzanillo       | Colima          | Vapor          | 4                | 1,200.0      | 7,632.3        | 72.2               |
|        | Manzanillo II                  | Manzanillo       | Colima          | Vapor          | 2                | 700.0        | 5,559.3        | 90.7               |
|        | Salamanca                      | Salamanca        | Guanajuato      | Vapor          | 4                | 666.0        | 3,436.2        | 71.7               |
|        | Villa de Reyes                 | Villa de Reyes   | S. L. P.        | Vapor          | 2                | 700.0        | 3,154.8        | 34.1               |
|        | El Sauz                        | P. Escobedo      | Querétaro       | C. combinado   | 5                | 540.0        | 2,417.2        | 21.2               |
|        | Azufres                        | Cd. Hidalgo      | Michoacán       | Geotérmica     | 11               | 92.9         | 414.1          | 50.9               |
|        | Cupatitzio                     | Uruapan          | Michoacán       | Hidroeléctrica | 2                | 72.5         | 577.1          | 59.4               |
|        | Cobano                         | C. Zamora        | Michoacán       | Hidroeléctrica | 2                | 52.0         | 231.2          | 50.7               |
|        | M. M. Dieguez (Sta. Rosa)      | Amatitlán        | Jalisco         | Hidroeléctrica | 2                | 61.2         | 142.5          | 35.9               |
|        | Lerma (Tepic, LFC)             | Consepec         | Michoacán       | Hidroeléctrica | 3                | 66.0         | 264.1          | 50.2               |
|        | Colimilla                      | Tonalá           | Jalisco         | Hidroeléctrica | 4                | 51.2         | 15.2           | 3.4                |

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

|                               |               |          |                |     |         |          |      |
|-------------------------------|---------------|----------|----------------|-----|---------|----------|------|
| Necaxa (IFC)                  | J. Galindo    | Puebla   | Hidroeléctrica | 10  | 109.0   | 245.5    | 20.9 |
| Fernando Hurtado B. (Zimapan) | Zimapan       | Hidalgo  | Hidroeléctrica | 2   | 292.0   | 1,036.9  | 42.5 |
| Fco. Pérez R. (Tula)          | Tula          | Hidalgo  | Vapor/CC       | 10  | 1,632.0 | 15,502.1 | 25.7 |
| Valle de México               | Acolman       | México   | Vapor/TG       | 7   | 656.9   | 5,079.6  | 69.2 |
| Jorge Luque (IFC)             | Tulitlán      | México   | Vapor/TG       | 8   | 562.0   | 765.4    | 24.2 |
| Mazatepec                     | Tlidausquepec | Puebla   | Hidráulica     | 4   | 220.0   | 600.5    | 31.1 |
| Humero                        | Chignahuila   | Puebla   | Geotérmica     | 3   | 15.0    | 127.2    | 96.8 |
| Paña (IFC)                    | Zihuauehla    | Puebla   | Hidroeléctrica | 3   | 37.0    | 25.1     | 6.7  |
| B. Domínguez (Angostura)      | Alcalá        | Chiapas  | Hidroeléctrica | 5   | 900.0   | 2,911.0  | 36.9 |
| M. Moreno T.                  | Chicoasén     | Chiapas  | Hidroeléctrica | 5   | 1,500.0 | 6,407.5  | 46.8 |
| Malpaso                       | Tecapaán      | Chiapas  | Hidroeléctrica | 6   | 1,030.0 | 3,912.7  | 41.4 |
| Peñitas                       | Ocuacán       | Chiapas  | Hidroeléctrica | 4   | 420.0   | 1,768.4  | 45.1 |
| Temascal                      | San Miguel    | Oaxaca   | Hidroeléctrica | 6   | 354.0   | 1,344.7  | 45.4 |
| C. Ramírez U. (Cancún)        | Apaxtla       | Guerrero | Hidroeléctrica | 3   | 600.0   | 1,049.0  | 20.9 |
| Infiernillo                   | La Unión      | Guerrero | Hidroeléctrica | 6   | 1,000.0 | 2,624.5  | 30.0 |
| A. López M. (Tuxpan)          | Tuxpan        | Veracruz | Vapor          | 6   | 2,100.0 | 14,638.4 | 79.6 |
| Ierna                         | Campeche      | Campeche | Vapor          | 4   | 150.0   | 972.4    | 74.0 |
| Mérida II                     | Mérida        | Yucatán  | Vapor          | 2   | 168.0   | 942.5    | 64.0 |
| F. Carrillo Puerto            | Valladolid    | Yucatán  | Vapor/CC       | 5   | 287.0   | 1,645.6  | 67.4 |
| Laguna Verde                  | Alto Lucero   | Veracruz | Nuclear        | 2   | 1,564.9 | 8,726.3  | 75.0 |
| Pe. P. Ibas C. (Peracako)     | La Unión      | Guerrero | Dual           | 6   | 2,100.0 | 14,109.2 | 76.7 |
| Dos Bocas                     | Medellín      | Veracruz | C. combinado   | 6   | 452.0   | 2,721.0  | 65.7 |
| Poza Rica                     | Tehuacán      | Veracruz | Vapor          | 3   | 117.0   | 770.0    | 75.2 |
| Nachi - Gocom II              | Mérida        | Yucatán  | Vapor / TG     | 3   | 79.0    | 266.4    | 38.5 |
| Mérida III (PIE)              | Mérida        | Yucatán  | C. combinado   | 2   | 434.0   | 3,195.6  | 75.4 |
| Tuxpan II (PIE)               | Tuxpan        | Veracruz | C. Combinado   | 1   | 495.0   | 449.6    | 10.4 |
| Otras *                       |               |          |                | 297 | 2,083.9 | 3,778.1  |      |

Tabla 2. Principales centrales en operación.

## 2.2. Comercio exterior de energía eléctrica

En las áreas eléctricas del Noroeste, Noreste, Norte, Baja California y Peninsular, por su ubicación geográfica, es posible realizar transacciones internacionales de energía eléctrica. El comercio exterior de energía eléctrica para México aún es marginal. En el 2001, las exportaciones crecieron 39%, aunque el nivel absoluto es de poca consideración. Las principales ventas se realizaron en la zona de Tijuana hacia el Estado de California en los EUA. Por razones de estabilidad, los sistemas eléctricos del sistema interconectado *Western Systems Coordinating Council (WSCC)* en esta zona, no pueden operar eléctricamente en sincronía con el de CFE, por ello, para realizar la importación se requiere una segregación de cargas del SEN.

En cambio, las importaciones a partir de 1997 muestran un comportamiento inestable, observando una severa disminución en 2001 de 65% respecto al 2000, debido al crecimiento en la generación del SEN. El saldo del comercio exterior de energía eléctrica al cierre del 2001 fue deficitario en 56 GWh. En la figura 3 se muestra los enlaces de interconexión para llevar a cabo el comercio exterior de energía eléctrica.

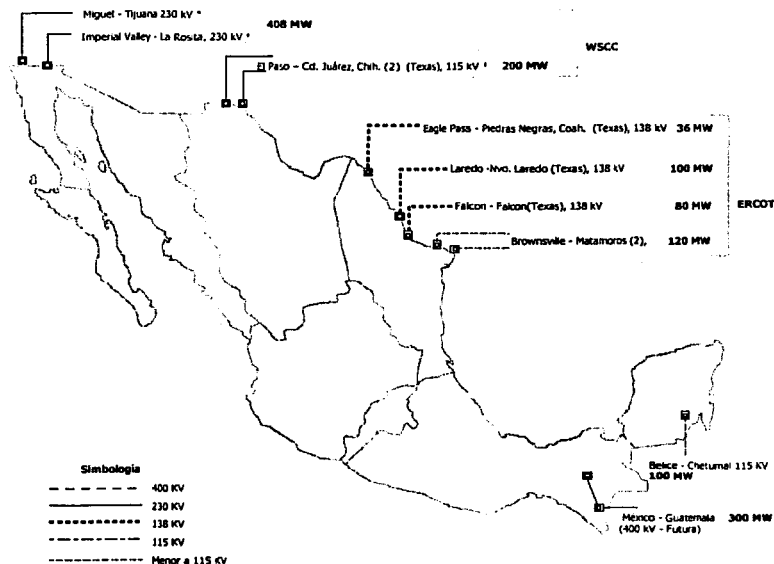


Figura 3. Enlaces de Interconexión existentes en el 2001.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

### 2.3. Capacidad de transmisión del SEN

La evolución de la red de transmisión considera, por una parte, la magnitud y dispersión geográfica de las cargas y, por otra, la localización de las centrales generadoras. En general, los centros de generación y consumo de electricidad están alejados entre sí, por lo cual se interconectan gradualmente. La red de transmisión considera los niveles de tensión de 400, 230, 161 y 150 kilovolts (kV). Al finalizar marzo del año 2003 esta red alcanzó una longitud de 39,182 km. del total 95.6% pertenece a CFE y 4.4% a LFC. Por niveles de tensión, 5.4% corresponde a líneas de 230 y 400 kV, 6.2% a líneas de 69 a 161 kV, y el restante 88.4% a líneas de 2.4 a 60 kV. En subestaciones se dispone de una capacidad instalada al 31 de marzo del año 2003 con 156,647 MVA, de los cuales el 76.7% corresponde a subestaciones de transmisión y el restante 23.3% a subestaciones de distribución. La red de distribución la constituyen las líneas de subtransmisión con niveles de tensión de 138, 115, 85 y 69 kilovolts (kV); así como, las de distribución en niveles de 34.5, 23, 13.8, 6.6, 4.16 y 2.4 kV y baja tensión. Al 31 de marzo del año 2003, la longitud de estas líneas fue de 42,950 km y 566,705 km, respectivamente

De manera general la red de transmisión se forma como sigue:

- Red de transmisión troncal. Formada por líneas de transmisión y subestaciones de potencia de alta tensión (230 y 400 kV). Movilizan grandes cantidades de energía entre regiones, abasteciendo las redes de subtransmisión y las instalaciones de algunos usuarios industriales.
- Redes de subtransmisión. De cobertura regional y utilizan altas tensiones de transmisión (69 a 161 kV). Suministran energía a redes de distribución en media tensión y a cargas de usuarios conectadas en alta tensión de subtransmisión.
- Redes de distribución en media tensión. Suministran la energía en niveles de voltaje de 2.4 a 60 kV dentro de zonas relativamente pequeñas. Abastecen las redes de distribución en baja tensión y usuarios de media tensión.
- Red de LFC. Totalizan 29,838 km en niveles de tensión de 6.6 a 400 kV.
- Respecto a las redes de distribución en baja tensión, suministran energía en 220 ó 240 volts entre fases, alimentan cargas de usuarios con consumos pequeños.

En la figura 4 se muestra el mapa de la red de transmisión.



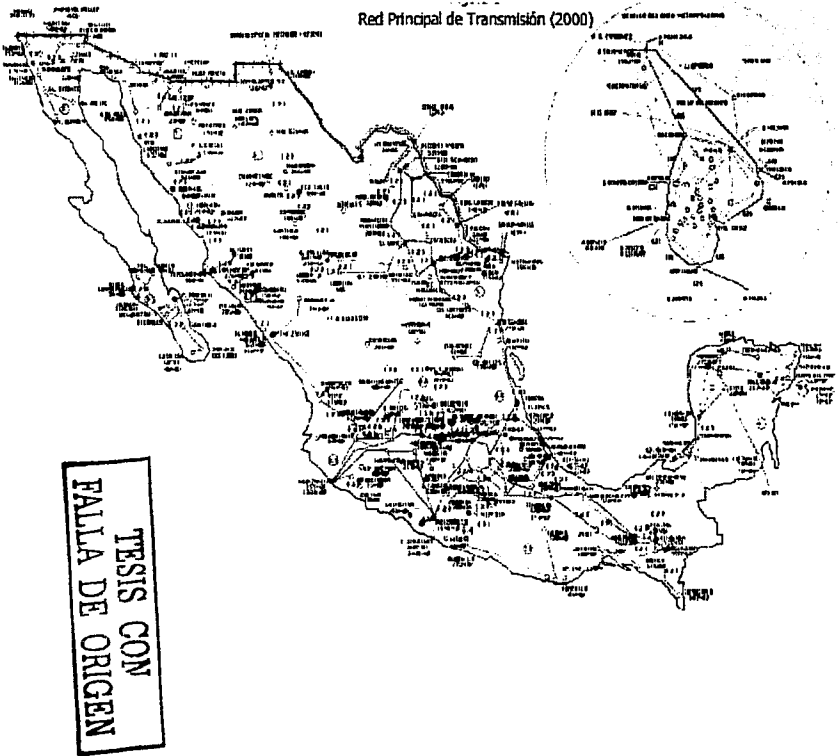


Figura 4. Mapa de la red de transmisión.

### 3. Tarifas eléctricas

El mercado eléctrico nacional dispone de una estructura de 31 tarifas diferenciadas (por tipo de usuario, región y estación del año) para realizar sus ventas de energía, con la finalidad de que éstas reflejen los costos de suministro en que incurren las empresas suministradoras. Sectorialmente el mercado eléctrico se encuentra conformado de la siguiente forma:

- Residencial.- para usuarios de servicio doméstico.
- Comercial.- para usuarios de servicio general en baja tensión (establecimientos comerciales, de servicios y microindustrias).
- Servicios.- para usuarios de los servicios de alumbrado público, de bombeo de aguas negras y potables, y servicio temporal.
- Industrial.- para usuarios de servicios generales en media tensión (industria media y pequeña, y comercios y servicios grandes) y alta tensión (grandes unidades industriales e importantes sistemas de bombeo de agua potable y de transporte eléctrico).
- Agrícola.- para usuarios del servicio de bombeo de agua de riego.

Para analizar el mercado regional se consideran 117 zonas y 11 pequeños sistemas aislados, y se agrupan 9 áreas: Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental, Peninsular, Baja California y Baja California Sur.

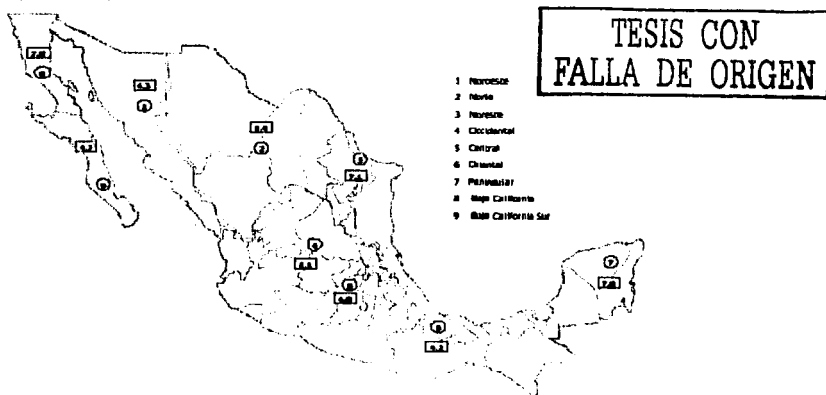


Figura 5. Regiones del Sistema Eléctrico Nacional.

| Sector          | Tarifa   | Tipo de servicio   |
|-----------------|--|--|
| Residencial     | 1, 1A, 1B,<br>1C, 1D y 1E  | Servicio doméstico.  |
| Comercial       | 2<br>3   | Tarifa para servicio general hasta 25 kW de demanda.<br>Servicio general para más de 25 kW de demanda  |
| Servicio        | 5 y 5A<br>6<br>7   | Servicio para alumbrado público.<br>Servicio para bombeo de aguas potables o negras de servicio público.<br>Servicio temporal.   |
| Industria       | O-M  | Ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 100 kW.   |
| Empresa mediana | H-M<br>HM-R<br>HM-RF<br>HM-RM  | Horaria para servicio general en media tensión con demanda de 100 kW o más.<br>Horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en media tensión.<br>Horaria para servicio de respaldo para falla en media tensión.<br>Horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en media tensión.   |
| Gran Industria  | H-S<br>HS-R<br>HS-RF<br>HS-RM<br>H-SL<br>H-T<br>HT-R<br>HT-RF<br><br>HT-RM<br>H-TL<br><br>I-15<br>I-30 | Horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión, mayor a 35 kV y menor a 220 kV.<br>Horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en alta tensión, nivel subtransmisión.<br>Horaria para servicio de respaldo para falla en alta tensión nivel subtransmisión.<br>Horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en alta tensión, nivel subtransmisión.<br>Horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión para larga utilización.<br>Horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión mayor o igual a 220 kV.<br>Horaria para servicio de respaldo para falla y mantenimiento en alta tensión, nivel transmisión.<br>Horaria para servicio de respaldo para falla en alta tensión, nivel transmisión.<br><br>Horaria para servicio de respaldo para mantenimiento programado en alta tensión, nivel transmisión.<br>Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión para larga utilización.<br><br>Para servicio interrumpible, aplicable a los usuarios de las tarifas H-S, H-SL, H-TL, con demanda máxima mayor o igual a 10,000 kW.<br>Para servicio interrumpible, aplicable a los usuarios de las tarifas H-S, H-SL, H-T y H-TL, con demanda máxima mayor o igual a 20,000 kW. |
| Agrícola        | 9.<br>9M.  | Tarifa para riego agrícola en baja tensión<br>Tarifa para riego agrícola en media tensión  |

Tabla 3. Tipos de tarifas eléctricas.

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

### 3.1. Comportamiento estacional y horario de la demanda

Los perfiles de carga dependen de la región geográfica, de la estación del año y de los días de la semana (en los días hábiles el consumo de electricidad es mayor que en los no hábiles). La demanda máxima anual de potencia de una zona, es calculada utilizando los valores estimados de la energía necesaria bruta<sup>1</sup> y del factor de carga propio del área.

A finales de 1991 se crean las tarifas horarias para usuarios de media y alta tensión, niveladas con un mecanismo de ajuste mensual, que refleja las variaciones de los precios de los combustibles utilizados en la generación de electricidad. Posteriormente en noviembre de 1996 se le incorpora un componente de la inflación nacional para quedar como sigue:

- Media tensión.- componente de variación de los precios de combustibles 71%, componente del índice de precios al productor de tres subramas Industriales 29%.
- Alta tensión.- componente de variación de los precios de combustibles 59%, componente del índice de precios al productor de tres subramas industriales 41%.

Este mecanismo permite reflejar el costo real del servicio, ya que el costo por KWh es mayor en periodos de demanda máxima, debido a que es necesario aumentar la capacidad de generación con plantas eléctricas que operan con los costos más elevados. De esta forma, los usuarios modulan su curva de demanda de acuerdo con sus necesidades, haciendo un uso más eficiente de la energía eléctrica.

Debido a las condiciones climáticas y al dinámico crecimiento industrial, las áreas del norte consumen mayor cantidad de energía eléctrica en el verano, y su demanda en punta se presenta de las 14 a las 18 horas en esta estación del año. Por el contrario, en el sur el consumo es ligeramente mayor en el invierno, presentando la punta de la demanda a partir de las 20 horas.

## 4. Prospectiva tecnológica para el desarrollo del sector eléctrico

### 4.1. Tecnologías para la generación de energía eléctrica

En mercados dinámicos como el energético, la investigación es una excelente estrategia de competitividad y de permanencia en el mercado.

<sup>1</sup> La energía necesaria bruta es la energía que debe ser alimentada a la red por los diferentes recursos (generación, importación, excedentes de autoabastecedores) y comprende la energía vendida, autoconsumo de las centrales y pérdidas de transmisión.



Es por ello que el desarrollo de tecnologías avanzadas que aprovechan las fuentes primarias de energía, posibilitan la diversificación de combustibles para generación de electricidad y su abastecimiento en zonas aisladas y marginadas.

La expansión del sector eléctrico mexicano considera la disponibilidad de gas natural, mayores restricciones ambientales y escasez de recursos financieros. Lo anterior ha propiciado que los ciclos combinados sean la base de planeación del sistema eléctrico en el mediano plazo, en virtud de su eficiencia actual de 50% a 55%, contra 40% de otras tecnologías (se espera alcance 60% en el futuro próximo), de los montos de inversión de 700 dólares por KW contra 1,200 dólares por KW, y a los tiempos requeridos para su instalación de 2 años contra 4 en la mayoría de las tecnologías disponibles en el mercado.

No obstante, esta tecnología presenta algunas limitaciones en la actualidad, como la poca disponibilidad de turbinas de gas y la volatilidad de los precios del gas natural. Ante esta situación, se seleccionan tecnologías alternas que complementen la capacidad de generación, y para ello, se consideran la disponibilidad y costo de los combustibles, los montos de inversión requerida; el tiempo de instalación; la eficiencia de generación y los impactos ambientales.

La ventaja técnica de las centrales de ciclo combinado sólo se mantendrá en tanto los precios de los combustibles no aumenten, lo cual empieza a cuestionarse en el ámbito mundial..

Los avances tecnológicos, aunados al incremento del gas a principios de 2001, posibilitan que las tecnologías convencionales compitan con los ciclos combinados, lo que adicionalmente promovería la diversificación de combustibles. En los últimos años se observa una evolución tecnológica en centrales térmicas convencionales dirigida a diseños de alta eficiencia y al desarrollo de combustibles alternos al combustóleo, con un menor costo.

| Térmica convencional  | Lecho fluidizado   | Turbinas de gas  |
|---|--|--|
| <p>Tecnología dominante, flexible para utilizar diversos combustibles, presenta eficiencias típicas entre 35 y 40%.</p> <p>Actualmente, se ofrecen centrales que utilizan presiones supercríticas, diversas etapas de recalentamiento y temperaturas de vapor de 570 °C, con eficiencias de 47%.</p> <p>Se estima que en los próximos 20 años su eficiencia alcance 60%, con esquemas de retención de dióxido de carbono.</p> | <p>Consiste en utilizar un generador de vapor, donde la combustión se realiza con un combustible sólido en suspensión, dentro de la corriente de aire.</p> <p>En México se construyen centrales con esta tecnología. Su eficiencia es ligeramente inferior a la de una térmica convencional.</p> <p>Quema combustibles de baja calidad, como el coque de petróleo y posibilita la retención de contaminantes (óxidos de azufre).</p> | <p>Utilizadas en ciclo abierto para centrales que satisfacen los picos de demanda, o en ciclo combinado para generación base.</p> <p>Las mejoras tecnológicas en el diseño y fabricación de turbinas, permiten eficiencias entre 50 y 60% para ciclos combinados.</p> <p>En la próxima década se espera alcanzar eficiencias del orden de 75%.</p> |

| Combustión interna   | Gasificación de combustibles   | Combustibles alternos   |
|--|--|---|
| <p>Son equipos eficientes y pequeños con capacidad de 1 a 20 MW, con eficiencias de 40 a 44%.</p> <p>A diferencia de las tecnologías de gas, pueden manejar combustibles líquidos pesados. Se emplean en sistemas aislados de la infraestructura de gasoductos y en aplicaciones de cogeneración, incluyendo pequeños centros de salud o turísticos.</p> <p>Sus características, permiten que en el futuro crezca la utilización de estos motores.</p> | <p>Esta tecnología es empleada en la modalidad de cogeneración en Refinerías, donde además el vapor y la electricidad se requiere el hidrógeno.</p> <p>En los dos últimos años ha mejorado sustancialmente, reduciendo sus requerimientos de inversión.</p> <p>En los próximos treinta años, dependiendo de la evaluación económica y del escenario de precios de los combustibles, será competitiva con las centrales de ciclo combinado.</p> | <p>Actualmente se cuenta con dos tecnologías disponibles o en las últimas etapas de desarrollo, que permiten aprovechar combustibles locales en condiciones más económicas que el uso del combustóleo. Estas tecnologías son las emulsiones de residuos de vacío en agua y la utilización de crudo maya desputando en centrales generadoras.</p> <p>Este tipo de tecnologías posibilita el diferimiento de inversiones, así como el protegerse ante eventuales desviaciones en los programas de reconfiguración de refinerías en el país.</p> |

Tabla 4. Tecnologías no renovables para la generación eléctrica

#### 4.2. Generación no convencional

México tiene un importante potencial de generación eléctrica a partir de fuentes renovables de energía. Las ventajas que ofrecen estas alternativas de generación consisten en su amplia disponibilidad de recursos, beneficios ambientales y existencia de mercados internacionales para la adquisición de equipos. Estos proyectos posibilitan la inversión privada y la creación de fondos internacionales multilaterales y complementarios para su desarrollo. Los proyectos de aprovechamiento de energía renovable presentan una viabilidad técnica y económica creciente para generar electricidad, debido a que la internalización de los costos ambientales favorece esta tendencia.

##### 4.2.1. Energía solar

La principal energía renovable en el mundo, es la solar (radiación infrarroja y ultravioleta) la cual se transforma dentro de la atmósfera en diferentes efectos físicos que pueden ser empleados como un recurso energético: viento, biomasa, la diferencia de temperaturas oceánicas y la energía de las olas. El uso de la energía solar mediante dispositivos fotovoltaicos presenta oportunidades para electrificación de zonas remotas no atendidas por la red de transmisión y distribución, o bien utilizarla como soporte de la red en regiones con fuerte demanda de punta en el verano.

El potencial de energía solar en México es uno de los más altos del mundo, aproximadamente tres cuartas partes del territorio nacional, son zonas con una insolación media del orden de los 5 kWh/m<sup>2</sup> al día.

De 1993 a 2001, la capacidad instalada de estos sistemas se incrementó de 7.1 MW a 14.3 MW, lo que representa una tasa media anual de crecimiento del 9%. Estimaciones de la Conae consideran que en el último año, se tenían más de 115 mil metros cuadrados de pequeños sistemas fotovoltaicos instalados en el país, con una generación aproximada de 8.4 GWh/año, para satisfacer pequeñas cargas distribuidas. Para el año 2011, se espera contar con 28 MW instalados y 16.5 GWh/año de generación, con base en un crecimiento anual en la instalación de los sistemas del 7% y un factor de planta del 25%. La CFE cuenta con una planta híbrida en San Juanico, B.C.S., conformada por 17 kW fotovoltaicos, 100 kW eólicos y un motogenerador diesel de 80 kW. Además, tiene en proyecto instalación de una planta híbrida (ciclo combinado – termosolar), con una capacidad termosolar de 40 a 50 MW. Los costos de estos sistemas fotovoltaicos, son todavía muy elevados, se encuentran en un rango de 3,500 a 7,000 dólares por kW instalado, y de 25 a 150 centavos de dólar por kWh generado. Para los sistemas fototérmicos los costos correspondientes se pronostican en el rango de 2,000 a 4,000 dólares por kW y de 10 a 25 centavos de dólar por kWh.

#### 4.2.2. Energía eólica

De las energías renovables, la eólica está considerada como una de las más prometedoras para la generación masiva de electricidad en el mediano plazo. La capacidad mundial de generación con energía eólica conectada a red actualmente rebasa los 25,000 MW<sup>28</sup>, mientras que otras tecnologías, como la fotovoltaica, se instalan en cantidades superiores a los 200 MW/ año, en aplicaciones de electrificación rural y en aplicaciones conectadas a red.<sup>29</sup> Existe en el país un potencial superior a los 5,000 MW económicamente aprovechables en zonas ya identificadas: sur del Istmo de Tehuantepec (con potenciales de 2000 a 3000 MW); en las penínsulas de Baja California y Yucatán; en la región central de Zacatecas y hasta la frontera con EUA, así como en la región central del altiplano y las costas del país. Actualmente se cuenta con:

- La instalación de una máquina de 600 kW por CFE en la población de Guerrero Negro, BCS, y otra de 550 kW por la empresa Cementos Apasco, en Ramos Arizpe, Coahuila.
- La construcción de una central piloto de 1.5 MW por CFE en la Venta, Oaxaca.
- La compañía Fuerza Eólica, S.A. de C.V. fabrica y exporta generadores eléctricos de 750 kW para aerogeneradores que se producen en los Estados Unidos.

Adicionalmente existen más de 3 MW eólicos instalados en el país, a través de pequeños aerogeneradores y aerobombas de agua, que en 2001 generaron cerca de 10.6 GWh. En la actualidad, los costos típicos de inversión en instalaciones para el aprovechamiento de la energía del viento, están alrededor de 1,000 dólares por kW instalado, y los costos de generación entre 5 y 11 centavos de dólar por kWh.

#### 4.2.3. Minihidráulica

Este recurso no ha sido cuantificado en su totalidad, pero se estima que el potencial total disponible es importante. Solamente en canales de riego se estima un potencial económicamente.

La Conae identifica más de 100 sitios para el aprovechamiento de este recurso. En la región que comprende los estados de Veracruz y Puebla, con una generación potencial de 3,570 GWh/año, que equivale a una capacidad media de 400 MW. Los permisos de generación minihidráulica autorizados por la CRE, indican que al cierre del año 2002 se contará con seis permisos en operación, los cuales representarán 32 MW instalados y una generación eléctrica de 120 GWh/año. Para el año 2011, se espera contar con 284 MW instalados y 1,373 GWh de generación, considerando un crecimiento anual de 5% a partir del año 2005, y un factor de planta de 49%. Los costos de instalación de esta tecnología, varían en un rango muy amplio, de 800 a 6,000 dólares por kW instalado, con costos de generación de 3 a 45 centavos de dólar por kWh.

#### 4.2.4. Biomasa

Esta tecnología emplea la materia orgánica que es susceptible de ser utilizada como energía (desechos sólidos urbanos y agropecuarios, así como maderas, follaje y residuos de los bosques). El aprovechamiento de la biomasa como energético puede realizarse vía combustión directa o mediante la conversión de la biomasa en diferentes combustibles, a través de la biodigestión anaerobia, pirólisis, gasificación o fermentación.

El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), estima que la producción de residuos sólidos municipales en el país es de 90 mil toneladas diarias, con lo que se podría soportar una capacidad de generación aproximada de 150 MW. Esta alternativa de generación puede ser ya rentable en el caso de ciudades medianas y grandes, para propósitos de autogeneración municipal. Hasta agosto de 2002, había dos permisos autorizados por la CRE para la generación de energía eléctrica con base en la explotación de biogas de rellenos sanitarios municipales en Monterrey N.L.

La capacidad instalada es de 10.8 MW y una generación de 54 GWh/año. Adicionalmente, existen 44 permisos autorizados para sistemas híbridos (combustóleo - bagazo de caña), con una capacidad total de 391 MW de capacidad y 709 GWh de generación.

Los costos de inversión asociados a estos proyectos, se encuentran en un rango de 630 a 1,170 dólares por kW instalado, la electricidad producida tiene un costo de 4 a 6 centavos de dólar por kWh generado.

#### 4.2.5. Geotermia

La industria geotérmica actual está basada en la explotación de los llamados recursos geotérmicos hidrotermales, sin embargo, la viabilidad a largo plazo de este recurso energético dependerá del desarrollo de tecnología que permita el aprovechamiento de todos los tipos de recursos geotérmicos (roca seca caliente, geopresurizados, marinos y magmáticos). La Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos de la CFE, ha establecido la existencia de más de 1,400 manifestaciones termales en 27 estados del país. Recientemente en algunos lugares ya se han perforado pozos exploratorios, como en Tres Vírgenes (Baja California Sur), Los Negritos (Michoacán) y Acozulco (Puebla).

El potencial geotérmico estimado de México, en sistemas hidrotermales de alta entalpía (temperaturas mayores a 180 C), permitiría generar cuando menos 2,400 MWe (mega watt eléctrico). Algunos investigadores han estimado de manera gruesa las reservas en sistemas hidrotermales de baja entalpía (temperaturas menores a 180 C) en cuando menos 20,000 MWt (mega watt térmico). Aún no se cuenta con evaluaciones confiables de otros tipos de recursos geotérmicos como los geopresurizados, roca seca caliente, etc.

En el 2001 fueron instalados en el campo de Las Tres Vírgenes, las dos primeras unidades de 5 MW cada una, y próximamente se contará con 100 MW adicionales en el campo geotérmico de Los Azufres, en Michoacán.

La capacidad instalada actual de energía geotérmica es de 838 MW, en los campos de Cerro Prieto (Baja California), Los Azufres (Michoacán) y Los Humeros (Puebla), lo que representa el 2.2% de la capacidad total observada en 2001. El impacto ambiental de los desarrollos geotérmicos se puede eliminar casi completamente; y sus costos están entre 4 y 7 centavos de dólar por kWh.

#### 4.2.6. Celdas de combustible

Esta tecnología ofrece la posibilidad de convertir combustibles gaseosos (gas natural e hidrógeno) directamente en electricidad, con un impacto ambiental mínimo. El principal subproducto del proceso es agua cuando se emplea hidrógeno, en el caso de gas natural se utiliza agua y bióxido de carbono.

Se observa una gran variedad en su aplicación, como en los sistemas de respaldo a red y vehículos eléctricos. Los costos han disminuido de manera notable, actualmente se ubican en un rango de 3,000 a 8,000 dólares por kW instalado.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## CAPÍTULO 3

# ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

### 1. Introducción

El Sol se comporta como un cuerpo negro a temperaturas de aproximadamente 6000 K, pero solamente un 0.2% de la potencia de la energía solar emitida que llega a nuestro planeta se consume en crear vientos y olas y un 0.05% para el proceso de fotosíntesis, que es el origen de las reservas de combustibles fósiles sólidos, maderas, etc. Sin embargo, esa pequeña fracción de energía solar que recibe la Tierra es 100,000 veces superior a la que consume la humanidad y la potencia de la radiación solar en un día de cielo claro, a medio día en la zona entre los trópicos, puede alcanzar los  $1,000 \text{ (W/m}^2\text{)}$ <sup>1</sup> que es un valor energético interesante para aprovechar.

El *efecto fotovoltaico* es una de las maneras de aprovechar esa energía solar, consistiendo en la transformación directa de la energía solar en energía eléctrica mediante la liberación de electrones de un material semiconductor; normalmente el silicio (el segundo elemento más abundante en la corteza terrestre, el mismo material semiconductor usado en las computadoras), por efecto de los fotones de la radiación solar incidente sobre el mismo. La tecnología consiste en que parte de los electrones liberados salgan al exterior del material semiconductor para utilizarlo como corriente eléctrica útil. Este proceso se produce en un elemento que se denomina *célula fotovoltaica*, que consiste generalmente en un diodo especialmente fabricado para dicha aplicación, a la que se le adosan mallas colectoras metálicas. La unión de células fotovoltaicas y su consiguiente encapsulado y enmarcado da como resultado los *paneles o módulos fotovoltaicos*.

<sup>1</sup> La unidad de medida de la irradiación en el Sistema Internacional es el julio por metro cuadrado ( $\text{J/m}^2$ ), si bien se usa más frecuentemente el  $\text{W/m}^2$  por comodidad. La relación entre ambas es la siguiente:  $1 \text{ W/m}^2 = 3600 \text{ J/m}^2$

## 2. Historia

- 1839 Edmund Becquerel, físico francés, descubre el efecto fotovoltaico (EFV): en una celda electrolítica compuesta de 2 electrodos metálicos sumergidos en una solución conductora, la generación de energía aumentaba al exponer la solución a la luz. El físico francés Edmond Becquerel fue el primero en describir el efecto fotovoltaico en 1839, cuando tan solo tenía 19 años, aunque permaneció como inexplorado por los próximos tres cuartos de siglo.
- 1870 Heinrich Hertz estudió el efecto en los sólidos en esta década, produciendo celdas fotovoltaicas que convertían la luz en electricidad con 1% al 2% de eficiencia.
- 1873 Willoughby Smith descubre la fotoconductividad de selenio.
- 1877 W.G. Adams y R.E. Day observan el efecto fotovoltaico en selenio sólido. Construyen la primera celda de selenio.
- 1904 Albert Einstein publica su trabajo acerca del efecto fotovoltaico.
- 1921 Albert Einstein gana el Premio Nóbel por sus teorías explicativas del efecto fotovoltaico.
- 1951 El gran paso en la comercialización fotovoltaica se produjo tras el desarrollo del procedimiento Czochralski, que permitió generar cristales de silicio de alta pureza.
- 1951 El desarrollo de la unión p-n crecida posibilita la producción de una celda de germanio monocristalino.
- 1954 Los Investigadores de los Laboratorios Bell (Murray Hill, NJ) D.M. Chapin, C.S. Fuller, y G.L. Pearson publican los resultados de su descubrimiento celdas solares de silicio con una eficiencia del 4.5%.
- 1955 Se comercializa el primer producto fotovoltaico, con una eficiencia del 2% al precio de \$25 cada celda de 14 mW.
- 1958 El 17 de marzo se lanza el Vanguard I, el primer satélite artificial alimentado parcialmente con energía fotovoltaica. El sistema FV de 0.1 W duró 8 años.
- 1963 En Japón se instala un sistema fotovoltaico de 242 W en un faro.
- 1973 La Universidad de Delaware construye "Solar One", una de las primeras viviendas con EFV. Las placas fotovoltaicas instaladas en el techo tienen un doble efecto: generar energía eléctrica y actuar de colector solar (calentado el aire bajo ellas, el aire era llevado a un intercambiador de calor para acumularlo).
- 1974 Se fundan las primeras compañías de energía solar. El Lewis Research Center (LeRC) de la NASA coloca las primeras aplicaciones en lugares aislados. La potencia instalada de EFV supera los 500 kW.
- 1977
- 1978 El NASA LeRC instala un sistema FV de 3.5 kWp en la reserva india Papago (Arizona). Es utilizado para bombear agua y abastecer 15 casas (iluminación, bombeo de agua, refrigeración, lavadora, ...). Es utilizado hasta la llegada de las líneas eléctricas en 1983, y partir de entonces se dedica exclusivamente al bombeo de agua.
- 1980 La empresa ARCO Solar es la primera en producir más de 1 MW en módulos FV en un año.

- 1981 "Solar Challenger", un avión abastecido por EFV, vuela. Se instala en Jeddah, Arabia Saudita, una planta desalinizadora por ósmosis-inversa abastecida por un sistema FV de 8 kW.
- 1982 La producción mundial de EFV supera los 9.3 MW. Entra en funcionamiento la planta ARCO Solar Hisperia en California de 1 MW.
- 1983 La producción mundial de EFV supera los 21.3 MW, y las ventas superan los 250 millones de \$. El Solar Trek, un vehículo alimentado por EFV con 1 kW atraviesa Australia; 4000 km en menos de 27 días. La velocidad máxima es 72 km/h, y la media 24 km/h. ARCO Solar construye una planta de EFV de 6 MW en California, en una extensión de 120 acres; conectado a la red eléctrica general suministra energía para 2000-2500 casas.
- 1992 Instalado un sistema FV de 0.5 kW en Lago Hoare, Antártida, con baterías de 2.4 kWh. Se utiliza para abastecer a equipamiento de laboratorio, iluminación, PCs e Impresoras y un pequeño horno microondas.
- 1996 El "Ícaro", un avión movido por EFV sobrevuela Alemania. Las alas y la zona de cola están recubiertas de 3000 células supereficientes con una superficie de 21 m<sup>2</sup>.

### 3. Células Solares

Las células solares transforman directamente parte de la energía solar que reciben en energía eléctrica. El efecto fotovoltaico se produce cuando la radiación solar entra en contacto con un material semiconductor cristalino. La luz transporta energía en forma de fotones. Estos, al incidir sobre determinados materiales (por ejemplo, silicio dopado con fósforo y boro, y transformado, por tanto, en un semiconductor), produce un movimiento de electrones en su interior, apareciendo en sus extremos una diferencia de potencial, lo que les convierte en una pequeña pila o generador eléctrico.

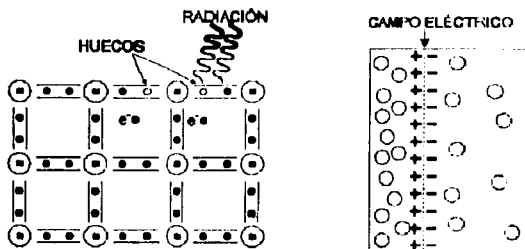


Figura 1. Efecto fotovoltaico



Cuando incide la radiación solar en la célula fotovoltaica, aparece en ella una tensión análoga a la que se produce entre los bornes de una pila. Mediante la colocación de contactos metálicos en cada una de las caras puede "extraerse" la energía eléctrica, que es utilizable en distintas aplicaciones.

### 3.1. Fabricación de las células solares

Tecnológicamente, la fabricación de células solares es muy compleja. La materia prima es la arena común ( $\text{SiO}_2$ ), la cual debe ser trasladada a una factoría donde se le extrae el oxígeno que contiene y donde el silicio resultante sufre un complejo proceso de purificación. El producto resultante pasa a otra fábrica donde se transforma en plaquitas de silicio fotovoltaico. De ella pasa a una tercera donde se efectúan las operaciones físico-químicas de formación de campo eléctrico interno y de formación de electrodos metálicos. Por último, de esta fábrica pasa a otra donde esta célula se suelda, encapsula y se forman los módulos o paneles.

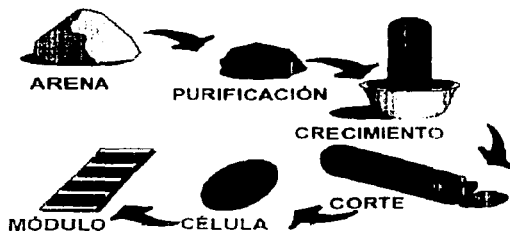


Figura 2. Proceso de fabricación de las células solares

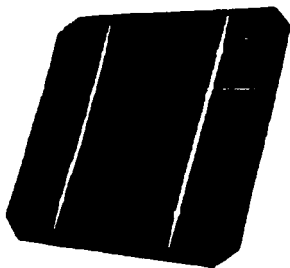
### 3.2. Tecnología de células solares

Existen varios materiales susceptibles de utilización como convertidor fotovoltaico; sin embargo, comercialmente, solo se encuentran los derivados del silicio, sobre todo, en las tecnologías monocristalinas y policristalinas. El tipo cristalino requiere un elaborado proceso de manufactura, que insume enormes cantidades de energía eléctrica, incrementando substancialmente el costo del material semiconductor. La versión policristalina se obtiene fundiendo el material semiconductor, el que es vertido en moldes rectangulares. Su estructura cristalina *no es uniforme*, de ahí el nombre de poli (muchos) y cristalino (cristales). Los dos tipos pueden ser identificados a simple vista, ya que la estructura cristalina provee una superficie de brillo uniforme, mientras que la policristalina muestra zonas de brillo diferente. La Figura 3 se muestra esta diferencia. El silicio amorfo es también utilizado pero ha alcanzado su desarrollo comercial principal ligado a aplicaciones de bajo coste (relojes solares, juguetes, calculadoras, etc.). En el siguiente cuadro podemos saber más acerca de ellas:

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

| CÉLULAS               | RENDIMIENTO LABORATORIO | RENDIMIENTO DIRECTO | CARACTERÍSTICAS  | FABRICACIÓN  |
|-----------------------|-------------------------|---------------------|--|--|
| <i>Monocristalino</i> | 24%                     | 15 – 18%            | Es típico los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí.  | Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.  |
| <i>Policristalino</i> | 19 – 20%                | 12 – 14%            | La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.      | Igual que el del monocristalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.               |
| <i>Amorfo</i>         | 16%                     | < 10%               | Tiene un color homogéneo (marrón) pero no existe conexión visible entre las células. | Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico. |

Tabla 1. Tecnología de las células solares



Material Monocristalino



Material Policristalino

Figura 3. Tecnología de las células solares

#### 4. Sistema Fotovoltaico

Las instalaciones fotovoltaicas requieren para su funcionamiento el acoplamiento de cuatro subsistemas principales:

- **Subsistema de captación:** cuya finalidad es la captación de la energía solar.
- **Subsistema de almacenamiento:** cuya finalidad es adaptar en el tiempo la disponibilidad de energía y la demanda, acumulándola cuando está disponible, para poderla ofrecer en cualquier momento en que se solicite.
- **Subsistema de regulación:** cuya finalidad es proporcionar la regulación de carga y descarga de la batería y el control necesario en pequeñas y medianas instalaciones fotovoltaicas.
- **Subsistema de distribución y consumo:** cuya finalidad es trasladar a los puntos de consumo la electricidad producida, adaptándola a las necesidades cuando sea necesario.

El funcionamiento de los cuatro subsistemas está condicionado por la meteorología, fundamentalmente radiación solar, así como por la demanda.

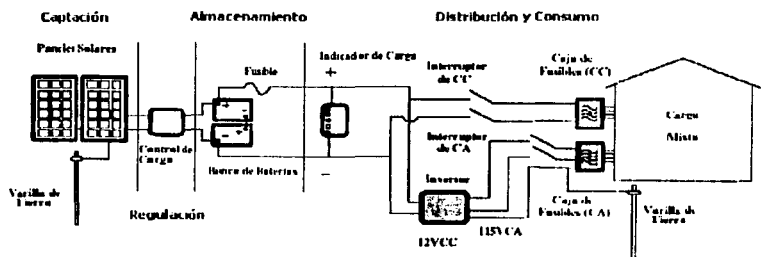


Figura 4. Esquema eléctrico de una instalación solar fotovoltaica

##### 4.1. Subsistema de captación

El subsistema de captación está constituido por los paneles solares, los cuales transforman la radiación solar en electricidad, para ello han de instalarse sobre unas estructuras adecuadas con la debida orientación e inclinación para maximizar la producción.

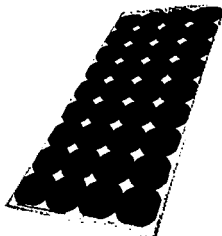


Figura 5. Panel solar fotovoltaico

#### 4.1.1. El panel fotovoltaico

El panel o módulo fotovoltaico está formado por un conjunto de células solares asociadas eléctricamente para proporcionar los valores de corriente y voltaje necesarios para una aplicación determinada, y convenientemente encapsuladas para proporcionar aislamiento y proteger a las células contra agentes externos.

En los módulos fotovoltaicos sólo se usan ciertos voltajes estándar, como 1.5 V, 6 V, 12 V, 24 V y 48 V, que son múltiplos unos de otros. Cualquier pedido específico de potencia se puede satisfacer conectando el número adecuado de módulos en serie y en paralelo. La asociación en serie de paneles permite alcanzar el voltaje pedido mientras que la asociación en paralelo permite obtener la potencia deseada.

Las células solares son elementos frágiles y se deben proteger por ambos lados. Esto se consigue colocándolas entre una capa de protección superior y otra inferior. El coeficiente de expansión térmica de los materiales protectores, tanto el superior como el inferior, debe ser similar y compatible además con el de las células. En la actualidad los plásticos y el vidrio son los materiales más empleados. El vidrio tiene la ventaja de mantener intactas sus propiedades ópticas y eléctricas durante largos periodos. Los polímeros no impiden la penetración de la humedad en las uniones y la metalización, por lo que son apropiados si el silicio subyacente y los otros materiales son resistentes a la corrosión. Los plásticos son más ligeros que el vidrio, pero se deben escoger cuidadosamente puesto que algunos tipos pueden perder su transparencia a la luz y su solidez después de una larga exposición a la luz solar y a la atmósfera.

El mercado ofrece diferentes tipos de módulos. El más característico está constituido por entre 32 y 36 células solares de silicio cristalino, todas de igual tamaño, asociadas en serie y encapsuladas, habitualmente, entre vidrio y un material plástico, con una resina polimérica.

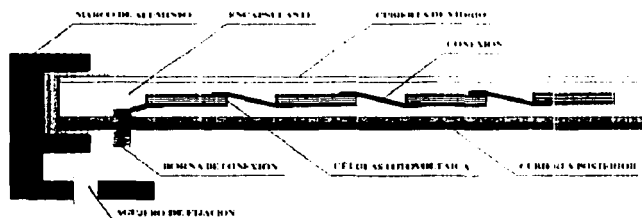


Figura 6. Elementos de un panel fotovoltaico

Los paneles adoptan casi siempre una forma cuadrada o rectangular, con áreas que van desde unos  $0.1 \text{ m}^2$  hasta  $0.5 \text{ m}^2$ . El grueso total, sin incluir el marco protector, no suele superar los 3 cm. Son relativamente ligeros y, aunque rígidos en apariencia, son capaces de sufrir ligeras deformaciones para adaptarse a los esfuerzos mecánicos a que pudiesen verse sometidos. Los contactos eléctricos exteriores deben asegurar una perfecta estanqueidad cuando se efectúe la unión con el conductor exterior o con los paneles. Algunos paneles llevan preparada una toma de tierra, que será precisa usar cuando, por acoplarse un cierto número de paneles, la potencia total vaya a ser considerable.

#### 4.1.1.1. Curvas I-V

El funcionamiento eléctrico de un módulo solar se representa mediante su curva característica, que representa la corriente que proporciona en función del voltaje, y es típicamente presenta la forma de la Figura 7. La curva característica del panel o curva de intensidad de voltaje presenta la misma forma que en el caso de las células y varía poco de unos paneles a otros.

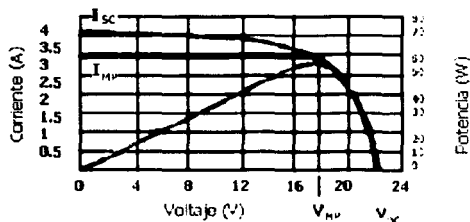


Figura 7. Curva característica de un generador fotovoltaico

La gráfica marca los valores posibles de voltaje y corriente, que principalmente dependen de la temperatura y de la radiación solar que reciben las células del módulo, respectivamente. El punto de funcionamiento; determinado por la carga, vendrá dado por la pareja de valores de voltaje  $V$  e intensidad  $I$ , y el valor de la potencia que entrega se puede calcular mediante el producto  $VI$ .

Puede observarse que el valor máximo para el voltaje de salida corresponde a un valor de corriente nulo (voltaje a circuito abierto), mientras que el valor máximo para la corriente corresponde a un voltaje de salida nulo (salida cortocircuitada). Todas las curvas tienen una zona donde el valor de la corriente permanece *prácticamente constante* para valores crecientes del voltaje de salida, hasta que alcanzan una zona de transición. A partir de esta zona, pequeños aumentos en el voltaje de salida ocasionan bruscas disminuciones en el valor de la corriente de salida. El comienzo de la zona de transición se alcanza para menores valores del voltaje de salida cuando la temperatura de trabajo se incrementa.

Tanto la corriente de cortocircuito como el voltaje a circuito abierto, se ven afectados por la temperatura de trabajo, pero el tipo de variación, así como su magnitud porcentual, son distintos para estos dos parámetros. Si tomamos como referencia los valores a 25°C, la corriente de cortocircuito *aumenta moderadamente* (+ 1.6% a 50°C; + 3.3% a 75°C), mientras que el voltaje a circuito abierto *disminuye sensiblemente* (- 9.5% a 50°C; - 16.7% a 75°C). Es por ello que los fabricantes tratan de ofrecer un voltaje de circuito abierto elevado a 25°C, de manera que el incremento en la temperatura de trabajo no impida el proceso de carga de las baterías. Cuando la temperatura de trabajo es menor que 25°C, el voltaje de circuito abierto crece, y la corriente de cortocircuito disminuye.

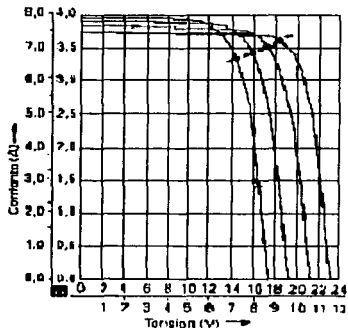


Figura 8. Relación I-V de un panel fotovoltaico

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

La figura muestra, en línea de puntos, la ubicación de los valores de potencia máxima en función de la temperatura de trabajo. Estos están ubicados al comienzo de la zona de transición de la curva I-V para la temperatura en consideración. El valor de la potencia de salida a 0°C es el mayor de todos ellos. Hoja de Especificaciones para el Panel MSX-60 (*Solarex Corp.*)

#### 4.1.1.2. Parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico

La respuesta del panel frente a la radiación solar viene determinada por las células que lo forman, por lo que se caracterizará por los mismos parámetros eléctricos que describen a una célula:

1. **CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO  $I_{sc}$** : Es la máxima intensidad de corriente que proporciona el panel, y corresponde a la corriente que entrega cuando se conecta directamente los dos bornes.
2. **VOLTAJE DE CIRCUITO ABIERTO  $V_{oc}$** : Es el máximo voltaje que proporciona el panel.
3. **PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA**: Para cada condición de trabajo se puede calcular la potencia de salida del panel multiplicando los valores correspondientes al voltaje y la corriente para ese punto de la curva I-V. En particular, la potencia de salida es *nula* para dos puntos de trabajo: circuito abierto y cortocircuito, ya que la corriente o el voltaje de salida es nulo. Por lo tanto, si la salida de un panel es cortocircuitada, éste no sufre daño alguno. Entre estos dos valores nulos, la potencia de salida alcanza un valor máximo que varía con la temperatura. El valor máximo que corresponde a una temperatura de trabajo de 25°C se denomina "**valor óptimo**" o "**valor pico**" ( $W_p$ ) del panel. Para determinarlo, se usan los valores estandarizados: potencia luminosa de 1 Sol; espectro luminoso correspondiente a M1.5. Los valores de voltaje y corriente asociados con este máximo ( $V_p$  e  $I_p$ ) son los dados en la hoja de especificaciones para el panel.
4. **FACTOR DE FORMA  $FF$** : El factor de forma es la relación entre la potencia máxima que el panel puede entregar y el producto  $I_{sc} \times V_{oc}$ . Da una idea de la calidad del panel porque es una medida de lo *escarpada* que es su curva característica, de forma que cuanto más se aproxima a la unidad, *mayor* potencia puede proporcionar.
5. **EFICIENCIA O RENDIMIENTO  $\eta$** : es el cociente entre la máxima potencia eléctrica que el panel puede entregar a la carga y la potencia de la radiación solar  $P_i$  incidente sobre el panel.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

El comportamiento eléctrico de un módulo fotovoltaico, es decir, su característica intensidad voltaje; que es necesario conocer para la utilización de dicho módulo y el diseño de generadores fotovoltaicos, viene determinado por una serie de parámetros, obtenidos a partir de la información característica suministrada por el fabricante, habitualmente bajo unas condiciones estándares de medida, de uso universal, definidas en la Tabla.

| CARACTERÍSTICA                  | VALOR                 |
|---------------------------------|-----------------------|
| <i>Irradiancia</i>              | 1000 W/m <sup>2</sup> |
| <i>Distribución espectral</i>   | AM 1.5                |
| <i>Incidencia</i>               | Normal                |
| <i>Temperatura de la célula</i> | 25 °C                 |

Tabla 2. Condiciones Estándar de Medida de Características de Módulos Fotovoltaicos

Para otras condiciones de Irradiancia  $G$  y de temperatura  $T$  dichos valores cambian. A veces, el fabricante incluye gráficas o tablas con valores para condiciones distintas de las estándar.

#### 4.2. Subsistema de almacenamiento

El subsistema de almacenamiento está constituido por un conjunto de baterías que permite almacenar la energía excedente generada durante el día por los paneles solares, para poderla utilizar en los momentos de nula o baja radiación solar. En el mercado existen varios tipos de baterías como: plomo-ácido, níquel-cadmio, níquel-hierro, etc.



Figura 9. Elementos principales de una batería



#### 4.3. Subsistema de regulación

El subsistema de regulación está constituido por un regulador, que instalado entre los paneles solares y la batería, tiene como misión fundamental impedir que la batería continúe recibiendo energía del colector solar una vez que ha alcanzado su carga máxima. Una vez que se ha alcanzado esta y se intenta seguir introduciendo energía en la batería, se inician procesos de gasificación o de calentamiento, éstos son peligrosos y acortarian sensiblemente la duración de la misma.

Otra función del regulador es la prevención de la sobredescarga o descarga profunda de la batería porque puede quedar dañada seriamente y perder gran parte de su capacidad de carga.

#### 4.4. Subsistema de distribución y consumo

El subsistema de distribución y consumo está constituido por los convertidores e inversores y por todo el conjunto de cables eléctricos, sistemas de protección y los elementos de consumo, necesario para distribuir la energía generada hasta nuestras cargas.

Los convertidores son elementos capaces de alterar la tensión y características de la corriente eléctrica que reciben, transformándola de manera que resulte más apta para los usos específicos a que vaya destinada en cada caso. Los convertidores que reciben la corriente continua a un determinado voltaje y la transforman en corriente continua pero a un voltaje diferente reciben la denominación de convertidores CC-CC (DC-DC en inglés) y los que transforman la corriente continua en alterna se denominan convertidores CC-CA (DC-AC en inglés).

##### 4.4.1. Convertidor CD/CD

Si bien es cierto que el estándar de los módulos fotovoltaicos es de 12 V, también existe una infinidad de aplicaciones en corriente directa a tensiones diferentes de 12 V. En este caso es conveniente emplear adaptadores de corriente directa a corriente directa. El convertidor CD/CD frecuentemente convierte de 12 a 9, 6, 3 y 1.5 V mediante una perilla selectora.

##### 4.4.2. Convertidor CD/CA (Inversor)

Los inversores son unidades acondicionadoras de potencia para alimentar cargas de artefactos eléctricos de corriente alterna (CA). Los inversores más comunes de sistemas fotovoltaicos aislados funcionan 12, 24, 48 o 120 V de entrada en corriente directa (CD) y salida a 120 o 240 V en corriente alterna (CA) a 60 Hertz.

Algunos inversores pueden soportar sobretensiones transitorias de hasta tres veces su capacidad, pero no pueden funcionar a capacidad máxima durante más de media hora sin sobrecalentarse. Son apropiados para la carga de arranque de motores pero, si se requiere su funcionamiento continuo, deben tener un exceso de capacidad sobre el valor de régimen. En general dicho exceso debe ser de 25% o más para aumentar la confiabilidad y vida útil.

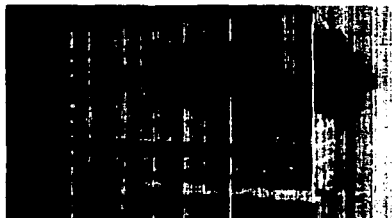


Figura 10. Inversor

**Forma o tipo de onda.** Los inversores generalmente se clasifican de acuerdo al tipo de la forma de onda que producen, las tres formas de onda más comunes son la **cuadrada**, la **casi-sinusoidal** y la **sinusoidal**.

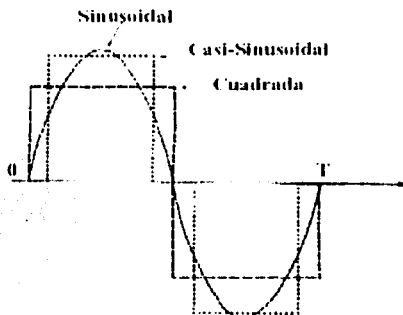


Figura 11. Formas de onda de salida de un inversor

Las unidades de **onda cuadrada** proporcionan una salida conmutada de CA. Son económicos y adecuados para alimentar ciertos artefactos de corriente alterna como calentadores con resistencia eléctrica, herramientas o artefactos de mano y lámparas incandescentes.

Los inversores de tipo de **onda casi-sinusoidal** soportan perturbaciones transitorias y pueden alimentar una gran variedad de equipos de CA como lámparas, equipos electrónicos y la mayoría de motores.

Los inversores de **onda sinusoidal** producen una forma de onda de CA tan buena como la de las empresas de servicios públicos.

**Rendimiento de la conversión de potencia.** Es la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. El rendimiento de los inversores para sistemas independientes variará en alto grado según el tipo y la demanda de carga de artefactos eléctricos. Es difícil medir la potencia de una salida no sinusoidal debido al gran número de armónicas presentes. Los valores que aparecen en las especificaciones de fábrica son los máximos que se pueden esperar. Sin embargo, cuando se alimentan ciertos tipos de motores, el rendimiento real puede ser menor del 50%.

**Potencia de régimen.** Indica el número de Watts que el inversor puede suministrar durante su funcionamiento normal. Seleccione un inversor que pueda proporcionar no menos del 125% de la demanda máxima de carga, para dejar un margen en caso que aumente la demanda en el futuro. El régimen de funcionamiento también es importante.

**Régimen de funcionamiento.** Es el período de tiempo que el inversor puede alimentar la máxima carga de artefactos eléctricos. El exceder este tiempo puede causar la falla del equipo.

**Tensión de entrada.** Se determina por la potencia total que requieren todas las cargas de artefactos de CA. Mientras mayor sea la demanda de carga, mayor deberá ser la tensión de funcionamiento del inversor.

**Capacidad de sobretensión transitoria.** La mayoría de los inversores puede exceder su potencia de régimen durante cortos períodos de tiempo (segundos). Deben determinarse o medirse los requisitos de sobretensiones de ciertas cargas de artefactos eléctricos. Algunos transformadores y motores de CA requieren una corriente de arranque varias veces mayor que su corriente de funcionamiento. Esta corriente de arranque puede ser necesaria durante varios segundos.

**Regulación de tensión.** Indica las variaciones de tensión de salida. Los mejores inversores producen un valor de tensión eficaz (RMS) casi constante para una gran variedad de niveles de carga.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**Protección de tensión.** El inversor puede ser dañado si se exceden los niveles de tensión de entrada de CD. Recuerde que la tensión de una batería puede exceder considerablemente su valor nominal si dicha batería está sobrecargada. Las baterías de 12 V pueden alcanzar hasta 16 V, y un inversor de 12 V puede dañarse si se le aplica una tensión de entrada de 16 V. Por lo tanto, los inversores deben estar provistos con circuitos protectores que desconecten el inversor de la batería si se presenta una tensión de entrada demasiado alta o baja.

**Frecuencia.** La mayoría de las cargas de artefactos eléctricos en México requieren corriente de 60 Hz, mientras que en otros países se usa generalmente 50 Hz. Los equipos de alta calidad requieren una regulación de frecuencia precisa. Cualquier variación puede causar un mal funcionamiento de relojes u otros dispositivos electrónicos con control de tiempo.

**Modularidad.** Es la formación de un sistema con unidades interconectables. Resulta ventajoso usar inversores múltiples en algunos sistemas. Estos inversores pueden ser conectados en paralelo o usados para alimentar diferentes tipos de cargas de artefactos eléctricos. La conmutación manual de la carga a veces se provee para permitir que un inversor pueda alimentar algunas cargas críticas en caso de falla de otro inversor. Esta redundancia aumenta la confiabilidad del sistema.

**Factor de potencia.** Es el coseno del ángulo entre las formas de onda de la tensión y de la corriente producidas por un inversor. Este factor varía de acuerdo con el tipo de carga. Las unidades de mejor calidad tienen circuitos diseñados para compensar el valor del factor de potencia. Especifique un valor cerca de 1. Si bien los sistemas más eficientes son aquellos que utilizan corriente directa (CD), la gran mayoría de aparatos eléctricos comerciales, domésticos e industriales requieren de corriente alterna (CA) para su operación. Para convertir la corriente directa de un sistema fotovoltaico a alterna se requiere de un inversor.

Análogamente a los controladores de carga, la tecnología de los inversores está ampliamente asimilada. En México la mayoría de unidades de transporte de primera utilizan inversores de fabricación nacional para los diferentes servicios que brindan a bordo. A continuación se muestra un cuadro resumen de los inversores más comunes empleados en sistemas fotovoltaicos.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

|  | Onda Cuadrada               | Onda Modificada            | Onda Modificada              | Onda Cuadrada<br>de potencia estándar |
|--|-----------------------------|----------------------------|------------------------------|---------------------------------------|
| Salida Estándar (watts)                                | Hasta 1'000,000             | 300 a 2,500                | Hasta 20,000                 | Hasta 2,000                           |
| Capacidad Pico (watts)                                 | 20 veces la salida estándar | 4 veces la salida estándar | 2.5 veces la salida estándar | 4 veces la salida estándar            |
| Eficiencia Típica sobre el rango de potencia de salida | 70 a 98%                    | 70 a 85%                   | 90%                          | 80 a 85%                              |
| Distorsión Armónica                                    | Hasta 40%                   | 5%                         | Menos que 5%                 | 1 a 2%                                |

Tabla 4. Inversores empleados en sistemas fotovoltaicos

## 5. Clasificación de las instalaciones fotovoltaicas

Las instalaciones solares fotovoltaicas pueden clasificarse dependiendo de si están conectadas o no a la red eléctrica como a continuación explicaremos.

### 5.1. Instalaciones aisladas de la red

Se emplean en localizaciones lejanas, que no tienen acceso a la red pública como: viviendas, naves ganaderas, iluminación de áreas aisladas, comunicaciones (repetidores de señal, boyas o baliza de señalización) y bombeo de agua.

En el caso de sistemas aislados de la red existen dos posibilidades de suministro tal como muestra a la figura:

1. Los **sistemas centralizados**: existe un gran sistema que cubre las necesidades del conjunto de usuarios. Esta solución presenta la ventaja del denominado coeficiente de simultaneidad para disminuir los costos del sistema, manteniendo la calidad del suministro (Figura 12)
2. Los **sistemas descentralizados**: cada usuario tiene un pequeño sistema completo para cubrir sus necesidades (Figura 13)

TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN

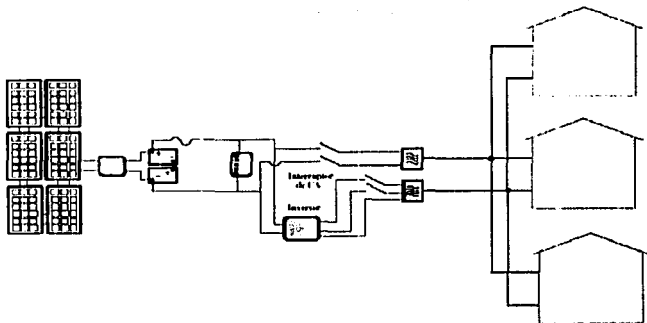


Figura 12. Sistema centralizado

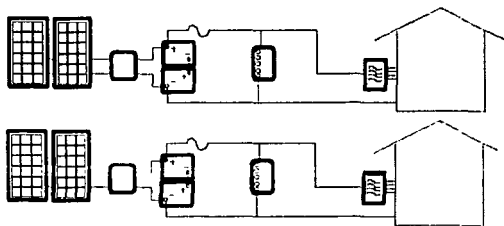


Figura 13. Sistema descentralizado

### 5.2. Instalaciones conectadas a la red

En este caso, la red pública actúa como un dissipador de energía infinita y acepta toda la energía disponible del sistema fotovoltaico. Podemos suministrar energía eléctrica a través de paneles situados en viviendas y centrales fotovoltaicas.

En un sistema conectado a red el sistema de almacenamiento no será necesario. El sistema de regulación tendrá otra misión que será la de indicar al sistema de conversión de energía, cuál es la energía disponible en cada momento en los paneles, punto de máxima potencia.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

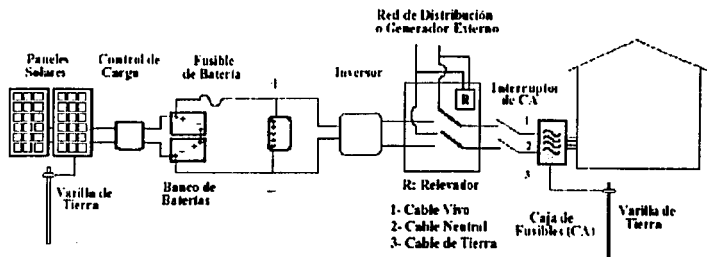


Figura 14. Instalación fotovoltaica conectada a la red

### 5.3. Instalaciones híbridas

Son aquellas instalaciones que combinan los módulos fotovoltaicos y una o más fuentes energéticas auxiliares, como pueden ser un generador diesel o eólico o hidráulico.

Requiere un controlador más complejo que el de los sistemas aislados o conectados a red, su fiabilidad total es superior a la de los otros dos sistemas.

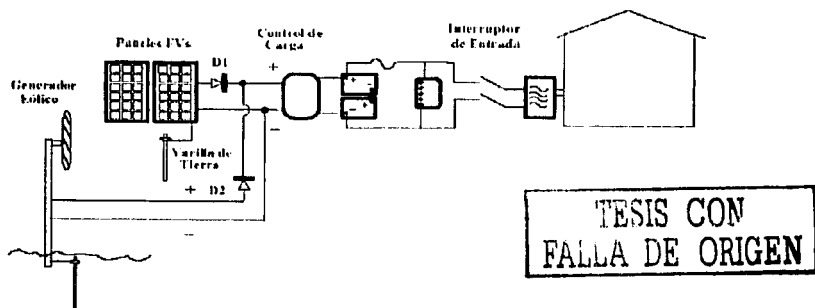


Figura 15. Instalación híbrida eólico fotovoltaica

## 6. Aplicaciones

Una vez estudiados los conceptos básicos que nos permiten comprender energéticamente el efecto fotovoltaico y su aprovechamiento, vamos a analizar aspectos prácticos de este tipo de energía. Vamos a comenzar identificando cuales son las aplicaciones más usuales de la energía solar fotovoltaica.

La introducción en el mercado, y por tanto en la sociedad, de una u otra aplicación viene condicionada por su rentabilidad frente a otras fuentes de energía convencionales.

Solamente mencionamos las aplicaciones terrestres de la energía solar fotovoltaica, olvidándonos de su uso en el espacio; ya que es bien conocido que los satélites espaciales de uso diverso cuentan con la energía solar fotovoltaica como fuente energética para su funcionamiento.

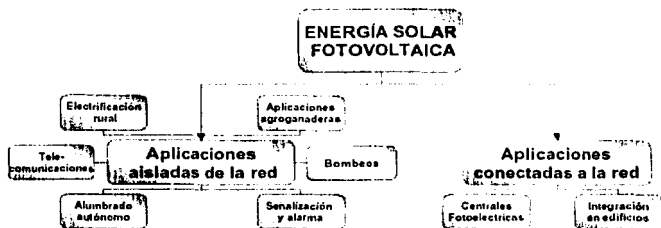


Figura 16. Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica

Una primera clasificación podemos realizarla en función de los campos de aplicación, así tenemos:

### Electrificación rural

- Viviendas aisladas
- Viviendas de fin de semana o de ocupación temporal
- Refugios de montaña

### Iluminación

- Iluminación de vallas publicitarias
- Iluminación pública

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



**Aplicaciones agrícolas**

- Bombeo de agua
- Riego por goteo
- Riegos a baja presión
- Iluminación y control de invernaderos
- Telecontrol de redes de riesgo

**Aplicaciones ganaderas**

- Iluminación de granjas y establos
- Sistemas de ordeño
- Sistemas de refrigeración de la leche
- Electrificación de cercas

**Comunicaciones**

- Repetidores y emisores de radio y televisión
- Radiotelefonos
- Telemetría
- Redes telefónicas rurales

**Señalización y toma de datos**

- Estaciones meteorológicas
- Estaciones de medida medioambiental
- Plataformas oceánicas de toma de datos
- Redes de protección sísmica
- Control y operación remota de presas
- Protección civil

**Aplicaciones de recreo**

- Yates y veleros
- Equipamiento de áreas recreativas
- Camping y caravanas
- Aeromodelismo

**Desalinización**

- Depuración de agua de mar
- Depuración de agua salobre

**Señalización y protecciones**

- Navegación aérea
- Radiofaros y radiobalizas
- Señalización de autopistas
- Teléfonos de urgencia en autopistas
- Señalización de ferrocarriles
- Equipos de radio en puestos de vigilancia forestal
- Faros y boyas para la navegación marítima
- Señalización de plataformas petrolíferas
- Luces de tierra en las pistas de aterrizaje de los aeropuertos
- Equipamientos controlados a distancia (para presas, canales, corrimientos de tierra, tráfico).

**Aplicaciones militares**

- Generadores autónomos
- Equipos de campaña
- Radioteléfonos
- Cargadores de batería

**Protección catódica**

- Puentes
- Gasoductos
- Oleoductos

**Otras aplicaciones**

- Relojes electrónicos
- Calculadoras de bolsillo
- Juguetes y maquetas
- Kits educativos

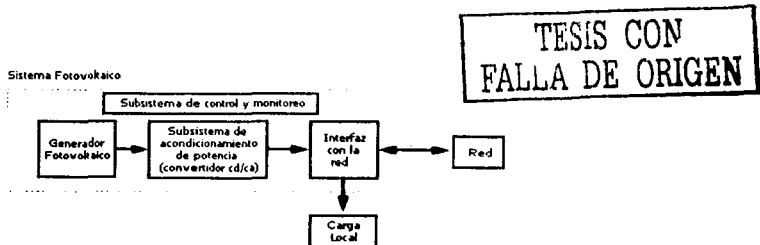
Todas estas aplicaciones caben definir las como aplicaciones de la energía solar fotovoltaica para sistemas autónomos, es decir, aquellos en los que el total de la necesidad energética es cubierta por el sistema. Mención aparte merecen las **centrales fotovoltaicas conectadas a red e integración de paneles en edificios**. En este caso, la central funciona como un centro productor de energía conectada a la red eléctrica convencional, sin más limitaciones que la propia curva diaria de producción de energía.

# SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTERCONECTADOS A LA RED ELECTRICA

## 1. Introducción

Un Sistema interconectado a la red eléctrica esta conformado por un generador independiente (que no forma parte del sistema convencional de suministro) y su carga asociada, cuenta con una acometida de la red eléctrica. Existen varias posibilidades en cuanto al grado de interacción entre el sistema independiente y la red eléctrica y a continuación mencionamos tres<sup>1</sup>:

- 1) Solo una de las dos fuentes puede alimentar la carga a la vez.
- 2) Ambas fuentes en paralelo alimentan la carga, pero no se permite que el generador independiente inyecte potencia en la red.
- 3) Ambas fuentes en paralelo alimentan a la carga y si la demanda local es menor que la capacidad del generador independiente, se permite que la energía excedente sea inyectada en la red y consumida por otras cargas.



<sup>1</sup> Arteaga, O.; Agredano, J.; Huacuz, J.; (1997) *Los Generadores Fotovoltaicos y la Red Eléctrica*, reporte técnico IIE.

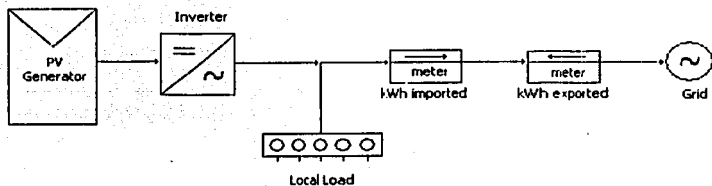


Figura 1. Diagrama de bloques de un sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica

- **Generador Fotovoltaico.** Es un arreglo de módulos fotovoltaicos conectados en combinaciones serie/paralelo para proporcionar la potencia de salida requerida con los niveles de voltaje y corriente apropiados.
- **Inversor ó Convertidor Estático.** Dispositivo electrónico de potencia, cuya función principal es convertir la señal de CD del generador en una señal de CA "compatible" con la red. Compatible en este caso implica sincronizada con la red, con voltaje, frecuencia y distorsión armónica dentro de los límites especificados. Constituye el elemento central de la interfaz entre el generador y la red. La salida de CA puede ser monofásica o trifásica según los requerimientos de cada instalación. Adicionalmente, normalmente realiza otras funciones de protección y control para el funcionamiento eficiente y seguro del sistema.
- **Carga Local.** En el caso más común es una carga residencial o comercial. Si se trata de una estación central que forma parte del esquema de suministro de la compañía suministradora, normalmente la carga local es pequeña comparada con la capacidad de la planta y la constituyen algunos servicios auxiliares.
- **Red Eléctrica.** Fuente primaria de energía, la interconexión de sistemas fotovoltaicos regularmente se realiza en alimentadores de baja tensión (sistemas de pequeña capacidad) o en sistemas de distribución de mediana tensión (estaciones centrales).
- **Medidor de Energía Suministrada a la Red.** Registra la cantidad de energía que el sistema inyecta a la red. La inyección a la red ocurre cuando la potencia generada excede la demanda de la carga local (a medio día por ejemplo).
- **Medidor de Energía Suministrada Por la Red.** Registra la cantidad de energía que la red aporta para alimentar a la carga local. Ocurre en periodos de baja insolación y por las noches, porque los sistemas conectados normalmente no cuentan con baterías de almacenamiento.

## 2. Tipos de sistemas fotovoltaicos interconectados a la red eléctrica

Las aplicaciones actuales de los sistemas fotovoltaicos interconectados con la red eléctrica se pueden clasificar en tres áreas<sup>2</sup>:

- Sistemas dispersos (*residenciales, integrados en edificios*)
- Estaciones centrales
- Estaciones de apoyo a la red

### 2.1. Sistemas dispersos

En muchos de estos países, el nivel de electrificación es cercano al 100%, por lo que los sistemas autónomos (no conectados a la red) tienen poca aplicación. Por otra parte, la tierra disponible es escasa y costosa. Estos dos factores llevaron al desarrollo del concepto de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica instalados en techos de casas habitación, así como en techos y fachadas de edificios. Este tipo de instalaciones ha tenido gran auge desde finales de la década pasada en Europa y Japón y, en menor escala, en Estados Unidos.

Estos sistemas no forman parte del esquema convencional de generación centralizada. Son generadores dispersos de pequeña capacidad (1-10 kW) instalados en inmuebles residenciales, comerciales o institucionales. La interconexión puede ser monofásica o trifásica y se realiza con el sistema de distribución normalmente en el punto de la acometida eléctrica.

La interconexión con la red de generadores dispersos presenta algunas ventajas para la compañía eléctrica, incluyendo la nivelación de carga al reducir la demanda pico, el soporte de voltaje y la disminución de pérdidas por transmisión y distribución. Sin embargo, plantea también algunas cuestiones de carácter técnico y normativo por resolver como la calidad de la energía suministrada a la red, reglamentos de protección y seguridad, el desarrollo de lineamientos de interconexión, aspectos tarifarios y procedimientos de autorización y contratación con la compañía eléctrica, entre otros.

En la actualidad se podrían distinguir dos tipos fundamentales de sistemas residenciales, desde el punto de vista de su configuración eléctrica y de control: a) los sistemas con acondicionamiento de potencia centralizado y b) los sistemas modulares. Esto debido a pequeñas diferencias derivadas de la normatividad, que se ha venido desarrollando en diferentes países y también por diferentes compañías generadoras que han incursionado en este campo. La gran mayoría de las instalaciones residenciales que se han llevado a cabo a la fecha tienen acondicionamiento de potencia centralizado. La razón de ello es que su costo es significativamente menor.

<sup>2</sup> Markvat, T; (1994) *Solar Electricity*, England, p 154 - 159.

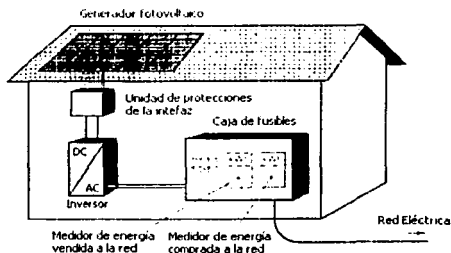


Figura 2. Sistema residencial

Algunas consideraciones generales aplicables a todo tipo de sistemas residenciales son:

**Almacenamiento de energía por batería electroquímica o cualquier otro medio.** Es muy raro en sistemas conectados. Aún cuando su uso tiene grandes beneficios potenciales para la compañía suministradora y el usuario, como son la eliminación de picos en la demanda y el manejo de la carga; el costo de la inversión y el costo de mantenimiento hacen que su empleo sea prohibitivo. Basta recordar que los sistemas residenciales conectados no son todavía una opción económicamente competitiva al uso de energía de la red. La gran mayoría de las instalaciones que cuentan con almacenamiento son proyectos de investigación y/o demostración.

**Protecciones convencionales.** Las protecciones con que cuentan casi todos los sistemas residenciales interconectados y que están incluidas en prácticamente todos los códigos eléctricos que contemplan este tipo de sistemas son las siguientes:

- Protecciones por voltaje y frecuencia. En algunos casos éstas vienen incluidas dentro de las funciones del inversor, en otras instalaciones se usan relevadores independientes.
- Protecciones contra sobrevoltajes inducidos en CD y en CA (varistores y/o supresores de picos).
- Protecciones contra inyección de CD en la red; la forma usual es el uso de transformadores.
- Interruptor de desconexión manual, accesible a la compañía suministradora, y localizado entre el sistema de acondicionamiento de potencia y la acometida.

**Puesta a tierra.** La puesta a tierra de los generadores fotovoltaicos es motivo de debate. Las normas europeas permiten la operación de generadores con potencial flotante, mientras la legislación en los Estados Unidos exige que uno de los polos de CD sea sólidamente aterrizado si el voltaje del generador excede 50 V.

**Inversores.** La interfaz monofásica es más generalizada en sistemas de pequeña capacidad, ello obedece a que la mayoría de las normas establecen que los convertidores estáticos conectados a la red con capacidad inferior o igual a 5 kW pueden ser monofásicos; y al hecho de que las instalaciones residenciales comúnmente tienen una potencia nominal inferior a 5 kW. Prácticamente todos los sistemas residenciales tienen inversores autoconmutados por ser la mejor opción técnico económica en su rango de potencia. En otro orden de ideas, el transformador de aislamiento al que se hace referencia arriba en el apartado sobre protecciones, normalmente es parte integral del inversor.

### ***Sistemas con Acondicionamiento de Potencia Centralizado<sup>3</sup>***

En la figura 3.1 se presenta el diagrama eléctrico típico de un sistema residencial conectado a tierra y en la figura 3.2 el diagrama de un sistema sin aterrizar (tierra del sistema eléctrico). Éstos corresponden a la configuración general de la interfaz. Ambos diagramas son de sistemas monofásicos. La configuración de un sistema trifásico es idéntica en el lado de CD. Las variantes existentes a la configuración general aquí presentada y los aspectos relevantes se describen en seguida.

El número de circuitos serie y paralelo en el arreglo depende de los parámetros de operación de los módulos (voltaje y potencia pico), así como de la potencia de salida y el voltaje de CD requerido para cada sistema particular.

En cuanto a los medidores de energía, en los diagramas se muestra el esquema más común que consiste en dos medidores espalda con espalda en la acometida para registrar los kWh consumidos y los kWh inyectados a la red. El tercer medidor (en línea punteada) es necesario solamente en instalaciones cuya producción de energía va a ser monitoreada para fines de investigación. En algunos países como Japón, Suiza y algunos estados de EUA, en donde se ha establecido un crédito del 100% a la energía producida por co-generadores que utilicen fuentes renovables; se ha adoptado el uso de un solo medidor de "lectura neta" (gira en sentido positivo cuando se consume energía y en sentido negativo cuando se inyecta al alimentador). El uso de un solo medidor reduce el costo del sistema fotovoltaico y por otra parte no afecta los costos administrativos de la compañía suministradora puesto que los procedimientos de lectura de medidores y de facturación no tienen que modificarse. La implantación de lectura neta es también un gran incentivo para los pequeños productores que han invertido en una tecnología que está en vías de ser económicamente competitiva. Visto desde el punto de vista de la compañía suministradora, esto no constituye una carga económica puesto que un pronóstico serio sobre el porcentaje de penetración de los sistemas residenciales en la demanda nacional dentro de los próximos 10 a 15 años no sobrepasaría el 1%.

<sup>3</sup> Ozaki, Y.; (1993) *Utility Interconnection Technology for Residential Photovoltaic Power Generator Systems*, reporte técnico IERE R 9224.

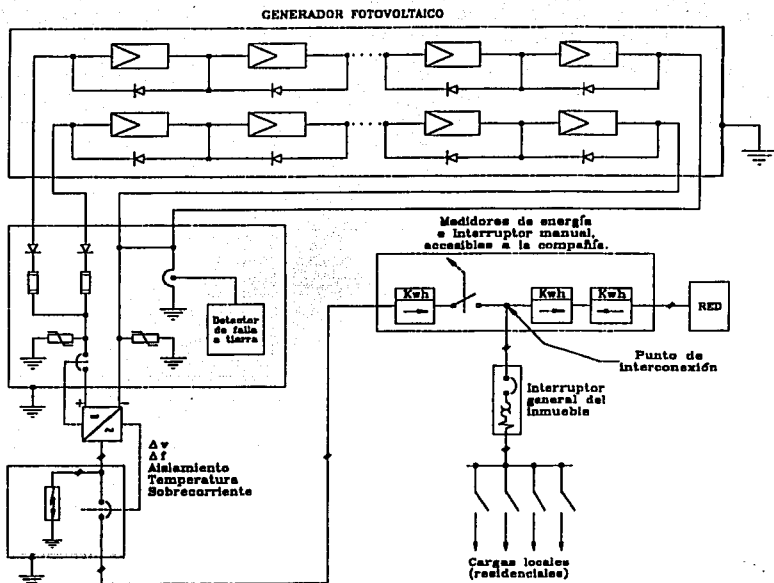


Figura 3.1. Diagrama Eléctrico de un Sistema Residencial Con Acondicionamiento de Potencia Centralizado y Generador Aterrizado

En lo referente al acondicionamiento de potencia, normalmente resulta más económico usar un solo inversor de capacidad adecuada para manejar la potencia del generador fotovoltaico. Si no hay en el mercado inversores con la capacidad y las características técnicas requeridas se puede recurrir al uso de dos o más de ellos conectados en paralelo y en configuración de control maestro-esclavo. La solución de usar más de un inversor puede tener beneficios en cuanto a la eficiencia al evitar la operación con carga parcial y en cuanto a la eliminación de armónicos; sin embargo es importante realizar un análisis costo-beneficio para determinar si dicha solución es conveniente.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

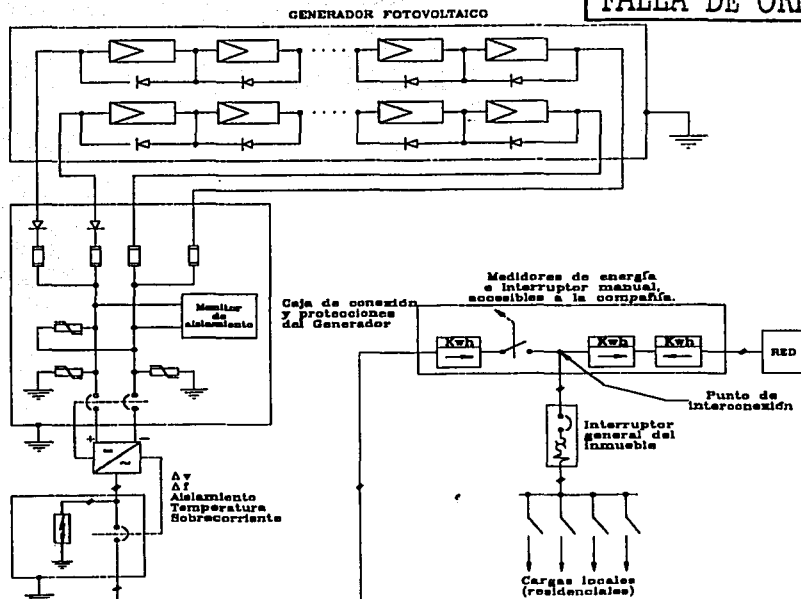


Figura 3.2. Diagramo Eléctrico de un Sistema Residencial Con Acondicionamiento de Potencia Centralizado y Generador Flotante

Los varistores son fusibles de tensión que evitan sobrevoltajes tanto en el lado de CD entre polos y entre cada polo y tierra, como en el lado de CA entre fases y entre cada fase y tierra. En algunas instalaciones se colocan después de los fusibles y diodos de bloqueo como se muestra en las figuras 3.1 y 3.2; en otros sistemas se instalan antes de ellos. Es recomendable instalarlos lo más cerca posible de los equipos electrónicos para asegurar su mejor protección. Algunos sistemas con generador flotante cuentan con un varistor más entre los polos del generador como protección adicional para minimizar daños en caso de sobrevoltajes inducidos por descargas atmosféricas.

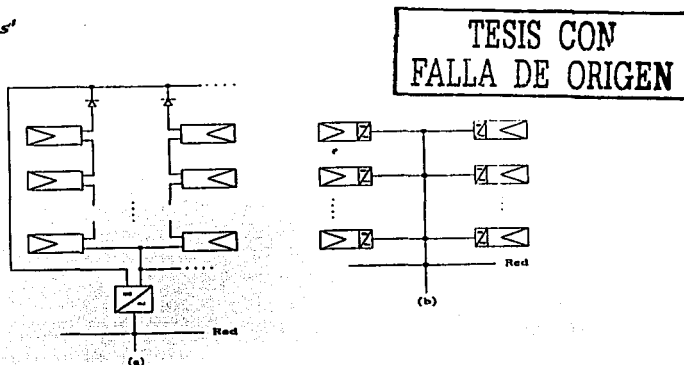
**Sistemas Modulares<sup>4</sup>**

Figura 4. Configuración Básica de Sistemas Residenciales; a) Con Acondicionamiento de Potencia Centralizado, b) Sistemas Modulares

En años recientes ha surgido un interés creciente hacia el concepto de los módulos de CA y la tecnología modular. Un módulo de CA consiste de un módulo grande de 100 a 200 Wp y un inversor de capacidad similar montado en la parte trasera. El tamaño del inversor miniaturizado es aproximadamente el doble que el de una caja de conexión normal. Usando este concepto es posible construir arreglos fotovoltaicos con salida de CA. La figura 4 resalta las diferencias entre los sistemas con acondicionamiento de potencia centralizado y los modulares.

El concepto modular ha sido desarrollado entre otras razones, como una estrategia de comercialización de productos fotovoltaicos en gran escala. Su empleo está limitado a sistemas de pequeña capacidad ( $\square$  10 kW), por lo que evidentemente está enfocado a los sistemas residenciales. Las ventajas de la tecnología modular sobre el uso de acondicionamiento de potencia centralizado son:

- Simplicidad, reduce considerablemente los costos de ingeniería y de instalación del sistema que en el caso de sistemas con acondicionamiento de potencia centralizado pueden representar un porcentaje significativo de la inversión inicial.
- Se evita el cableado y equipos de CD que suelen ser costosos, tienen pérdidas asociadas y representan mayores riesgos a las personas y a los equipos.

<sup>4</sup> Arteaga, O.; (1999) *Instalación y Pruebas de Inversores Modulares en la Planta Fotovoltaica Conectada a la Red en el IIE*; reporte técnico IIE.

- Cada módulo opera en su punto de máxima potencia incrementando la eficiencia de conversión de energía solar a CD.
- El sistema puede crecer de manera modular desde 100 W hasta varios kW sin necesidad de rediseño ni Ingeniería.
- El aislamiento de todos los módulos está sujeto al mismo voltaje. En sistemas centralizados cada módulo en un circuito serie está sujeto a diferente voltaje.

Por supuesto la tecnología modular tiene también algunas desventajas importantes:

- El costo total del sistema es mayor porque el precio por watt de un Inversor modular es significativamente mayor al de un Inversor central.
- La eficiencia global suele ser inferior debido a que el rendimiento de los Inversores es función directa de su capacidad.

La compañía *Alpha Real de Suiza* es tal vez la primera en hacer este concepto realidad. En 1994 y como consecuencia del éxito que tuvo el Proyecto Megawatt, la compañía lanzó el denominado Proyecto Gigawatt, para lo cual desarrollaron una línea de productos fotovoltaicos que incluye: módulo de 200 watts con conexiones especiales para inversor, inversor modular, módulo teja para techos residenciales, detector de arcos, detector de punto caliente y caja de conexiones que incluye funciones de monitoreo y protección contra aislamiento. Todos estos productos han sido diseñados para su producción en serie. El proyecto constituye un esfuerzo motivado por intereses comerciales, lo cual es completamente sano en una economía de mercado; es por ende un ejemplo importante sobre lo que se puede lograr en el campo de sistemas conectados.

Desafortunadamente en nuestro país carecemos de dos ingredientes que han dado fuerza al proyecto Gigawatt, uno es de carácter económico y el otro es de carácter socio cultural: por un lado el porcentaje de familias mexicanas que podrían hacer una inversión de este tipo es muy pequeño, aún cuando se tratara de una opción económicamente competitiva; por otra parte la importancia que el mexicano promedio otorga a las energías renovables y al desarrollo sustentable es muy pequeña.<sup>5</sup>

#### Estaciones centrales

A principios de la década pasada surgió el interés por demostrar la factibilidad técnica de centrales fotovoltaicas con capacidad de varios megawatts (MW). De esta forma se han llevado a cabo cerca de una decena de proyectos de demostración con plantas fotovoltaicas con capacidades entre 1 y 5 MW. Las centrales fotovoltaicas son operadas por las empresas eléctricas como parte de su sistema de generación.

<sup>5</sup> Medrano, C.; (2000) *Evaluación Económica de los Sistemas FV Interconectados a la Red*, reporte técnico IIE.

TESIS CON  
FALTA DE ORIGEN

Típicamente se conectan a la red en líneas de distribución de mediano voltaje. Con las mejores eficiencias actuales de conversión, un arreglo fotovoltaico requiere de aproximadamente 7000 m<sup>2</sup> de módulos por cada MWp instalado.

El concepto de estación central deriva del esquema de generación convencional que prevalece en el mundo hasta ahora. La generación de potencia base es la meta más ambiciosa de la tecnología fotovoltaica; sin embargo, no se encuentra todavía en el nivel de madurez para tal mercado.

La viabilidad de grandes centrales fotovoltaicas está condicionada también al desarrollo de tecnologías de almacenamiento eficientes y económicas, dado que la energía fotovoltaica en principio no es despachable, se produce en la medida en que el recurso solar está disponible.

La tecnología de la interfaz de plantas fotovoltaicas centralizadas se encuentra en una etapa de desarrollo anterior a la de sistemas residenciales. La razón es simple, existe a la fecha un número limitado de plantas de gran capacidad. Salvo algunos casos notables como la planta de *Kerman en California, EUA.*; la mayoría de los proyectos no persiguen beneficios económicos sino fines de investigación, demostración y desarrollo de experiencia tecnológica.

A consecuencia de lo anterior, existen más variantes en la configuración eléctrica de las estaciones centrales. Cada nueva planta representa un cúmulo de experiencias en este campo y por consecuencia una serie de nuevas alternativas.

A continuación se presenta las características de la interfaz de las estaciones centrales de *Serre (Italia), Toledo (España) y Mont-Soleil (Suiza)*; se usan como referencia por ser tres de las plantas representativas del estado del arte en la tecnología de la interfaz, y también porque constituyen tres alternativas de configuración diferentes. Se presentan las características específicas de su configuración y se hace un análisis comparativo de las soluciones desarrolladas en cada caso.

Es importante mencionar que los fines que motivan la construcción de una estación central tienen una influencia importante en sus características. Algunas de ellas son construidas con propósitos de investigación sin dar importancia al aspecto comercial. Otras se establecen como proyectos piloto que paralelamente al desarrollo e investigación buscan optimizar costos y minimizar el tiempo de amortización de la inversión para determinar el potencial tanto técnico como económico de la tecnología.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

### Estación Central de Serre en Italia (3.3 MW)<sup>6</sup>

ENEL, la compañía suministradora italiana es uno de los líderes mundiales en el campo de las estaciones fotovoltaicas de gran capacidad. Ellos han desarrollado el concepto modular, de manera que la estación de *Serre* está constituida por diez subarreglos idénticos de 330 kWp<sup>7</sup>, cada uno con su inversor y eléctricamente independientes. El proyecto fue concebido con fines de investigación y desarrollo, pero con el objetivo de establecer un sistema óptimo desde el punto de vista costos tanto de infraestructura como de operación y mantenimiento. La planta es parte del sistema de suministro de ENEL y por lo tanto está conectada sus sistemas de control de energía. Los sistemas de monitoreo, adquisición de datos y control tienen enlaces por fibra óptica entre instrumentos con el cuarto de control.

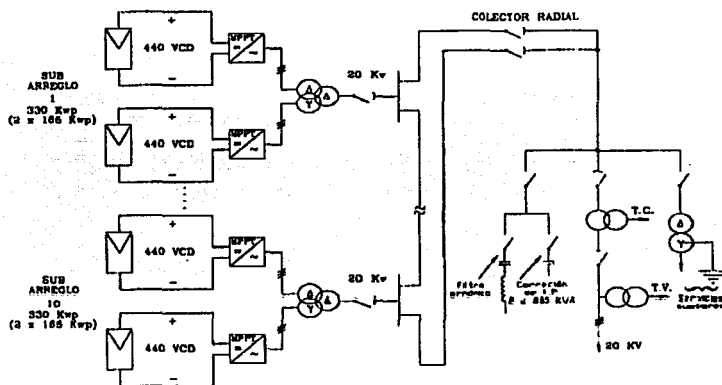


Figura 5. Diagrama de La Estación Central de Serre

**Sistema de CD.** Todos los subarreglos de la planta están divididos en dos secciones de 165 kWp cada una. El sistema es flotante, el voltaje nominal corresponde al voltaje de circuito abierto de cada sección.

<sup>6</sup> Corvi, et al; (1991) *ENEL 5.3 MW PV Power Station Preliminary Design*; 10<sup>th</sup> European PVSEC (Lisboa, Portugal); p 1277 - 1280.

Previ, Liceto, Belli, Arcidiacono, Corsi y Lambri; (1994) *The 3.3 MW-Peak Photovoltaic power Station at Serre*; IEEE 1<sup>st</sup> World Conference on PV Energy Conversion (Hawaii), p 1217-1220.

<sup>7</sup> Potencia máxima de salida entregada por un generador fotovoltaico.

**Acondicionamiento de Potencia.** En la concepción del ENEL, el acondicionamiento de potencia está evidentemente dividido desde los puntos de vista físico y conceptual. Los inversores son modulares, en el diagrama se muestra cada inversor de 6 pulsos alimentado por una sección del subarreglo correspondiente. El diseño permite la operación independiente de cada sección de un subarreglo, en caso de que la otra esté en mantenimiento. Cuando las dos secciones están en operación (condición normal), los dos convertidores forman una unidad de 12 pulsos con una mejor síntesis de la señal de salida. Por otro lado los filtros armónicos y la unidad de corrección de factor de potencia son centralizados, es decir, existe una sola unidad que realiza estas funciones para toda la planta.

**Sistema de CA.** La planta está conectada a una línea de mediano voltaje (20 kV). El colector del sistema es un anillo de cable subterráneo. Los dos extremos del anillo colector terminan en una caseta de conexión con la línea, en donde también se localizan las unidades de filtrado y de corrección de factor de potencia.

#### Estación Central de Unión Fenosa en España (1 MW)<sup>8</sup>

La estación está constituida por tres subarreglos, cada uno con su sistema de acondicionamiento de potencia. Es decir, la estación se compone de tres plantas eléctricamente independientes. Los fines del proyecto son de investigación y desarrollo de componentes y sistemas para plantas fotovoltaicas de gran escala, así como de estrategias de control y evaluación de los beneficios al operarla en paralelo con una hidroeléctrica alemana. Es por ello que en ella se utilizan diferentes conceptos en estructuras, paneles, y acondicionamiento de potencia.

**Sistema de CD.** Los dos subarreglos fijos operan a  $\pm 400$  V con centro a tierra; el arreglo con seguimiento en un eje (100 kW) opera a 400 V en modo flotante. En Europa es común la operación flotante del generador fotovoltaico.

**Acondicionamiento de Potencia.** La filosofía en la estación es el uso de acondicionamiento de potencia centralizado por subarreglo. Cada uno de ellos cuenta con su inversor y en el caso de los inversores conmutados por línea cada unidad de 6 pulsos tiene su sistema de compensación de factor de potencia; no se especifica si los inversores conmutados por línea cuentan con filtros armónicos. Sin embargo, los cuatro convertidores de 6 pulsos conforman una unidad de 24 pulsos cuya calidad de síntesis puede ser suficientemente buena para inyectar corriente a la red sin violar la mayoría de las normas sobre control de armónicos aún cuando no se filtre la señal de salida.

<sup>8</sup> Beyer, U.; Pottbrock, R.; Voermans, R.; (1994) *1 MW Photovoltaic Plant Toledo - Spain Workshop on Modular PV Plants for Multimegawatt Power Generation*; IEA - Task VI)  
Mukadam, K.; et al; (1995) *The 1 MW Photovoltaic Plant in Toledo - Spain First Operational Results and Experiences*; 13<sup>th</sup> European PVSEC (Niza, Francia); p 1770 - 1773.

**Sistema de CA.** Los subarreglos están conectados a una línea de baja capacidad y mediano voltaje (15 kV).

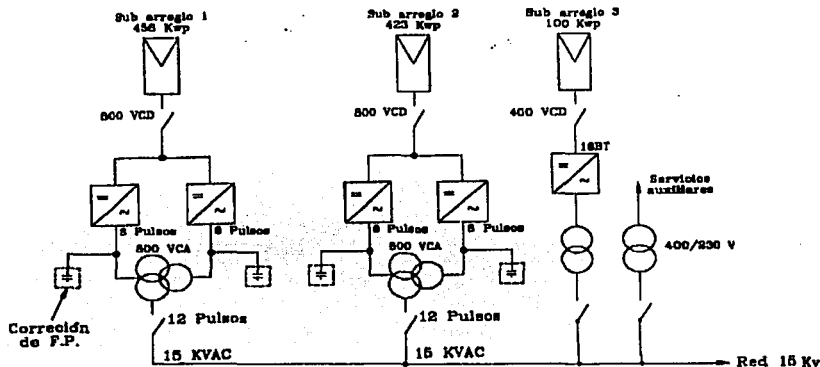


Figura 6. Diagrama de La Estación Central de Unión FENOSA

#### Estación Central PHALK Mont-Soleil en Suiza (500 kW)<sup>9</sup>

Esta planta fue concebida con el concepto de centralización total, cuenta con un solo inversor por lo que los subarreglos no pueden ser operados de manera independiente, éstos conforman un generador integral. La planta fue diseñada y construida como proyecto de demostración e investigación. La premisa fue construir una planta que representara el estado del arte en la tecnología y que a su vez mostrara costos inferiores a los alcanzados por otros proyectos de este tipo hasta la fecha de su construcción. Los objetivos fundamentales son que las empresas suministradoras en Suiza ganen experiencia en la tecnología y que los ciudadanos vean sus posibilidades. En los países europeos occidentales este tipo de proyectos tienen una tremenda aceptación social.

**Sistema de CD.** El arreglo está dividido en 11 subarreglos cuyas salidas se conectan en cubículos distribuidos en el campo. En los cubículos distribuidos están los interruptores y protecciones del subarreglo (diodos de bloqueo, fusibles y protección contra sobrevoltaje).

<sup>9</sup> Minder, R.; (1992) *The Swiss 500 kW Photovoltaic power Plant PHALK Mont-Soleil*, 11<sup>th</sup> European PVSEC (Montreaux, Suiza), p 1009 - 1013.

De los cubículos sale el cable de potencia que conecta con el cubículo central de CD, en éste se encuentran los medidores de corriente y voltaje por subarreglo, los buses de CD y el interruptor principal del arreglo. El interruptor principal alimenta al Inversor. El centro del arreglo está conectado a tierra.

**Acondicionamiento de Potencia.** La estación cuenta con un inversor central autoconmutado, cuyo circuito de potencia consta de dos puentes paralelos de GTOs. El inversor conmuta en baja frecuencia (250 Hz), sin embargo la calidad de la corriente de salida es suficientemente buena para inyectarla a la red sin necesidad de filtros armónicos. Una característica importante es que el convertidor puede operar en modo interconectado y en modo aislado.

**Sistema de CA.** La planta se conecta por medio de un transformador de subida a una línea de mediano voltaje de 16 kv.

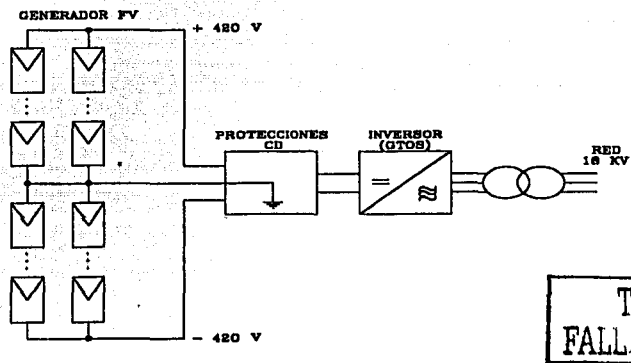


Figura 7. Diagrama la Estación PHALK Mont-Soleil

## Análisis Comparativo

### Estructura General

Evidentemente las tres plantas tienen una estructura diferente. Como se mencionó, las diferentes filosofías de diseño obedecen a factores económicos y al propósito de la instalación.



La estación en *Serre* tiene una estructura modular, su concepción fue realizada 100% desde el punto de vista de una compañía suministradora. El concepto modular tiene algunas ventajas importantes:

- Permite la estandarización
- Introduce la posibilidad de reducir el monto de la inversión por medio de la economía de volumen
- Cada subarreglo opera a su punto de máxima potencia (PMP), lo que incrementa la eficiencia de conversión del generador
- Se reducen costos de mantenimiento
- La operación es muy flexible por lo que aumenta su confiabilidad
- Permite instalación y puesta en operación por etapas (que es muy relevante en proyectos de capital intensivo y con tiempos de construcción largos)
- Permite la expansión gradual y ordenada del sistema en caso necesario.

Existen sin embargo limitaciones en la modularización de plantas de gran capacidad. La modularización no se puede llevar al nivel de módulo fotovoltaico como en un sistema residencial ni cerca de ello. Determinar el tamaño óptimo de los subarreglos puede ser un complicado ejercicio que involucra básicamente costos y rendimientos.

Entre menor es el tamaño del subarreglo o "módulo" de la planta, la eficiencia de los inversores disminuye mientras el costo por kW se incrementa, por otra parte las pérdidas por conducción en CD disminuyen, los costos del cableado y equipos de protección en CD también disminuyen y la eficiencia de conversión del arreglo aumenta. Al aumentar el tamaño del subarreglo la cantidad de estos se reduce, con ello se van perdiendo parte de los beneficios de la estandarización y de la economía de volumen y se reduce flexibilidad de operación.

La estación de *Unión Fenosa* es una solución intermedia entre la modularización y los sistemas centralizados. Mantiene cierto grado de flexibilidad pero no se tienen todos los beneficios de la modularización.

La estación de *Mont-Soleil* es del tipo centralizado. Su estructura se debe en parte a que la potencia de la planta no es muy grande (recordar que un "módulo" de *Serre* es de 330 kW), y por tanto podría resultar costoso modularizar en subarreglos muy pequeños. Esta solución tiene la desventaja particular de que una falla en el inversor saca de operación a toda la planta, reduciendo con ello su confiabilidad.

Es muy probable que el diseño de estaciones centrales en el futuro se incline hacia la estructura modular, ésta redundará en muchos beneficios y sus costos pueden potencialmente reducirse al nivel de los sistemas centralizados siempre y cuando se determine correctamente el tamaño óptimo del bloque de modularización.

### **Sistema de CD**

Tres consideraciones importantes se derivan de este aspecto:

- El voltaje de salida
- El nivel de corriente antes de entrar al Inversor
- Conexión a tierra u operación flotante

El voltaje de salida del arreglo en teoría debería ser lo más alto posible para reducir las pérdidas por conducción en todo el sistema de CD y en el inversor. Ello implica aumentar el número de módulos en serie y reducir el número de circuitos paralelo para una potencia dada. En la práctica el voltaje de salida está limitado por dos factores fundamentalmente: La rigidez dieléctrica del aislamiento de los módulos y las normas que regulan los aspectos de seguridad de este tipo de instalaciones. Se debe recordar que el voltaje del arreglo para efectos de seguridad es el voltaje de circuito abierto en condiciones de medición estándar.

Como puede verse en los diagramas de las tres plantas el voltaje de salida del arreglo oscila entre 800 y 880  $V_{cd}$ . Por lo que se puede tomar como una referencia del voltaje de operación seguro con el estado actual de la tecnología.

En lo que toca a la corriente de salida es claro que la situación es opuesta al voltaje, en este caso es recomendable que su valor nominal sea lo más pequeño posible por cuestión de pérdidas, costos de los equipos de protección y seguridad. Una manera de reducir el nivel de corriente en CD es el esquema modular, en el que cada subarreglo puede ser optimizado para proporcionar la potencia nominal con el mayor voltaje posible y la menor corriente sin violar los códigos de seguridad.

Cuando se aterriza un generador fotovoltaico de gran capacidad se hace en el punto medio del voltaje nominal, con ello se reduce el potencial de cada módulo con respecto a tierra y por consiguiente la posibilidad de fallas de aislamiento y arcos eléctricos entre módulos y estructuras. Otros beneficios de un sistema aterrizado son: es más fácil detectar y localizar fallas a tierra (reduciendo costos de mantenimiento y tiempos de paro), se requieren un solo fusible y un solo diodo de bloqueo por cada circuito serie (reduciendo costos de instalación y pérdidas por conducción) y que los sobrevoltajes inducidos por rayos son menores.

En los ejemplos escogidos, la estación en *Serre* opera en modo flotante, la estación de Toledo tiene dos subarreglos a tierra en el punto medio y uno flotante y la estación de *Mont-Soleil* tiene el arreglo conectado a tierra en el centro del arreglo.

### ***Acondicionamiento de Potencia***

Las dos variantes básicas son acondicionamiento modular y acondicionamiento centralizado. El concepto centralizado tiene la ventaja de ser potencialmente más económico si se usan inversores conmutados por línea. Como se dijo previamente, el uso de inversores modulares de tamaño apropiado representa mayor flexibilidad en la operación porque si un inversor falta no se tiene que parar toda la planta. Otra ventaja de los inversores modulares es mayor eficiencia del generador ya que cada subarreglo opera en su PMP<sup>10</sup>.

En cuanto al filtrado armónico y corrección de factor de potencia éstos pueden ser también modulares o centralizados. La planta de *Serre* combina inversores modulares con compensación centralizada. Es una solución económica y efectiva puesto que la calidad de la corriente es importante en el punto de interconexión.

Una tercera opción sería el uso de dos o más Inversores centralizados en operación maestro-esclavo, en cuyo caso solo se operarían el o los inversores necesarios dependiendo de la potencia de salida del arreglo; aumentando con ello la eficiencia de conversión porque serían operados en todo momento cerca de su potencia nominal. En la estación de *Mont-Soleil* se pretende incluir otro inversor autoconmutado de pequeña capacidad que opere en paralelo con el existente y sirva como filtro dinámico de los armónicos de corriente y que también opere sólo en condiciones de baja insolación.

### ***Sistema de CA***

Las tres estaciones en cuestión se encuentran conectadas a líneas de mediana tensión por medio de transformadores de subida.

El uso de transformadores es difícil de evitar por varias razones: el voltaje nominal de los arreglos normalmente es inferior a 1000 volts por razones descritas en el apartado sobre el sistema de CD arriba; los sistemas de 12 y 24 pulsos requieren forzosamente el uso de transformadores de 3 devanados; el transformador proporciona la protección contra inyección de CD en la línea.

Una diferencia interesante entre las plantas de *Toledo* y la de *Serre* es que en esta última el colector de CA es del tipo radial por la cantidad de circuitos en paralelo.

<sup>10</sup> PMP: Punto de Máxima Potencia

## 2.2. Estaciones de apoyo a la red

Las estaciones de apoyo a la red son probablemente la primera aplicación de sistemas interconectados que alcance la competitividad económica sin considerar costos externos (emisiones contaminantes) ni incentivos fiscales. Técnicamente son iguales que una estación central. La diferencia estriba en su función y localización específica dentro del sistema de distribución, características que les confieren ventajas estratégicas: posibilidad de posponer inversiones por incremento de capacidad de los sistemas de transmisión y distribución; aumento de la vida útil de las instalaciones existentes (líneas, transformadores, etcétera); soporte de voltaje al alimentador, al disminuir las caídas de tensión por conducción; disminución de pérdidas por transmisión y distribución ya que parte de la energía se produce localmente; posibilidad de uso para compensar la demanda de potencia reactiva del alimentador; aumento de confiabilidad del alimentador al disminuir la probabilidad de no satisfacer la demanda pico. Un alimentador o una subestación ofrecen condiciones adecuadas para interconectarse con estaciones fotovoltaicas de respaldo cuando presentan las siguientes características: está cerca de su límite de capacidad térmica; se ubica en una localidad donde existe buena disponibilidad del recurso solar; el perfil de la demanda coincide con el patrón de radiación solar, como sucede en alimentadores con muchas cargas de aire acondicionado; el crecimiento de la carga es relativamente lento; existen terrenos aledaños disponibles y apropiados para construir la planta fotovoltaica.

## 3. Generación distribuida

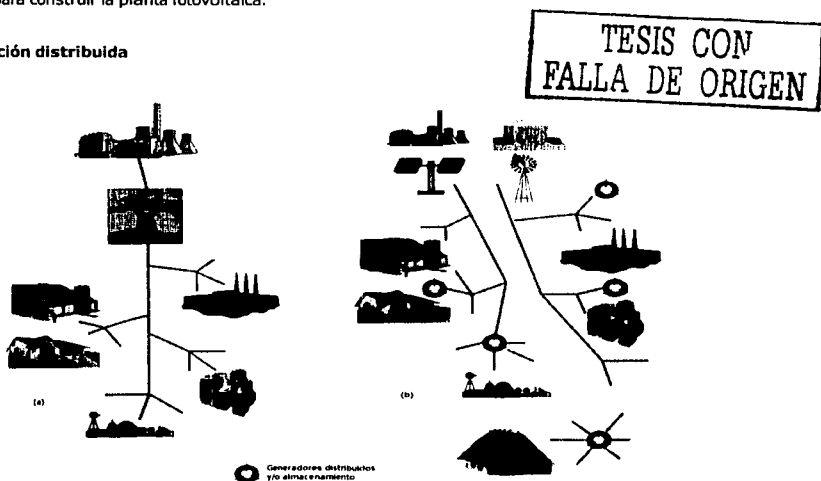


Figura 8. Esquemas de Generación: (a) Centralizada, (b) Distribuida

Una alternativa bajo consideración por las compañías es satisfacer la demanda local e incrementalmente por medio de generación distribuida. Las instalaciones de generación distribuidas son situadas estratégicamente para entregar electricidad donde es necesaria. Esto puede remediar las limitaciones de capacidad de generación, transmisión y distribución y obviamente la necesidad de construir nuevas instalaciones.

#### 4. Consideraciones para la interconexión con la red eléctrica

La interconexión con red de sistemas fotovoltaicos es todavía objeto de estudio; ya que hay aspectos no resueltos que surgen de las características particulares tanto de las redes como de los usuarios y del tipo de clima que prevalece donde se realiza el proyecto. Estos aspectos se pueden agrupar en tres rubros: *calidad de la energía, protección y seguridad de los sistemas y personas, y normatividad para la interconexión.*

#### 5. Calidad de la energía

Existen varias consideraciones importantes en la interconexión de un generador fotovoltaico con la red. El elemento principal de la interfaz es el inversor; por lo tanto estas consideraciones tienen que ver directamente con la "compatibilidad" de su potencia de salida con las características de la red. Las dos consideraciones más importantes en cuanto a la calidad de la señal de salida son la distorsión armónica y el factor de potencia con que opera el inversor. Otra situación no deseable que puede ocurrir en el alimentador debido a las variaciones en la potencia de salida del generador fotovoltaico es la fluctuación de voltaje.

##### 5.1. Distorsión armónica

En un sistema de potencia ideal, el voltaje que abastece a los equipos de los clientes, y la corriente de carga resultante son perfectas sinusoides. En la práctica, sin embargo, las condiciones nunca son ideales, tan así que estas formas de onda se encuentran frecuentemente muy deformadas. Esta diferencia con la perfecta sinusoide se expresa comúnmente desde el punto de vista de la distorsión armónica de las formas de onda del voltaje y de la corriente.

La distorsión de la sinusoide fundamental, generalmente ocurre en múltiplos de la frecuencia fundamental. Así sobre un sistema de potencia de 60 Hz, la onda armónica tiene una frecuencia expresada por:

$$f_{\text{armónica}} = n \times 60 [\text{Hz}]$$

donde n es un entero.



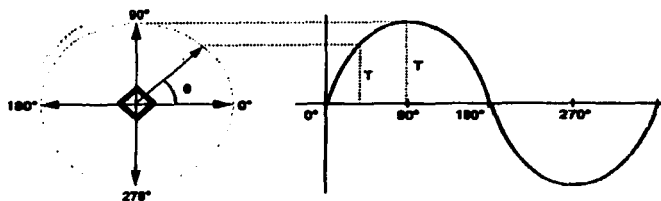


Figura 9. Onda Sinusoidal.

De acuerdo con la teoría de Fourier, cualquier señal periódica puede ser expresada como una suma de componentes armónicas de la forma:

$$v(t) = V_0 + V_1 \text{sen}(\omega t + \theta_1) + V_2 \text{sen}(\omega t + \theta_2) + V_3 \text{sen}(\omega t + \theta_3) + \dots$$

$$v(t) = V_0 + \sum_{n=1}^{\infty} V_n \text{sen}(n\omega t + \theta_n)$$

En este caso se usó una señal de voltaje como ejemplo, en donde:  $V_0$  es la componente de CD,  $V_n$  es la amplitud (valor pico) de la componente armónica  $n$ ,  $\theta_n$  es el ángulo de fase de la componente armónica y  $\omega$  es la frecuencia de la componente fundamental que es la armónica 1.

En una señal sinusoidal pura (sin distorsión armónica), el coeficiente  $V_1$  tendrá un valor real, mientras el resto de los coeficientes será igual a cero.

La figura muestra cómo una onda deformada puede ser descompuesta en sus componentes armónicas. La onda deformada se compone de la fundamental combinada con las componentes armónicas de 3er y 5to orden.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

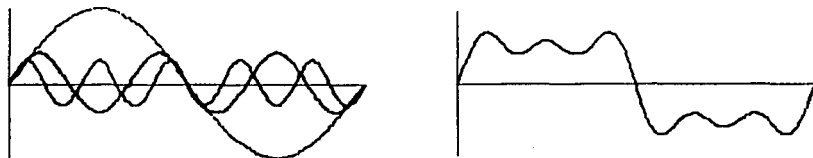


Figura 11. La onda deformada compuesta por la superposición de una fundamental a 60 Hz y menores armónicos de tercer y quinto orden.

### Distorsión Armónica Total (THD)

La distorsión armónica total (sus siglas en inglés son THD), expresada como porcentaje de la componente fundamental de voltaje o corriente es la medida más común del contenido armónico en un sistema de potencia. La mayoría de las normas especifican los límites máximos de THD del voltaje y la corriente en los circuitos de transmisión y distribución. Es posible también especificar porcentajes máximos de armónicos individuales y en algunos casos magnitudes RMS máximas. La distorsión armónica total porcentual de voltaje y corriente respectivamente están dadas por:

$$THD_V (\%) = \frac{\sum_{n=2}^{\infty} V_n}{V_1} \times 100$$

$$THD_I (\%) = \frac{\sum_{n=2}^{\infty} I_n}{I_1} \times 100$$

En donde:

$V_1$  = Voltaje RMS de la fundamental

$V_n$  = Voltaje RMS de la armónica n

$I_1$  = Corriente RMS de la fundamental

$I_n$  = Corriente RMS de la armónica n

TESIS CON  
 FALLA DE ORIGEN

Como referencia las normas CEI/IEC 1727 sugieren límites de 5% en THD, y 2% en THD, como objetivo para el diseño de Inversores. Como se verá más adelante, la norma de corriente regirá el diseño, ya que la distorsión de voltaje depende de las Impedancias del sistema para un nivel dado de distorsión de corriente.

### 5.1.1. Efectos

Los armónicos en general son indeseables, con la excepción de señales de alta frecuencia que sobrepone a las señales de potencia para propósitos de comunicación, adquisición de datos y control (sistemas de ondas portadoras). Los efectos de la distorsión armónica en los sistemas de potencia todavía no se conocen completamente. Se considera que los armónicos de voltaje son más peligrosos que los de corriente porque la mayoría de los problemas que se han encontrado tienen que ver con los primeros.

El sistema puede tolerar corrientes armónicas altas siempre y cuando exista una impedancia pequeña a estas frecuencias, lo que implica que las caídas de voltaje debido a estas corrientes serán pequeñas y por consiguiente causaran poca distorsión armónica del voltaje de la red.

Los armónicos de bajo orden, en particular los noes (3<sup>o</sup>, 5<sup>o</sup>, 7<sup>o</sup>,...) son los más comunes y los que tiene efectos más dañinos en un sistema de potencia. Esto se debe a que generalmente su magnitud tiende a disminuir conforme aumenta el orden. Lo que significa que los de bajo orden tienen mayor energía; circunstancia a la cual se suma el hecho de que son más difíciles de filtrar. Los efectos de los armónicos de un sistema de potencia se resumen a continuación:

- La distorsión en la señal de voltaje puede causar mal funcionamiento de equipos electrónicos (cargas) que dependen de la detección de cruces por cero del voltaje de línea. Ello obedece a que los cruces por cero pueden ser desviados de la fundamental y en casos extremos pueden aparecer más de dos cruces en un ciclo.
- Errores en equipos de medición, relevadores de protección e interruptores que son sensibles a la detección de cruces por cero.
- Calentamiento excesivo en líneas de transmisión, motores y transformadores debido a corrientes armónicas (principalmente de bajo orden).
- Sobrevoltajes debido a picos coincidentes de armónicos, que pueden causar fallas de aislamiento en equipos, cables subterráneos, bancos de capacitores, etc.
- Interferencia en líneas telefónicas, adyacentes y sistemas de comunicación por ondas portadoras. En el segundo de los casos, al corromper las señales de control se puede provocar la operación incorrecta de interruptores y relevadores de protección, causando daños al sistema y condiciones de riesgo.
- Condiciones de resonancia que agravan los fenómenos antes mencionados

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



### 5.1.2. Generación de la distorsión armónica en el sistema de potencia

Comúnmente la distorsión se genera como *armónicos de corriente* en equipos de conmutación como inversores para interfaz con la red, fuentes de tipo conmutado, UPSs<sup>11</sup>, convertidores para motores eléctricos, soldadoras y rectificadores en general que se usan profusamente en aparatos domésticos e industriales. A estos equipos se les denomina *cargas no lineales* puesto que a diferencia de los elementos lineales en un circuito (resistencias, inductores y capacitores) tiene la peculiaridad de consumir corrientes no sinusoidales con alto contenido armónico.

Los armónicos de voltaje son los que causan más problemas; sin embargo, la distorsión armónica es normalmente introducida en la red como armónicos de corriente producidos por los equipos mencionados arriba. La figura 12 es el diagrama unificar de la interfaz de un inversor (que es una fuente no lineal) con un sistema de potencia.

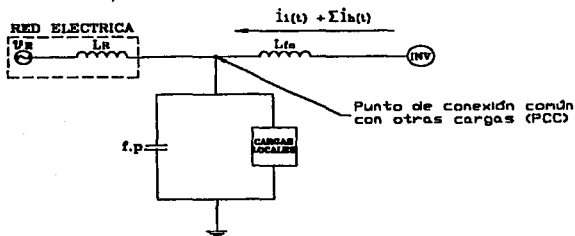


Figura 12. Interfaz de un Inversor con el Sistema de Potencia

Como se sabe, el inversor produce una corriente fundamental más una serie de corrientes armónicas cuyas magnitudes dependen de la calidad en la síntesis de la señal. La impedancia del sistema en el punto de conexión común (PCC) con otras cargas se puede modelar como un circuito paralelo RLC. La caída de voltaje producida por cada componente armónica de corriente en el PCC dependerá de la impedancia del sistema en dicho punto. Normalmente la impedancia del sistema es pequeña por lo que se pueden tolerar corrientes armónicas grandes sin causar distorsión de voltaje considerable en el PCC.

El problema surge con la intersección de capacitores para corrección de factor de potencia, ya que ello puede ocasionar resonancias en paralelo a diferentes frecuencias incluyendo aquellas de bajo orden. La frecuencia de resonancia están dadas por:

<sup>11</sup> UPS: Uninterrupted Power Supply

$$\omega_r = \frac{1}{LC}$$

La característica de la resonancia en paralelo es un incremento muy pronunciado en la impedancia del sistema para la frecuencia en cuestión. Si el inversor produce corriente armónica en la frecuencia de resonancia, ello provocará mayor distorsión armónica del voltaje en esa frecuencia en el PCC, para un nivel dado de corriente.

Al reducir la resistencia en paralelo (aumento de carga resistiva) la impedancia de resonancia disminuye y por lo tanto se tiene menor distorsión de voltaje. Al disminuir la inductancia en paralelo (aumento de carga inductiva), la frecuencia de resonancia aumenta.

Esto implica que los alimentadores son más susceptibles a problemas de resonancia con carga ligera. Al incrementar la carga durante el día la distorsión tiende a disminuir. El nivel de distorsión dependerá de las características eléctricas y el comportamiento dinámico de alimentador en cuestión.

### 5.1.3. Relación de los armónicos con las características del inversor

El tipo de inversor utilizado para la Interfaz determinará el nivel de corriente armónica inyectado en la red y sus frecuencias. Si las corrientes armónicas de salida están fuera de las normas establecidas, se puede filtrar la señal para obtener la especificación. Los factores que determinan la calidad de la señal son el método de conmutación, la frecuencia de conmutación y el filtrado de salida. La capacidad del inversor y la economía están estrechamente relacionadas con estos factores.

#### *Método de conmutación*

Los inversores conmutados por línea producen mayor nivel de la distorsión armónica que los autoconmutados, sin embargo son de construcción más simple y menos costosa. La razón de ello estriba en que conmutan a la frecuencia de la línea, por lo que la síntesis de la señal no es muy buena.

Un inversor autoconmutado a la frecuencia de la línea producirá un nivel de distorsión armónica similar al de uno conmutado por línea, de manera que no es buena opción técnica ni económica. Existe una diferencia entre conmutación a 60Hz con un inversor autoconmutado y uno conmutado por línea, el segundo produce escalones (muecas) en la señal de voltaje debidos a la conmutación, que contribuyen a la distorsión. Los inversores autoconmutados no producen muescas en el voltaje de línea.

### ***Frecuencia de conmutación***

Este parámetro define la resolución en la síntesis de la señal de salida, cuanto mayor es  $f_s$ , menor es el contenido armónico total. Otra característica de salida de los inversores autoconmutados es que el espectro armónico aparece alrededor de los múltiplos de  $f_s$ . Estos dos efectos permiten un filtrado fácil y económico en inversores de alta frecuencia, produciendo señales sinusoidales con THD < 1% (mejor que las especificaciones de la red). Sin embargo no siempre es posible elegir  $f_s$  tan alta como sería deseable. Entre mayor es la potencia de salida, los switches son más lentos y por lo tanto su banda de frecuencia disminuye. Entonces la frecuencia de conmutación disminuye inevitablemente al aumentar la potencia de salida. Por otra parte, las pérdidas por conmutación aumentan con la frecuencia tienen eficiencias ligeramente menores. Los inversores de alta frecuencias tienen más etapas de potencia y su control es más complejo, por lo que su costo es mayor. En la actualidad, la conversión en alta frecuencia se usa principalmente en inversores de pequeña capacidad (normalmente monofásicos). Sin embargo los switches de potencia evolucionan constantemente, lo más probable es que las velocidades de conmutación y las capacidades aumenten con el progreso en la tecnología de semiconductores de potencia, permitiendo el desarrollo de convertidores de mayor potencia y con mejor calidad de salida.

### ***Filtrado de salida***

El empleo de filtros de salida es una alternativa al uso de alta frecuencia de conmutación. En la actualidad existe una gran cantidad de inversores conmutados por línea, de 12 pulsos en aplicaciones fotovoltaicas de mediana y alta potencia. Ello se debe a que resultan más baratos y eficientes aún cuando la unidad de filtrado es más cara y reduce el rendimiento global.

El caso de los inversores monofásicos es diferente, ya que los del tipo autoconmutado tienen salidas casi cuadradas, el filtrado de sus armónicos requiere filtros costosos y reduce la eficiencia en tal medida que resulta más atractivo el uso de inversores autoconmutados con mínimos requerimientos de filtrado.

### ***Potencia de salida***

Este factor tiene una influencia indirecta pero significativa en la calidad de la señal de salida. Como se ha dicho previamente, entre menor es la potencia, se tiene mayor disponibilidad de switches controlables de costo competitivo que pueden conmutar en alta frecuencia. Por el contrario, al aumentar la potencia; los switches controlables son más caros y su banda de frecuencia es menor, haciendo más atractivo desde el punto de vista económico el uso de inversores conmutados por línea cuya síntesis de la señal es menos efectiva.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

#### 5.1.4. Impacto de los sistemas fotovoltaicos interconectados a la red eléctrica

La cuestión fundamental respecto a la calidad de la señal de salida de un convertidor conectado a la red es si ésta cumple o no con las especificaciones establecidas por la compañía suministradora. Las normas han sido establecidas en función de los límites que la red puede tolerar sin causar mal funcionamiento o daño a sus equipos ni a los otros usuarios. En lo que a distorsión armónica se refiere, el estado actual de la tecnología permite que los convertidores autoconmutados cumplan con las especificaciones de las autoridades eléctricas con mínimos requerimientos de filtrado y en algunos casos sin necesidad de él. Por otra parte los inversores conmutados por línea requieren de filtros pasivos de salida para cumplir con ellas. Es decir, existe la tecnología para lograr una interfaz "limpia" desde éste punto de vista.

#### 5.1.5. Eliminación de armónicos producidos por los inversores

Existen varias técnicas para eliminar los armónicos de corriente producidos en un inversor. En inversores conmutados por la red, normalmente se conectan dos inversores de 6 pulsos en paralelo por medio de un transformador de 3 devanados para formar un inversor de 12 pulsos, cuya distorsión total de corriente es del 15% (la mitad que la de un solo inversor de 6 pulsos). En inversores autoconmutados se pueden eliminar armónicos usando un esquema de conmutación PWM<sup>12</sup> sincrónico y también aumentando la frecuencia de conmutación. Independientemente de las estrategias ya mencionadas, en la mayoría de inversores para interfaz con la red se usan filtros de salida para lograr una señal sinusoidal con niveles de distorsión pequeños.

#### Filtros Armónicos para inversores de 12 pulsos

Los inversores de 12 pulsos producen corrientes con componentes armónicas de orden  $12K \pm 1$ , cuya magnitud decrece al aumentar el orden; por lo tanto las armónicas dominantes son la 11ª y la 13ª. En la figura 13. a) se ilustra la configuración usual de los filtros por cada fase.

El circuito equivalente del inversor es una fuente de corriente fundamental, con las fuentes de corriente armónicas en paralelo. Los dos filtros serie son ajustados para resonar a las frecuencias de las armónicas dominantes. El filtro de paso alto se usa para eliminar las componentes de orden mayor. La impedancia combinada se muestra en la figura 13. b)

---

<sup>12</sup> PWM: Pulse Width Modulation

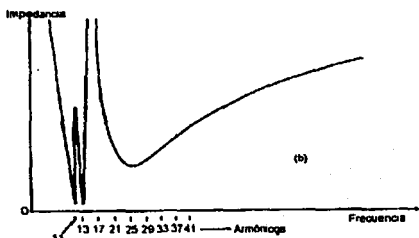
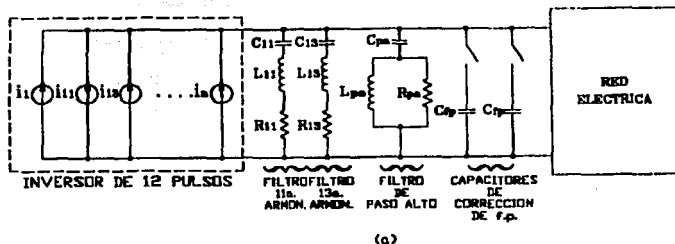


Figura 13. Filtro para convertidores de 12 pulsos: a) circuito equivalente por fase; b) impedancia por fase combinada como función de la frecuencia.

El diseño del filtro depende de la impedancia del sistema de potencia a las frecuencias armónicas, de manera que se provea un filtrado adecuado y se eviten condiciones de resonancia. Se debe considerar que a 60 Hz, la impedancia de los filtros está dominada por la reactancia capacitiva, de manera que los filtros proporcionan parte de la corriente reactiva que requiere el inversor. La capacidad efectiva del filtro a la frecuencia de la línea se puede aproximar por:

$$C_f \approx C_{11} + C_{13} + C_{fM}$$

A 60 Hz la potencia reactiva por fase suministrada por el filtro está dada por:

$$Q_f \approx \omega C_f V_s^2$$

En donde  $V_s$  es el voltaje de fase RMS en las terminales de los filtros. El consumo de potencia reactiva del inversor aumenta al incrementarse la potencia transferida (al incrementarse la corriente).

El valor de los capacitores de los filtros se debe elegir de manera que la potencia reactiva que proporcionan al sistema no exceda los requerimientos de potencia reactiva del convertidor al nivel mínimo de transferencia de potencia. La razón es que si ésta excede el consumo del convertidor, se pueden producir sobrevoltajes en la línea, particularmente con cargas ligeras. Para compensar la mayor demanda de potencia reactiva del convertidor a niveles de transferencia de potencia mayores, se insertan capacitores de compensación de factor de potencia conforme el inversor lo requiere.

### Filtros armónicos para inversores autoconmutados

Como se ha dicho, el filtrado de salida de inversores autoconmutados es sencillo si la relación de modulación de frecuencia es alta ( $m_f > 21$ ). Normalmente un filtro LC pequeño como los que se usan para filtrar la salida de un rectificador de onda completa es suficiente para disminuir la amplitud del rizo de corriente y de voltaje a niveles suficientes para disminuir la amplitud del rizo de corriente y de voltaje a niveles despreciables desde el punto de vista de distorsión armónica.

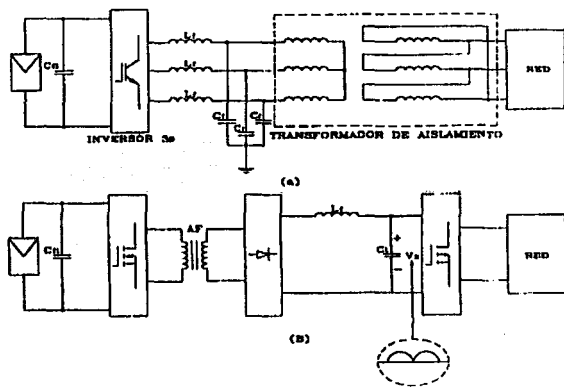


Figura 14. Filtros armónicos de salida para inversores autoconmutados: a) Inversor  $\square$  tipo puente; b) Inversor  $\square$  con transformador de alta frecuencia.

En la figura 14. a) se muestra el arreglo común para un inversor con transformador de baja frecuencia. En inversores de alta frecuencia existe la flexibilidad de filtrar los armónicos a la salida del inversor o antes de la etapa de inversión final como se muestra en la figura 14. b)

Debido a que los armónicos significativos son los de alta frecuencia si  $m_r$  es grande,  $L_r$  y  $C_r$  tendrán valores pequeños. Por lo tanto no existe riesgo de sobrevoltajes en la línea debido a la potencia reactiva suministrada por  $C_r$ . En el diseño del filtro normalmente se dimensiona primero  $C_r$ , cuya impedancia a la frecuencia armónica dominante normalmente se hace 1/10 de la impedancia de la línea como regla práctica.

## 5.2. Factor de potencia

Las cargas en un sistema de potencia tienen un factor de potencia inductivo; es decir, consumen vars adicionalmente al consumo de potencia real. Ello obedece a la naturaleza de las mismas; puesto que existe un gran número de cargas con arrollamiento como motores y transformadores mientras las cargas capacitivas no son comunes. Producir vars tiene un costo para la compañía suministradora debido a que existen pérdidas por transmisión y por la corriente activa que se desplaza. Para evitar la transmisión de vars, la compañía suministradora instala capacitores cerca de las cargas para llevar el factor de potencia a un valor cercano a la unidad, esta práctica evidentemente tiene también un costo asociado.

Hemos visto que los inversores conmutados por línea operan con un factor de potencia inductivo que va de 0.5 a 0.85 en el rango normal de operación, lo que implica que si no tienen compensación (capacitores) pueden consumir tanta potencia reactiva como la potencia activa que producen. Los inversores autoconmutados se pueden diseñar para operar con cualquier factor de potencia (inductivo y capacitivo), pero normalmente se operan con factor de potencia unitario. Los inversores autoconmutados que se usan para compensación de factor de potencia deben de tener la capacidad de almacenar energía durante una parte de cada ciclo de la red, son por consiguiente un tanto más costosos y su rendimiento es menor.

El factor de potencia de los generadores fotovoltaicos conectados a la red es relevante para la compañía suministradora porque ésta no hace cargos al consumo de potencia reactiva a los consumidores residenciales. Es por ello que resulta económicamente desfavorable para ella tener que comprar watts a un usuario mientras le tiene que suministrar vars gratuitamente. Otro aspecto importante en la cuestión del factor de potencia son las caídas de tensión producidas por la transmisión de corriente reactiva, su impacto sobre la regulación de voltaje suele ser una situación que involucra también costos debido a la necesidad de instalar y mantener reguladores de voltaje (cambiadores de taps) de accionamiento mecánico o electrónico en las subestaciones.

Si un consumidor residencial tiene un generador conectado a la red, la consideración de operación más equitativa sería que si su generador produjera los vars consumidos por su carga puesto que la compañía está dejando de ganar por concepto de potencia real.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Sería poco práctico estimar el consumo de vars en todo momento para ajustar la operación del inversor. La solución más satisfactoria es que el inversor opere con factor de potencia unitario. Con respecto a las normas **ANSI/IEEE 929-1988 y CEI/IEC 1727:1995** ambas establecen un factor de potencia mayor a 0.85 inductivo para sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

Es importante evitar la operación con factores de potencia capacitivos a menos que el sistema esté planeado para este propósito, la razón de ello es que pueden provocarse sobrevoltajes en el punto de conexión común con otras cargas debido a la reducción de caídas de tensión en la impedancia de la línea.

### **5.2.1. Control del factor de potencia**

#### ***Inversores conmutados por línea***

En inversores conmutados por línea el filtro de armónicos provee parte de la potencia reactiva que el convertidor demanda. Adicionalmente al filtro, es necesario instalar varias ramas de capacitores para compensación del factor de potencia. El monitoreo de este parámetro debe de ser continuo, de manera que las ramas se conecten y desconecten para producir la potencia reactiva necesaria conforme cambian las condiciones de operación del sistema.

#### ***Inversores Autoconmutados***

En este tipo de inversores, sabemos que la señal de salida (voltaje o corriente) sigue en magnitud y ángulo de fase a la señal moduladora de referencia, por lo tanto el ajuste de la potencia reactiva se logra sincronizando la moduladora con el voltaje de la red. Si el inversor es de voltaje controlado, el ajuste es un tanto más complejo puesto que la magnitud y ángulo de fase de la moduladora dependen del nivel de corriente de salida, es decir si el controlador de búsqueda del PMP manda un incremento de corriente, el voltaje de salida se deberá variar en magnitud y fase para mantener el voltaje de la red y la corriente de salida en fase.

Cuando se usa control de corriente, si un incremento de corriente es mandado, solamente es necesario variar la amplitud de la moduladora porque para operar con factor de unitario ésta tiene que permanecer en fase con el voltaje de red en todo momento.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



En la práctica el control de factor de potencia pierde efectividad para potencias de salida muy pequeñas, sin embargo en el rango de potencia de 10 al 100% es superior al 90% en la mayoría de los inversores. Para ilustrar esto, la figura 15 presenta la relación del factor de potencia con la potencia de salida de un inversor monofásico con dos etapas de potencia, y transformador de baja frecuencia

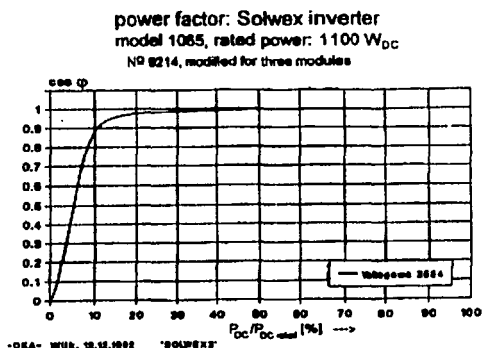


Figura 15. Factor de Potencia vs Potencia de salida. Inversor Solwex Mod 1065

### 5.3. Fluctuaciones de voltaje

Las variaciones de voltaje en un alimentador se deben a los cambios de carga instantáneos que ocurren normalmente en un sistema de potencia. Cuanto mayor es la carga del alimentador, más grande es la corriente que debe circular por el sistema de distribución y por lo tanto las caídas de tensión en las impedancias del sistema aumentan. En un alimentador típico, el nivel de voltaje es alto en las horas de menor demanda y el voltaje es bajo en las horas de demanda pico. Como se sabe, la demanda está gobernada por los hábitos de los usuarios en cada región particular, las fluctuaciones de carga ocurren con un patrón cíclico de 24 horas que usualmente cambia con la estación del año. Estas variaciones normalmente no son abruptas tienen pendientes suaves pero presentan picos bien definidos.

El control de voltaje se realiza por medio de reguladores (cambiadores de taps) y bancos de capacitores (para corregir el factor de potencia reduciendo la demanda de corriente reactiva). Tanto los reguladores de voltaje como los bancos de capacitores son usualmente instalados en las subestaciones de distribución, lo más cerca posible de la carga donde su efecto es más eficaz. El control del regulador de voltaje enfrenta la situación de limitar el voltaje máximo cerca de la subestación y al mismo tiempo limitar el voltaje mínimo al final del alimentador.

### 5.3.1. Efecto de los generadores distribuidos

Los generadores fotovoltaicos conectados a un alimentador suministran parte de la corriente activa de la carga. Si operan con factor de potencia cercano a la unidad, entonces el efecto es un aumento de voltaje en el punto de conexión debido a la reducción de caídas de tensión. Lo anterior plantea algunas preguntas interesantes:

- ¿Son capaces los reguladores de tensión convencionales de mantener el voltaje de la línea dentro de los límites establecidos en presencia de generadores distribuidos?
- ¿En que porcentaje aumenta la operación de los cambiadores de taps debido a condiciones de variación de carga transitorias debidas al paso de nubes?
- ¿Es posible evitar fluctuaciones de voltaje debidas a los generadores distribuidos en la red?

En respuesta al primer cuestionamiento se podría pensar que si el punto de interconexión es cercano a la subestación el problema de control se agrava puesto que el voltaje tiende a aumentar en un punto en el que es normalmente alto; sin embargo, considerando que en un punto como tal, la impedancia del alimentador es pequeña, se puede concluir que la variación en la caída de tensión también lo es y por consiguiente el impacto no será significativo. Si por el contrario el punto de interconexión se encuentra cerca del final del alimentador, entonces el efecto del generador fotovoltaico es benéfico ya que proporciona soporte de voltaje en un punto donde normalmente es bajo. En un estudio realizado a un alimentador en Gardner, Massachusetts (The New England Research and Demonstration Program) y publicado por EPRI<sup>13</sup>, se ha encontrado que las excursiones de voltaje causadas por los sistemas fotovoltaicos concentrados en el alimentador son comparables en magnitud a las ocurridas normalmente sin ellos, y que los sistemas de regulación operan satisfactoriamente; adicionalmente se realizaron simulaciones del comportamiento del alimentador en el futuro, considerando una capacidad total de 10 MW, con 3 MW de generación fotovoltaica, los resultados del estudio indican que es posible regular el voltaje sin problemas con el uso de equipo convencional.

La siguiente cuestión importante son las condiciones de variación de carga transitorias ocasionadas por el paso de nubes, el punto clave en este caso es determinar en que porcentaje aumentan las operaciones de los cambiadores de taps debido a fluctuaciones de voltaje causadas por este motivo, ya que ello incrementa los costos de mantenimiento y disminuye la vida útil del regulador. En el mismo estudio de Gardner [ se indica que condiciones de nubosidad parcial extrema causarían fluctuaciones de voltaje del 1 % (suficiente para producir la operación de los reguladores) cada 2 a 8 minutos.

<sup>13</sup> EPRI EL-6754, (1991) *Photovoltaic Generation Effects on Distribution Feeders*, reportes EPRI.

En otro estudio realizado por una compañía suministradora del estado de Georgia y publicado por *Sandia National Laboratories*<sup>14</sup>, se determinó un incremento del 20% en las operaciones del regulador, en un alimentador con un porcentaje de penetración del 20% y bajo condiciones de nubosidad parcial extrema. Los resultados de estos dos estudios presentan las peores condiciones de operación cuya probabilidad de ocurrencia es pequeña. En condiciones meteorológicas más probables, la nubosidad podría causar variaciones en la potencia de salida de cada generador individual, pero debido a la naturaleza dispersa de los generadores la salida total se mantendría más o menos constante a un nivel reducido; la otra condición factible es el paso de una nube grande sobre el área produciendo una variación de voltaje considerable (pero con pendiente finita), lo cual podría ocurrir quizás una vez por día.

En caso de que la variación de voltaje fuera de tal magnitud que el rango de control del regulador de sea insuficiente para mantenerlo dentro de los límites, la protección de monitoreo de voltaje del inversor desconectaría el generador momentáneamente, evitando con ello daños a los usuarios y al equipo de distribución. Adicionalmente se puede evitar que las variaciones de carga debidas al generador fotovoltaico tengan impacto alguno sobre el voltaje del alimentador si su factor de potencia es ajustado de manera que la corriente reactiva demandada por el inversor compense a la corriente activa desplazada. Por supuesto esta medida es posible solamente en inversores autoconmutados.

#### 5.4. Interferencia electromagnética

Cada vez notamos con más frecuencia que ahora en nuestros días las industrias hacen uso de instrumentación electrónica para sus operaciones diarias (PCs, sistemas de adquisición de datos, sistemas de control, etc.). El incremento del uso de estos equipos electrónicos en muchos campos de la industria en estos días significa que tenemos mas interacción entre estos equipos y las máquinas eléctricas (motores, generadores, transformadores, etc.) que actúan en las plantas, lo cual generan inevitablemente interferencia electromagnética EMI (*electromagnetic interferences*) que puede ocasionar el mal funcionamiento de los equipos electrónicos y hasta daños irreparables con la consecuencia de grandes pérdidas para la empresa.

La interferencia electromagnética es generada por las variaciones en la corriente eléctrica y en las caídas de tensión (ruido electromagnético) ocasionadas por el uso de las maquinas eléctricas e inclusive otros equipos electrónicos, las cuales se filtran en los circuitos electrónicos de la planta.

<sup>14</sup> Stevens, J.; (1988/1994) *The Interconnection Issues of Utility-Interred Photovoltaic Systems*; reportes Sandia National Laboratories, SAND87-3146.

Además existen otras posibles causas de interferencia electromagnética tales como: los fenómenos atmosféricos (rayos, etc.) el mismo cuerpo humano el cual puede generar tensión estática y hasta la misma interacción con otros componentes electrónicos.

Los criterios a tomar a cerca de la interferencia electromagnética se alcanzan a través de los criterios de compatibilidad electromagnética EMC (*Electromagnetic Compatibility*) cuyas directivas se basan en dos categorías:

**Emisión:**

**Susceptibilidad (inmunidad):**

**EMI por Conducción:**

**EMI por Radiación:**

**Susceptibilidad por radiación:**

**Susceptibilidad por conducción:**

**Emisión por radiación:**

**Descargas electrostáticas:**

## 6. Protección y seguridad

Una de las condiciones básicas para el establecimiento de un sistema fotovoltaico conectado a la red es que éste opere de manera segura. Un sistema interconectado no debe provocar riesgos en la operación del sistema de potencia o alterar la lógica de sus protecciones, debe a la vez protegerse a si mismo de fallas y fenómenos transitorios que pueden ocurrir tanto en la red como en el lado de corriente directa y por último pero no menos importante, debe ser un sistema eléctrico seguro para los usuarios, operadores y personal de mantenimiento.

Para hacer más simple la discusión sobre protección y seguridad, se agrupa las protecciones de un sistema fotovoltaico conectado a la red en tres grupos fundamentales de acuerdo a su localización en el sistema fotovoltaico:

1. Protecciones en el generador fotovoltaico
2. Protecciones en el inversor
3. Protecciones en el lado de CA

Las protecciones pueden estar diseñadas para cubrir uno o más de los siguientes objetivos:

1. Proveer seguridad a las personas (usuarios, operadores, personal de servicio)
2. Evitar daños al sistema fotovoltaico (por fallas en el mismo o en la red)
3. Evitar daños o mal funcionamiento en el sistema de potencia (red)

Por lo tanto se definirá en cada caso la finalidad de la protección.

Los sistemas de protección están íntimamente ligados a la normatividad vigente en el país y región en los que el sistema va a ser instalado. Las normas existentes sobre la interconexión de generadores fotovoltaicos con la red y algunas otras normas de carácter general que son aplicables; contemplan la mayoría de las protecciones y medidas de seguridad que son necesarias para la operación segura de los sistemas en cuestión. Sin embargo, los lineamientos y reglamentaciones pueden variar de unas a otras dependiendo de los criterios y la filosofía de protección establecida en cada caso.

Antes de iniciar la discusión particular sobre protecciones es indispensable aclarar que no todas las que se requieren en los sistemas residenciales son aplicables a las estaciones centrales y viceversa. De modo que en la presentación de cada una de ellas se especifica si su uso es necesario en ambos tipos de instalación o se limita a alguno de los dos casos.

### **6.1. Protecciones en el generador fotovoltaico**

Los generadores fotovoltaicos tienen características de operación particulares, que difieren notablemente de otras fuentes convencionales de energía. Como consecuencia, los procedimientos de protección a las instalaciones y a los seres humanos relacionados con ellas difieren de la práctica común. Dichas particularidades en las características de los generadores FV se enlistan en seguida:

- La mayoría de las fuentes de energía eléctrica operan como fuentes de voltaje, los generadores fotovoltaicos en contraste, se comportan como fuentes de corriente en situaciones de falta. La corriente de corto circuito de un generador fotovoltaico es apenas ligeramente superior a la corriente de máxima potencia. Esto implica que no pueden disparar relevadores o fusibles de sobrecarga que necesitan corrientes sensiblemente mayores que el valor nominal para su operación. El generador es por tanto a prueba de cortocircuito.
- No se puede "apagar" un generador fotovoltaico a menos que se cubra de la radiación solar directa e indirecta. Como consecuencia, el voltaje de salida está presente aún cuando el generador está desconectado y por lo tanto no se pueden interrumpir fácilmente corrientes de fuga (debido a fallas o defectos) durante al día.
- La corriente de salida guarda una relación lineal con el nivel de radiación solar, pero el voltaje máximo es alcanzado con niveles bajos de insolación. Entonces existe el riesgo de descargas eléctricas con bajos niveles de radiación.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

- Son fuentes de corriente y son fuentes de CD. Ambas características se combinan para conferirles la propiedad de mantener arcos eléctricos por tiempo prolongado en caso de fallas de aislamiento. Las corrientes de falta, como se mencionó, no son fácilmente detectables con protecciones convencionales. Los arcos eléctricos han provocado incendios en sistemas fotovoltaicos.
- Se encuentran expuestos al medio ambiente (humedad, esfuerzos por cargas de viento, vibración, dilataciones y contracciones térmicas, químicos y descargas atmosféricas), lo que agrava la posibilidad de fallas en el aislamiento o falsos contactos si los módulos o la instalación no cubren los requerimientos de protección y seguridad.

Un resumen del tipo de fallas que se pueden presentar en el generador, sus causas probables y las consecuencias definitivas o posibles se presenta en la tabla 1.

Tabla 1. Tipos de fallas en generadores fotovoltaicos. Causas y consecuencias.

| TIPO DE FALLA         | CAUSAS   | CONSECUENCIAS   |
|-----------------------|--|---|
| Falla a tierra        | Deterioro de aislamiento (rayos UV, humedad, calor, sobrevoltajes, envejecimiento, químicos), daño al instalar, mala instalación, cable suelto en caja de conexiones, abrasión, roedores, etc. | Shock eléctrico, arcos, fuego, corriente inversa en módulos, sobrecorrientes y pérdidas de potencia |
| Cortocircuito         | Mala instalación, componentes inadecuados, fatiga por ciclos térmicos o vibración  | Pérdida de potencia, posibles arcos y fuego por consiguiente, daño al sistema de cd                 |
| Circuito abierto      | Descargas atmosféricas   | Pérdida de potencia, posibles arcos eléctricos y fuego  |
| Sobrevoltaje inducido | Descargas atmosféricas directas  | Posibles daños a componentes, particularmente a equipos electrónicos                                |
| Sobrevoltaje directo  | Descargas atmosféricas directas  | Daños al generador y equipos electrónicos   |
| Sombreado             | Cell mismatch, celdas defectuosas, basuras, aves, localización inapropiada   | Generación de puntos calientes y posible  |

Las protecciones de un sistema fotovoltaico pueden ser de tipo preventivo, cuyo propósito es eliminar las causas de falla; o pueden estar diseñadas para detectar y eliminar fallas en caso de que las causas sean difíciles de eliminar (ejemplo descargas atmosféricas).

### **Diodos de Bloqueo**

La función de los diodos de bloqueo es proteger a los módulos fotovoltaicos contra corrientes en sentido inverso en caso de fallas a tierra en el generador, así como proteger el cableado de CD contra sobrecorrientes.

Su uso es indispensable en todo tipo de generadores fotovoltaicos sin importar la capacidad o si el sistema está o no conectado a la red.

La figura 16 ilustra la situación en la cual un módulo fotovoltaico podría ser cargado con corriente inversa por causa de una falla a tierra de no existir diodos de bloqueo, se considera el caso más crítico en el que el generador está en circuito abierto, porque tras la ocurrencia de la falla el voltaje del generador se reduce sensiblemente y consecuentemente ya no puede alimentar al inversor.

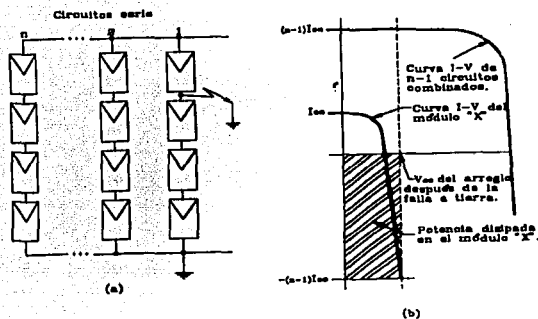


Figura 16. Falla a Tierra en un Generador Fotovoltaico Aterrizado, sin Diodos de Bloqueo; a) Diagrama del Generador, b) Potencia Disipada en el Módulo "X"

Tras la ocurrencia de la falla el módulo marcado con "X" queda conectado en paralelo con los n circuitos: serie del arreglo. Esto implica que el voltaje del módulo X y del resto del arreglo deben ser iguales. La figura 16. b) muestra las curvas características del módulo X y de los n-1 circuitos serie restantes del arreglo. Como se puede observar, en el punto de operación en el que los voltajes son iguales, el módulo en el circuito defectuoso es cargado con una corriente inversa aproximadamente igual a  $(n-1)I_{sc}$ , en donde  $I_{sc}$  es la corriente de cortocircuito de un circuito serie; suficiente para destruir el módulo y sobrecargar los conductores de conexión del circuito. La sobrecarga en los conductores se puede remediar si se dimensionan para soportar la corriente de falla, pero la capacidad de soportar corrientes inversas de los módulos normalmente no es especificada por los fabricantes.

**Puesta a Tierra de Equipos**

Se aplica en cualquier tipo de instalación. Su uso está considerado en la mayoría de los códigos y normas de instalaciones eléctricas debido a que permite proteger a las personas y a los equipos contra fallas de aislamiento. Consiste en conectar sólidamente a tierra todas las partes metálicas del sistema que no forman parte de los circuitos eléctricos (gabinetes, estructuras, etc.) formando una malla equipotencial entre ellos.

El sistema de tierras de los equipos debe ser el mismo que el del sistema de CD si este último está aterrizado. En la puesta a tierra de equipos se permite el uso de conexiones múltiples a tierra o de conexión en un solo punto e interconexión entre equipos con conductores de baja resistencia.

La norma **IEC 364** la considera como una protección contra "contacto indirecto" (contacto indirecto significa que una estructura o parte conductora que no forma parte del circuito eléctrico ha quedado energizada accidentalmente por lo que presenta riesgo de shock eléctrico a las personas que puedan tocarla). Con los equipos aterrizados, en el caso de que un conductor del sistema de CD entre en contacto con alguna estructura metálica, ésta se mantiene sólidamente en el potencial de tierra, evitando riesgos al personal por contacto con dicha estructura. Un detector de falla a tierra se puede usar para deshabilitar el sistema y mandar una señal de alarma.

### ***Puesta a Tierra del Sistema***

Aterrizar el sistema implica conectar sólidamente a tierra y en un solo punto, uno de los dos polos del generador fotovoltaico si el sistema es de dos hilos. En estaciones centrales es común usar una configuración de tres hilos (positivo, negativo y neutro), el conductor neutro se localiza exactamente en el punto medio del voltaje del generador; en este caso el bus neutro del sistema se conecta a tierra.

Ésta medida se usa tanto en sistemas residenciales como en instalaciones centrales, sin embargo su uso no es generalizado. En E.U. la mayoría de los sistemas son aterrizados, mientras en Europa la mayoría son flotantes. La finalidad de poner a tierra el sistema es reducir el daño a equipos por voltajes inducidos (por lo tanto el punto de conexión debe estar lo más cercano posible al equipo que se desea proteger), estabilizar el voltaje del sistema, proporcionar un camino de baja resistencia a las corrientes de falta para facilitar su detección y eliminación, y reducir los efectos de la interferencia electromagnética.

En función de lo anterior se pueden definir tres configuraciones básicas respecto a las características de tierra de los generadores fotovoltaicos:

- Sistemas sin aterrizaz (equipos y sistema eléctrico sin conexión a tierra)
- Sistemas con equipos a tierra (sistema eléctrico sin aterrizaz)
- Sistemas aterrizados (equipos y sistema eléctrico conectados a tierra)

En los siguientes apartados se hace una comparación de los sistemas aterrizados y flotantes con respecto a detección de fallas, seguridad del personal y riesgo de fuego.



### ***Detección de Fallas***

Un mecanismo de falla en un arreglo fotovoltaico es la evolución de corrientes de fuga debidas a mala instalación o defectos de aislamiento. Las corrientes de fuga producen carbonización y depositan metales en su camino con lo que la corriente se incrementa hasta llegar al nivel de falla. En el proceso, el calor producido puede causar la fusión del carbón y producir un arco eléctrico con corrientes que no pueden disparar un fusible. El proceso de formación de un arco eléctrico puede tomar años, como consecuencia, un arreglo se vuelve más susceptible a ellos entre mayor es su tiempo de servicio.

Los cortocircuitos son detectables por el control del Inversor. Los inversores tienen una ventana de voltaje de trabajo bien definida. La pérdida total o parcial de potencia de manera instantánea es otro mecanismo de detección posible para cortocircuitos (la caída de potencia por nubes tiene una pendiente característica mucho menor).

Detectores de falta a tierra se pueden usar en sistemas aterrizados y flotantes. En los primeros las corrientes de falla son grandes, permitiendo la detección fácilmente. En los últimos la sensibilidad del equipo debe ser mayor. El límite de sensibilidad en la detección de fallas a tierra en sistemas flotantes está dado por el nivel de corriente de fuga del arreglo en condiciones mojadas; en EUA se ha medido más de 1 A de corriente de fuga en un arreglo de 300 kW. Una vez detectada una falta a tierra, es más fácil localizarla si el generador está aterrizado porque la corriente de la rama defectuosa declina considerablemente, se hace cero o inclusive se hace negativa si el diodo de bloqueo está en corto. Esta situación es muy relevante sobre todo en estaciones centrales donde el tiempo de mantenimiento es un factor importante. En sistemas flotantes es más difícil localizar fallas a tierra puesto que todos los circuitos continúan suministrando el mismo nivel de corriente después de su ocurrencia.

Es importante que la conexión a tierra de generadores fotovoltaicos se realice en un solo punto, con ello se evitan corrientes circulantes en varios puntos del sistema y se eliminan problemas de detección de fallas a tierra.

### ***Seguridad de Personas***

En sistemas flotantes, teóricamente no existe el riesgo de shock eléctrico si se toca uno de los conductores y tierra puesto que no existe un camino para la corriente. En realidad, en los arreglos fotovoltaicos normalmente existen caminos de fuga que tienen el efecto de formar una conexión resistiva entre el generador y tierra. Este camino resistivo puede causar descargas eléctricas al personal de mantenimiento. Otra consideración al respecto es que existen capacitancias parásitas entre generador y tierra, por lo que el contacto antes mencionado puede provocar una descarga capacitiva aún cuando no existan fugas a tierra.

Las descargas eléctricas pueden provocar movimientos involuntarios que pueden producir caídas y otras lesiones. El uso de sistemas flotantes y equipos con aislamiento clase II, como se ha propuesto en Europa, reduce considerablemente los riesgos asociados con corrientes de fuga y capacitancias, haciéndolos bastante seguros si se emplean prácticas de instalación apropiadas. Un riesgo potencial con un sistema flotante es que sea accidental e inadvertidamente aterrizado (falla de detección) porque el personal de mantenimiento podría sufrir descargas eléctricas al suponer la operación flotante.

### ***Protección contra Sobrevoltajes***

Los sobrevoltajes en el sistema de CD de un generador fotovoltaico son generados por descargas atmosféricas (rayos), los sistemas de protección contra sobrevoltajes están encaminados a atenuar sus efectos. Las protecciones en esta categoría están diseñadas principalmente para proteger a los equipos, sin embargo la seguridad de las personas se incrementa al implementarlas. Hay tres mecanismos que producen sobrevoltajes por descargas atmosféricas: el acoplamiento inductivo, el acoplamiento capacitivo y el acoplamiento conductivo. A continuación se explica cada uno de ellos brevemente y las medidas para evitarlo.

## **6.2. Protecciones en el inversor**

Las protecciones en los inversores han sido tratadas con detalle en el capítulo 4, sección 4.6; bajo el título "Requerimientos de Los Inversores Para Sistemas Conectados". No todos los puntos que se incluyen en dicha sección son protecciones, por lo tanto aquí se hace un resumen de ellas y se presentan algunos comentarios adicionales. Cabe mencionar que siendo el inversor el elemento de interfaz entre los sistemas de CD y CA, debe de cumplir con funciones encaminadas a la protección de ambos sistemas así como de sus propios circuitos.

### **6.2.1. Protección contra Aislamiento**

Es una de las protecciones obligadas en un inversor para evitar riesgos al personal de la compañía suministradora, daños a otros usuarios por alimentar cargas con voltaje y frecuencia inapropiados y finalmente daños al inversor mismo por una posible reconexión no sincronizada que puede causar corrientes de falla peligrosas en él. Es aplicable esencialmente a sistemas generadores distribuidos como los instalados en edificios y casas habitación. En estaciones centrales el enlace del sistema de control a los sistemas de señalización de la red evita que la planta opere en modo aislado.

Las compañías suministradoras con experiencia en sistemas conectados estipulan el uso de relevadores de alto y bajo voltaje así como de alta y baja frecuencia para prevenir la operación de generadores distribuidos en modo aislado.

En la gran mayoría de las ocasiones en que ocurre una interrupción de la red, tales protecciones son suficientes para detectar la condición y desconectar el generador. Pero existen condiciones bajo las cuales se hace necesario emplear otros métodos de detección para evitar su ocurrencia.

### **6.2.2. Respuesta a Fallas en El Alimentador**

Es importante que el sistema generador no alimente corrientes de falla en la línea de CA. Los relevadores de voltaje y frecuencia son los principales medios de detección y desconexión del sistema fotovoltaico en caso de disturbios en la red ocasionados por fallas. Los estudios sobre generadores distribuidos realizados en la isla *Rokko* en el Japón sugieren que la lógica de operación de los sistemas de protección de la red no se ve afectada inclusive si el nivel de penetración es elevado. Adicionalmente se debe recordar que los generadores fotovoltaicos son fuentes de corriente, lo que limita su contribución a las corrientes de falla. En la situación poco probable de que el inversor no detecte la falla, al operar el interruptor del alimentador, las protecciones contra aislamiento realizarán la desconexión del inversor.

### **6.2.3. Control del Factor de Potencia**

Se trata de una forma indirecta de protección a los equipos de la red y sus usuarios. El factor de potencia tiene una relación importante con la regulación de voltaje del alimentador al que se encuentra conectado el sistema, y por lo tanto puede afectar adversamente a los otros usuarios y a los equipos de regulación de la red. La medida es universal, es decir, todos los inversores conectados a la red deben tener control de su factor de potencia.

### **6.2.4. Control de Emisión de Armónicos**

Es otra forma indirecta de protección a los usuarios de la red y a los equipos del sistema de potencia. La distorsión de voltaje causada por corrientes armónicas inyectadas en la red puede provocar problemas de operación a un buen número de equipos sensibles a la detección de cruces por cero y sobrevoltajes peligrosos entre otras cosas. Evidentemente se trata de una medida de protección aplicable a todo inversor para interfaz con la red.

### **6.2.5. Protección Contra Inyección de CD en La Red**

Una de las posibles consecuencias de inyectar de CD en la red, es que el personal de servicio podría checar la ausencia de voltaje de CA de la línea y entrar en contacto con ella sin percatarse de que en realidad está energizada.

La presencia de voltaje de CD en la línea es en realidad poco probable porque el secundario del transformador de distribución y la mayoría de las cargas de CA son un corto circuito para CD. El mayor riesgo se presenta cuando el secundario del transformador de distribución está desconectado.

La otra situación indeseable es que altos niveles de CD pueden causar saturación en los transformadores de distribución cuando la carga es cercana a la nominal (la saturación causa distorsión de voltaje). Para que esto ocurra se requeriría que la corriente de CD sea mayor que el 10% de la corriente nominal del transformador lo cual es poco probable aún con niveles de penetración elevados.

#### **6.2.6. Control de Emisiones de Radio Frecuencia (Interferencia Electromagnética)**

Se trata de una protección a los sistemas de comunicación propios del sistema de potencia y a otros sistemas de comunicación y equipos sensibles al ruido próximos al inversor. Debe recordarse que algunas señales de control de la red pueden ser corrompidas por la emisión electromagnética excesiva, provocando con ello la operación incorrecta del sistema o sus protecciones.

#### **6.2.7. Protecciones Propias del Inversor**

Las funciones de protección descritas hasta aquí están encaminadas a evitar daños y riesgos en el sistema de potencia (excepto la protección contra aislamiento que también protege al inversor), sin embargo el inversor requiere de algunas funciones de protección encaminadas a protegerse a sí mismo de situaciones anormales en ambos lados, el sistema de CD y la red.

**Protección contra Sobrevoltajes.** Muchos inversores comerciales incluyen varistores en sus terminales de entrada y de salida. Si este es el caso, no es necesario incluirlos de manera externa.

**Protección contra Sobrecarga.** Es común que la capacidad del inversor sea del 70 al 80% de la potencia nominal pico del arreglo por razones de economía y rendimientos, por lo tanto la posibilidad de sobrecarga existe alrededor del mediodía si el nivel de radiación solar es elevado. Tal función se logra con un sensor de temperatura y su circuito de desconexión asociado. Una mejor alternativa es la función de manejo de carga que desplaza el punto de operación del generador del punto de máxima potencia (PMP) cuando su potencia de salida excede la capacidad del inversor.

**Protección contra Corrientes de Falla.** Evidentemente, las corrientes de falla suministradas por el generador, a través del inversor, hacia la red no pueden sobrecargar al inversor y por lo tanto disparar alguna protección.

Se debe tener presente sin embargo, que los inversores autoconmutados son capaces de operar en los cuatro cuadrantes del plano V-1. Por lo tanto las corrientes de falla provenientes de la red hacia el generador pueden ser de gran magnitud. El Inversor debe ser capaz de interrumpir tales excursiones de corriente en sentido Inverso.

### **6.2.8. Protección Contra Fallas en El Lado de CD**

En algunos inversores comerciales se Incluyen funciones de protección para el generador como son: detección de fallas de aislamiento y corto circuito. Es claro que si el inversor cuenta con estas funciones no es necesario implementarlas de manera externa. Una medida de protección al generador fotovoltaico contra cambios de polaridad del voltaje de entrada en Inversores conmutados por línea es la inclusión de un diodo entre las terminales positiva y negativa, antes del filtro LC. El cambio de polaridad puede ocurrir debido a fallas de conmutación en este tipo de inversores

### **6.2.9. Verificación Periódica**

Aún cuando no todos los códigos de seguridad plantean la verificación periódica, es importante que las funciones de protección del inversor sean probadas con cierta frecuencia para garantizar su correcto funcionamiento y que los puntos de calibración sean los estipulados por la compañía suministradora y/o las normas aplicables.

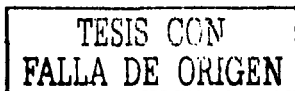
## **6.3. Protecciones en el lado de corriente alterna CA**

Existen varios aspectos importantes sobre protección y seguridad en relación con la conexión del sistema en el lado de CA. Algunas compañías suministradoras exigen que ciertas funciones de protección que usualmente se incluyen en el inversor sean implementadas de manera externa (relevadores de voltaje y frecuencia).

### **6.3.1. Interruptor de CA. Protección contra corto circuito**

Es indispensable que exista un medio de desconexión entre el inversor y la línea de CA por varias razones: mantenimiento del sistema, desconexión en caso de falla tanto en la red como en los elementos del sistema fotovoltaico y como medida para evitar pérdidas por la corriente de magnetización en inversores con transformador de baja frecuencia por la noche.

El interruptor debe colocarse en el límite entre el sí fotovoltaico y la línea de CA. Se requiere de un dispositivo de accionamiento automático.



En instalaciones residenciales la señal de control proviene de los circuitos de detección de aislamiento en el Inversor, así como de los relevadores de voltaje y frecuencia si no forman parte integral del inversor; adicionalmente se requiere de accionamiento por sobrecorriente para proteger en caso de cortocircuito. En estaciones centrales el mando del interruptor proviene del sistema de control de la planta y también incluye protección contra cortocircuito.

### 6.3.2. Medio de desconexión manual

Es un requisito que algunas compañías suministradoras estipulan para la interconexión de generadores con sus líneas de alimentación. Se establece como medida de seguridad para que el personal de mantenimiento pueda desconectar los generadores dispersos en caso necesario. El disyuntor debe estar situado en un lugar visible y accesible a la compañía suministradora. Algunas compañías en los Estados Unidos consideran el medidor de energía como un medio de desconexión válido porque es fácilmente removible.

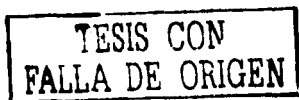
Evidentemente es una medida prudente en sistemas residenciales, sin embargo puede resultar poco práctica en edificios, donde la distancia entre la unidad de acondicionamiento de potencia y un disyuntor exterior puede ser demasiado grande. Adicionalmente, la diseminación de sistemas fotovoltaicos en ciertas áreas hará cada vez más difícil para el personal de servicio saber cuantos sistemas conectados hay en la línea y su localización específica.

La norma IEEE 1001 reconoce las dificultades potenciales con múltiples sistemas interconectados y sugiere que un método confiable de desconexión automática que cumpla los lineamientos de seguridad sería preferible. También en la sección de seguridad de esta norma se estipula que el personal de mantenimiento debe verificar y aterrizar las líneas antes de realizar cualquier otra operación de mantenimiento. La verificación de la línea consiste cerciorarse de que no haya voltajes de CA ni de CD en la ella, puesto que una falla en el inversor puede potencialmente causar la inyección de CD.

### 6.3.3. Punto de interconexión de sistemas residenciales

El NEC en el artículo 690 establece que la conexión de un sistema fotovoltaico a la red se puede realizar en dos puntos diferentes (ver figura 17):

1. En el lado de la línea del disyuntor de servicio de la acometida normal sin ninguna restricción.
2. En el lado de la carga del disyuntor de servicio siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:



- La interconexión se realiza por medio de un interruptor dedicado o un medio de desconexión fusible.
- La suma de las corrientes nominales de los elementos de protección de todas las fuentes que alimentan al conductor o bus de interconexión no sobrepasa la capacidad de corriente del conductor o bus en cuestión.
- El punto de interconexión se encuentra en el lado de la línea de todos los equipos de protección contra fallas a tierra. Excepción: la conexión se permite en el lado de la carga de los equipos de protección contra falla a tierra si el sistema fotovoltaico cuenta con dicha protección.
- Los equipos que tienen dispositivos de sobrecorriente y que suministran corriente al conductor o bus de interconexión deben indicar la presencia de todas las fuentes (implica que se debe señalar que están energizados por ambos lados).
- Los interruptores que pueden ser alimentados con corriente en sentido inverso deben estar especificados para tal operación (ver figura 17).

En la figura 17 se pueden ver las dos opciones con respecto al punto de interconexión. En la conexión mostrada en la figura 17. b), con la conexión del lado de la carga, el interruptor de servicio será alimentado con corriente inversa cuando la producción del generador fotovoltaico sea elevada y el consumo residencial sea pequeño; entonces deberá estar especificado para operar con corriente en ambos sentidos. En el caso de que el sistema cuente con almacenamiento por baterías, el interruptor del sistema fotovoltaico también tendrá que cumplir con esta especificación.

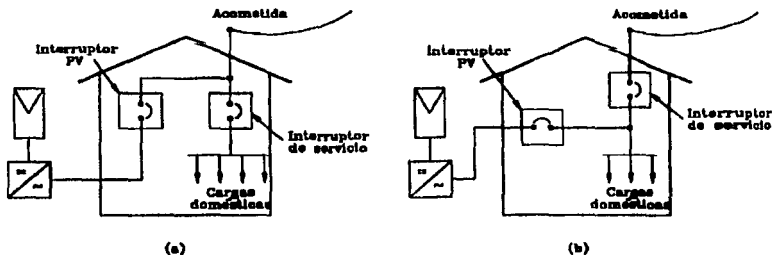


Figura 17. Punto de Interconexión en un Sistema Residencial; a) Del Lado de La Línea; b) Del Lado de La Carga

## 7. Normatividad

En esta parte del capítulo se enlistan las normas internacionales que tienen que ver con la interconexión de sistemas fotovoltaicos con la red, ya sea de manera directa o indirecta. Se revisan con mayor detalle las normas IEC (International Electrotechnical Commission) y las IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), porque su aplicación en México es común y porque son aceptadas internacionalmente.

La IEC es el organismo internacional que se encarga de emitir normas relacionadas con aplicaciones eléctricas y electrónicas. 49 países están afiliados a IEC, y existen grupos de trabajo en cada uno de ellos. IEC tiene nexos con la mayoría de las instituciones normativas del mundo, y los esfuerzos de todas ellas están encaminados hacia la unificación de los criterios a nivel mundial a través de IEC. Dentro de su estructura existen diversos comités técnicos, cada uno encargado de cierta área de normalización. El comité técnico TC 82 es el responsable de la elaboración y emisión de normas referentes a sistemas fotovoltaicos. A su vez el comité técnico TC 82 está dividido en 4 grupos de trabajo (WG). Cada grupo de trabajo tiene asignada una sub área de normalización. La IEC coopera con numerosas organizaciones internacionales, particularmente con ISO (International Standards Organization) y con ENELEC (Comité Europeo para Normalización Electrotécnica).

El IEEE es un homólogo de IEC para los Estados Unidos. IEEE coopera con el Instituto Nacional de Normas Americanas (ANSI) quien adopta algunas de sus normas. IEEE tiene su propio peso internacional, particularmente en el continente americano, sin embargo su labor de normalización no se contrapone al trabajo de la IEC. En la actualidad existen nexos entre IEEE e IEC. Algunos de los miembros de los comités de normalización forman parte de ambas organizaciones. El contenido de algunas de las normas IEEE es muy similar al de las IEC y existen esfuerzos para la homologación y revisión de las normas para unificar criterios por parte de IEEE.

### 7.1. Normas específicas sobre sistemas fotovoltaicos

La presente sección se refiere a la normalización de la tecnología fotovoltaica desde el punto de vista sistema y dentro del marco de nuestro estudio, que es sistemas interconectados con la red. Se da una lista de normas relevantes y se incluyen algunos comentarios sobre aquellas que se consideran más importantes. En la lista de la sección se han agrupado las normas con relación a su propósito general; los criterios empleados son:

- Sistemas fotovoltaicos terrestres
- Interconexión de sistemas fotovoltaicos con la red
- Protección y seguridad
- Equipo de Acondicionamiento de Potencia (Inversores)

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



**Normas Referentes a Sistemas Fotovoltaicos Terrestres****IEC 1277 (95)***Terrestrial Photovoltaic (PV) Power Generating Systems - General Guide First Edition*

Esta norma internacional constituye una guía general sobre sistemas fotovoltaicos terrestres y los elementos que los constituyen. Sirve también como marco de referencia para otras normas IEC sobre sistemas fotovoltaicos.

Los temas que abarca están organizados como sigue:

1. Alcance
2. Resumen de Los Posibles Componentes Mayores de Sub Sistemas e Interfaces
3. Descripción de Los Principales Sub Sistemas, Componentes e Interfaces del Sistema

La sección 3 de la norma describe las funciones que debe cumplir cada sub sistema, los elementos que lo constituyen, sus características principales, los parámetros que deben especificarse y las consideraciones más importantes en el diseño.

**ANSI/IEEE 928 (86)***IEEE Recommended Criteria for Terrestrial Photovoltaic Power Systems*

El propósito de las recomendaciones contenidas en ella es establecer un criterio general sobre el funcionamiento de sistemas fotovoltaicos terrestres y proveer un marco de referencia para las normas detalladas sobre el mismo tema. Incluye también recomendaciones sobre el funcionamiento de sub sistemas y métodos estándar para medir los parámetros de operación.

La organización del contenido es como sigue:

1. Introducción
2. Definiciones
3. Tipos de Sistemas
4. Criterios para el Diseño
5. Criterios de Funcionamiento
6. Pruebas al Sistema
7. Instalación
8. Operación
9. Mantenimiento

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**Normas Sobre Interconexión de Sistemas Fotovoltaicos con La Red****IEC 1727 (95)***Photovoltaic (PV) Systems Characteristics of the Utility Interface First Edition*

Analiza los requerimientos para la interfaz de sistemas fotovoltaicos con la red eléctrica. En la discusión se consideran sistemas sin almacenamiento de energía y cuyas señales de control son autónomas (no provienen del sistema de potencia al que están conectados). Por consiguiente se excluyen estaciones centrales y sistemas con almacenamiento por baterías.

La organización del contenido es como sigue:

1. Alcance
2. Normas de Referencia
3. Definiciones
4. Calidad de Potencia
5. Equipo de Protección del Sistema Fotovoltaico y Seguridad del Personal

La sección 4 tiene que ver con la calidad de la energía producida por el sistema fotovoltaico. Los temas que abarca son límites de voltaje, fluctuaciones de voltaje, frecuencia, armónicos y factor de potencia. Se dan recomendaciones generales pero no se especifican límites estrictos, dejándose éstos a las regulaciones de la compañía suministradora y a los códigos eléctricos aplicables.

En la sección 5 sobre protección y seguridad se especifican: protecciones contra aislamiento, desconexión por desviación de frecuencia y voltaje, tiempo mínimo de recuperación de la red, protección contra inyección de CD, puesta a tierra, protección contra picos de voltaje, protección contra corto circuito del lado de CA e interruptor de desconexión de la interfaz. Con respecto al interruptor de desconexión no se especifica si éste debe ser accesible al personal de la compañía suministradora. En cuanto al tipo de dispositivos de protección y los valores de calibración, también se deja al criterio establecido por los códigos eléctricos locales.

**ANSI/IEEE 929 (88)***IEEE Practice For Utility Interface of Residential and Intermediate Photovoltaic (PV) Systems*

El contenido de esta norma es esencialmente el mismo que el de la IEC 1727 (descrita arriba). En realidad la norma IEC está basada en la ANSI/IEEE 929 con muy pocas diferencias en su contenido. Una de las diferencias que vale la pena mencionar es que en la presente si se especifica que el interruptor de desconexión de la interfaz debe ser accesible al personal de la compañía suministradora.

**Normas Referentes a Protección y Seguridad****IEC 1173 (92)***Overtoltage Protection for Photovoltaic (PV) Power Generating Systems*

Esta norma Internacional es una guía de protección contra sobrevoltajes tanto en sistemas fotovoltaicos autónomos como en los conectados a la red. Identifica las causas de obrevoltajes (incluyendo rayos) y define los tipos de protección como puesta a tierra, guardas conductoras, apartarrayos y dispositivos de protección.

La organización del contenido es como sigue:

1. Alcance y Objetivo
2. Normnas de Referencia
3. Causas de Sobrevoltajes
4. Métodos para Reducir Sobrevoltajes

La sección 3 presenta brevemente las causas Internas y externas de sobrevoltajes. La sección 4 describe los métodos de protección e incluye: equipotencialización, puesta a tierra, guardas conductoras, apartarrayos, dispositivos de protección (varistores, dispositivos de cámara de gas, etc.) y principio de operación de los dispositivos.

Se trata de una guía general, los temas son tratados de manera breve y concisa. Se da mayor atención a los esquemas de puesta a tierra.

**IEC 1215 (93)***Crystalline Silicone Terrestrial Photovoltaic PV Modules - Design Qualification and Type Approval***ANSI/UL 1703 (93)***UL Standard for Safety Flat Plate Photovoltaic Modules and Panels, Second Edition*

Las áreas que cubre esta norma son:

- Construcción. Materiales, cableado, conectores, resistencia al fuego.
- Características de funcionamiento. Temperatura, voltaje, corriente, potencia, corriente de fuga, capacidad de aislamiento (voltaje máximo), prueba de esfuerzo y otras pruebas mecánicas.
- Pruebas de producción. Capacidad de aislamiento (voltaje máximo), características 1-y y P-V, continuidad de tierra.
- Datos de placa

**ÓNORM E-2750 (92)***Sistemas Fotovoltaicos Requerimientos de Seguridad, Norma Preliminar (Austria)*

Austria fue uno de los primeros países en decretar una norma nacional sobre seguridad en sistemas fotovoltaicos. Está enfocada a sistemas residenciales conectados a la red. Está basada en los lineamientos establecidos por el comité técnico TC 82 de IEC, en el Código Eléctrico Austriaco y en la Reglamentación Preliminar de Seguridad para Sistemas Fotovoltaicos emitida por el Inspectorado Suizo de la Industria Eléctrica en 1990.

**STI 23306900 (90)***PV Power Plants-Preliminary Safety Guidelines (Suecia)***DOE/JPL 955392-3 (84)***Safety Requirements for Wiring Systems and Connectors for Photovoltaic Systems*

Este documento examina una serie de métodos de cableado del Código Eléctrico Nacional de los Estados Unidos (NEC) y selecciona seis tipos de cableado apropiados para instalaciones fotovoltaicas. Adicionalmente se investigan varios tipos de terminales. La información contenida en él es un tanto obsoleta porque las prácticas de cableado del NEC han cambiado.

***Normas Sobre Equipo de Acondicionamiento de Potencia*****UL Subject 1741(82)***Outline of Investigation for Power Conditioning Units for Use in Residential Photovoltaic Power Systems*

Este proyecto de norma para unidades de acondicionamiento de potencia para interfaz de generadores fotovoltaicos con la red eléctrica está enfocado principalmente a aspectos de seguridad del personal y riesgos de incendio más que a cuestiones de funcionamiento eléctrico. Los tópicos que incluye son: construcción (materiales, métodos de montaje y cableado, conectores, PCBs, etc.), protección contra lesiones a personas (guardas, interruptores, temperaturas, etc.), características de funcionamiento (parámetros de operación, aislamiento, distorsión armónica, resistencia dieléctrica, capacidades, etc.), letreros y datos de placa, y pruebas de producción. Se trata de un documento detallado y completo pero no muy reciente.

**JIS C 8961 (93)***Measuring Procedure of Power Conditioner Efficiency for Photovoltaic Systems*

No hay traducción al Inglés disponible de esta norma.

## 7.2. Normas sobre sistemas eléctricos de potencia aplicables a sistemas fotovoltaicos

En esta sección se revisan las normas relacionadas con sistemas eléctricos de potencia que son de carácter general, pero que son aplicables a sistemas fotovoltaicos conectados con la red. Se establecen cuatro categorías que son:

- Calidad del Suministro / Disturbios en La Red
- Cogeneración
- Convertidos Estáticos
- Protección y Seguridad

### ***Normas Sobre La Calidad del Suministro y Disturbios en La Red***

#### **IEC 555 (82)**

##### ***Disturbances in Supply Systems Caused by Household Appliances and Similar Electrical Equipment***

Esta norma internacional es ampliamente utilizada en todo el mundo para determinar los disturbios admisibles por aparatos electrodomésticos y similares (ej. inversores) que son diseñados para conectarse a las líneas de distribución de baja tensión (14 hasta 240 V y 3 4 hasta 415 V) a 50 ó 60 Hz. Originalmente está constituida por tres partes descritas en los párrafos siguientes:

- IEC 555-1. La parte 1 (Definiciones), es introductoria. Contiene un glosario de términos plantea las consideraciones sobre las impedancias relacionadas con la interconexión y describe brevemente los disturbios principales (armónicos regulación de voltaje y fluctuaciones de voltaje).
- IEC 555-2. La parte 2 (Armónicos), fue retirada y reemplazada por la norma IEC 1000 - 3 - 2 (parte 3, sección 2)
- IEC 555-3. La parte 3 (Fluctuaciones de Voltaje) establece los límites de las fluctuaciones de voltaje producidas por aparatos electrodomésticos y similares, probados bajo las condiciones de operación especificadas. Describe los métodos de pruebas y cálculos. El contenido incluye las señales características de los diferentes tipos de fluctuaciones de voltaje, las condiciones de prueba y la determinación de los efectos de las fluctuaciones.

#### **IEC 725 (81)**

##### ***Considerations On Reference Impedances for Use in Determining the Disturbance Characteristics of Household Appliances and Similar Electrical Equipment***

En esta norma se registra la información disponible y los factores que fueron tomados en cuenta para determinar las impedancias de referencia incorporadas en la norma IEC 555.

**IEC 816 (84)**

*Guide on Methods of Measurement of Short Duration Transients On Low Voltage Power and Signal Lines First Edition*

**IEC 827 (85)**

*Guide to Voltage Fluctuation Limits for Household Appliances (re/a ting to /EC publication 555-3) First Edition*

El reporte explica la manera en que fueron establecidos los límites y los métodos de prueba en la norma IEC 555-3, con el propósito de ayudar a entender dicha norma y la manera en que debe usarse.

**IEC 868 (86)**

*Flickermeter - Functional and Design Specifications*

**EC 1000**

*Electromagnetic Compatibility (EMC)*

La norma IEC 1000 sobre compatibilidad electromagnética es muy completa. Describe los límites tanto en las perturbaciones producidas, como en las que deben tolerar los equipos conectados a un sistema de alimentación de baja tensión. Los inversores europeos son manufacturados para cumplir con sus especificaciones. Consta de 4 partes descritas a continuación:

- IEC 1000-1 (Parte 1 General). Se refiere a la aplicación e interpretación de términos y definiciones fundamentales.
- IEC 1000-2 (Parte 2 Medio Ambiente). Contiene 6 secciones: 1- Descripción del medio ambiente electromagnético en sistemas de potencia; 2- Niveles de compatibilidad electromagnética para disturbios conducidos de baja frecuencia, en sistemas de distribución; 3- Interferencia radiada y conducida no propia de la red; 4- Niveles de compatibilidad para disturbios conducidos de baja frecuencia, en plantas industriales; 5- Clasificación de ambientes electromagnéticos; 6- Evaluación de los niveles de emisión en el suministro eléctrico de plantas industriales con referencia a disturbios conducidos de baja frecuencia.

- IEC 1000-3 (Parte 3 Límites). Contiene 3 secciones: 2- Límites de emisión de corrientes armónicas (equipos cuya corriente de entrada es menor que 16 A / fase); 3- Límites de variación de voltaje y fluctuaciones en sistemas de distribución de baja tensión para equipos cuya corriente nominal es menor o igual que 16 A / fase; 5- Límites de variación de voltaje y fluctuaciones en sistemas de distribución de baja tensión para equipos cuya corriente nominal es mayor que 16 A / fase.
- IEC 1000-4 (Parte 4 Métodos de Prueba y Medición). Consta de 11 secciones en las que se describen los principalmente las pruebas de inmunidad a las emisiones electromagnéticas conducidas y radiadas; a descargas electrostáticas; a transitorios y picos de voltaje; a campos magnéticos pulsantes y oscilatorios; a caídas de voltaje, variaciones e interrupciones cortas y a ondas oscilatorias. También se describen los métodos de medición de emisiones armónicas.

### **ANSI/IEEE C63. 12 (87)**

#### *Electromagnetic Compatibility Limits – Recommended Practice*

Norma de carácter general, describe el medio ambiente electromagnético, parámetros a medir, métodos de medida y límites de emisiones para protección de radio transmisores.

### **IEEE C63. 13 (91)**

#### *Guide On the Application and Evaluation of EMI Power Line Filters for Commercial Use*

Presenta de manera básica la aplicación evaluación y las consideraciones de seguridad para filtros de interferencia electromagnética. Describe la construcción y funcionamiento de un filtro para emisiones electromagnéticas conducidas en la red de potencia. Se discuten las funciones de cada componente del filtro, en particular de inductores y capacitores. Explica porque filtros aparentemente iguales pueden no proveer el mismo nivel de protección en una aplicación particular. Se discute su instalación apropiada en equipos. Las consideraciones de seguridad se tratan de manera breve.

### **IEEE 1159 (95)**

#### *Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*

Describe los disturbios en la red causados por los equipos no lineales (como convertidores estáticos), los métodos y equipos para monitoreo así como la interpretación de resultados. Incluye definiciones sobre calidad de potencia y terminología, impacto de una calidad de potencia pobre en equipos de la red y de los usuarios y medición de fenómenos electromagnéticos.

**ANSI C84. 1 (89)**

*Electric Power Systems and Equipment - Voltage Ratings (60 Hz)*

Establece las clases de voltajes nominales y tolerancias de operación para sistemas de potencia de 60 Hz, mayores a 100 V y hasta 230 kV. También hace recomendaciones a otros grupos de normalización con respecto a los voltajes nominales de los equipos propios del sistema de potencia, así como de los equipos conectados a la red.

**EN 60555**

*Disturbances in Supply Systems Caused by Household Appliances and Similar Electrical Equipment*

Norma europea idéntica a la IEC 555 y a la DIN VDE 838 alemana.

**UK G5/3 Limits for Harmonics in UK.**

*Electricity Supply Systems*

**UK P28 (89)**

*Planning Limits for Voltage Fluctuations Caused by Industrial, Commercial and Domestic Equipment in the UK*

**Normas Sobre Cogeneración****ANSI/IEEE 1001 IEEE (88)**

*Guide for Interfacing Dispersed Storage and Generation Facilities with Electric Utility Systems*

Es un documento muy completo que trata todos los aspectos relacionados con sistemas de generación y almacenamiento dispersos y conectados con la red. Varias de las secciones son relevantes para sistemas fotovoltaicos interconectados con la red.

Sección 1: Regulaciones

Sección 2: Reseña sobre sistemas de distribución típicos

Sección 3: Discute las tecnologías de generación dispersa y almacenamiento

Sección 4: Lista de normas aplicables a generación y almacenamiento dispersos

Sección 5: Describe los requerimientos que interesan a las compañías suministradoras

Sección 6: Consecuencias en las operaciones del sistema de potencia

Sección 7: Protección de generadores y almacenamiento dispersos

Sección 8: Comunicaciones (señales de control)

Sección 9: Seguridad (incluye ambos lados de la interfaz)



**EPRI AP/EM-3 124 (83)**

*Interconnecting DG Energy Systems. Response to Technical Issues*

**CEI 11-20 (91)**

*Electrical Energy Dispersed Generation (Italia)*

Enfocada principalmente a generadores rotatorios.

**UK G59 (85)**

*Recommendations for the Connection of Private Generating Plants to the Electricity Board's Distribution Systems*

Enfocada principalmente a generadores rotatorios (Gran Bretaña).

***Normas Referentes a Convertidores Electrónicos de Potencia*****IEC 146 PT 1 (91)**

*Semiconductor Convertors - General Requirements and Line Commutated Convertors*

(Corrección agosto de 1993)

Adoptada como norma europea (CENELEC EN 60146 - 1 - 1: 1993).

**IEC 146 Pr 2 (74)**

*Semiconductor Convertors - Semiconductor Self Commutated Convertors First Edition*

**ANSI/IEEE 519 (92)**

*IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*

A pesar de que el título no lo sugiere, la norma trata acerca de los convertidores estáticos conectados a sistemas de potencia comerciales e industriales. Discute los temas sobre control de distorsión armónica y compensación de potencia reactiva, incluyendo una guía de aplicación. Se recomiendan límites en los disturbios ocasionados al sistema de distribución y que afectan a otros equipos y sistemas de comunicación. No cubre aspectos de radio interferencia.

**IEEE 388 (92)**

*Standard for Transformers and Inductors in Electronic Power Conversion Equipment*

**ANSI/IEEE 1035 (89)**

*IEEE Recommended Practice: Test Procedure for Utility Interconnected Static Power Converters*

Norma retirada en mayo del 95.

**UL 508C (93)**

*UL Standard for Safety Power Conversion Equipment First Edition*

**Normas Relacionadas con Protección y Seguridad****IEC 364**

*Electrical Installations of Buildings*

Esta norma internacional constituye un código eléctrico residencial completo. Es igual a la norma alemana VDE 0100. Los sistemas fotovoltaicos en Europa se instalan de acuerdo con sus especificaciones. Para el programa fotovoltaico residencial alemán (1000 Roofs) se utilizó esta norma como guía, haciendo las adecuaciones e interpretaciones pertinentes para sistemas fotovoltaicos. Se compone de 7 partes que a su vez constan de uno o varios capítulos.

Parte 1: Alcance, Objetivo y Principios Fundamentales

Parte 2: Definiciones

Parte 3: Evaluación de Las Características Generales

Parte 4: Protección para Seguridad - Incluye protección contra las siguientes condiciones: descargas eléctricas, efectos térmicos, sobrecorriente, bajo voltaje, sobrevoltajes y fuego. Contiene guías de aplicación de las medidas de protección. Otros tópicos en la parte 4 son aislamiento e interruptores.

Parte 5: Selección e Instalación de Equipo Eléctrico - Incluye reglas básicas, sistemas de cableado, interruptores, equipo de control, puesta a tierra y conductores de protección, servicios de seguridad, capacidad de conductores y sistemas generadores de baja tensión.

Parte 6: Verificación

Parte 7: Requerimientos Para Instalaciones o Lugares Especiales

**IEC 1543 (95)**

*Residual Current-Operated Protective Devices (RCDs) for Household and Similar Use  
Electromagnetic Compatibility First Edition*

**IEC 1312 PT 1 (95)**

*Protection Against Lightning Electromagnetic Impulse  
Part 1: General Principles First Edition*

**IEEE C62.33 (82)**

*Standard Test Specifications for Varistor Surge Protective Devices (Revisada 1.9.94)*

**IEEE C62.35 (87)**

*Standard Test Specifications for Avalanche Junction Semiconductor Surge Protective Devices (Revisada 1994)*

**IEEE C62.36 (94)**

*Standard Test Methods for Surge Protectors Used In Low Voltage Data, Communications and Signaling Circuits*

**IEEE C62.41 (91)**

*IEEE Recommended Practice on Surge Voltages in Low Voltage A C Power Circuits*

**IEEE C62.48 95)**

*Guide on Interactions Between Power System Disturbances and Surge-Protective Devices*

### **7.3. Códigos eléctricos, especificaciones y normas no oficiales**

Existe un buen número de otros documentos que contienen información sólida acerca de sistemas interconectados, sus especificaciones y requerimientos. Éstos se encuentran en forma de códigos eléctricos, guías técnicas, normas no oficiales y reportes; que han sido desarrollados por instituciones académicas y de investigación, compañías suministradoras, organismos gubernamentales y otras asociaciones. Su aportación a la tecnología de sistemas fotovoltaicos es igualmente valiosa. En los siguientes párrafos se describen aquellos que han sido identificados.

#### **National Electrical Code NEC-ANSI/NFPA 70-1993**

El código eléctrico de los Estados Unidos es un documento muy amplio sobre seguridad de instalaciones eléctricas. Es aplicable a sistemas residenciales y comerciales.

El artículo 690 del NEC está dedicado a los sistemas fotovoltaicos, define los requerimientos de los equipos e instalaciones con detalle. Considera tanto sistemas autónomos como conectados a la red. Otros artículos del NEC que son aplicables a sistemas fotovoltaicos son el 240 "Protección contra Sobrecorriente", el 250 "Puesta a tierra" y el 705 "Fuentes de generación interconectadas".

### **National Electrical Code Handbook NFPA**

La asociación Nacional de Protección contra Incendio publica un manual del NEC que contiene el texto completo del NEC, más explicaciones y figuras adicionales que clarifican algunos puntos. El texto y las figuras adicionales no son parte del código pero facilitan su interpretación.

### **National Electrical Safety Code NEC-ANSUNFPA C2- 1993**

El NESC es el código eléctrico y de seguridad aplicable a instalaciones de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como a instalaciones industriales. Contiene recomendaciones de seguridad para sistemas fotovoltaicos que son propiedad de la compañía suministradora.

### **Norma 30.01-24B Compañía Sevillana de Electricidad**

Esta norma de una compañía suministradora española contiene los requerimientos técnicos y administrativos que deben cumplir los sistemas fotovoltaicos interconectados a sus líneas de distribución. Constituye una guía muy útil en cuanto a las condiciones técnicas necesarias para una interconexión apropiada y segura. Especifica equipo de medición, funciones de protección, condiciones de puesta a tierra y establece límites de emisiones armónicas entre otras cosas.

### **Edificios Fotovoltaicos Conectados a la Red: Propuesta para Una Normativa Técnica**

Este reporte fue elaborado por el Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid. Forma parte de un documento mayor llamado "Aplicación de la Energía y Edificación en Madrid", que fue publicado en enero, 1995 por la Dirección General de Arquitectura de la Consejería de Política Territorial de la comunidad autónoma de Madrid. El número de documento es ISBN 84 - 451 - 0746 - 1

El reporte digiere años de trabajo y experiencia en el campo fotovoltaico, arribando a una serie de recomendaciones que tienen que ver con la seguridad de las personas, protecciones y buen funcionamiento de generadores fotovoltaicos conectados a la red eléctrica en edificios. Este reporte contiene desde una introducción sobre el generador fotovoltaico y definiciones, pasando por aspectos de instalación, seguridad, protecciones a la red, protecciones al generador, consideraciones sobre el establecimiento de una norma y consideraciones sobre el diseño.

**Guías Técnicas para La Conexión de Sistemas Fotovoltaicos a la Red de Baja Tensión (Austria 1991).****Requerimientos Técnicos y Guías de Trabajo para Plantas Fotovoltaicas Conectadas a La Red de La Compañía Suministradora en Austria (1992).****Photovoltaic Power Systems and The National Electrical Code: Suggested Practices (1993)**

*John C. Wiles; Southwest Technology Development Institute, New Mexico State University*

Este documento distribuido por Sandia National Laboratories es una guía que complementa las recomendaciones del NEC. Los tópicos que incluye son módulos fotovoltaicos, cableado y capacidad de conductores, protección contra fallas a tierra, puesta a tierra, protección contra sobrecorriente, medios de desconexión, paneles y gabinetes, baterías, controladores de carga, marcas y letreros. También incluye una lista de proveedores especializados en equipo fotovoltaico.

**SAND87-3 146****The Interconnect (ion Issues of Utility-Intertied Photovoltaic Systems**

*John Stevens; Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM87185*

El reporte presenta un estudio interesante sobre las implicaciones técnicas de la interconexión de sistemas fotovoltaicos con la red. Los temas que se tratan son: armónicos, factor de potencia, fluctuaciones de voltaje y dinámica de la red (respuesta a situaciones de falla y aislamiento). En el se incluyen resultados de mediciones de campo y pruebas de laboratorio realizadas por diferentes instituciones y compañías suministradoras.

**SAND94- 1057****The interconnection Issues of Photovoltaic Power Systems with The Utility Grid**

*Robert H. Willis; Solar Design Associates, Inc. Architects and Designers, Harvard, MA*

El documento fue preparado para Sandia National Laboratories. Constituye un resumen muy completo sobre las implicaciones técnicas y administrativas de la interconexión de generadores fotovoltaicos dispersos. Refleja las prácticas utilizadas en los Estados Unidos. Contiene una sección muy útil y extensa de referencias con anotaciones.

**EPRI GS-7230 Photovoltaic Power Conditioning: Status and Needs (1991).**

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

---

**EPRI EL -6754 Photovoltaic Generation Effects on Distribution Feeders, Vol. 1 (1990)**

Presenta los resultados de los estudios realizados en el marco del proyecto residencial en Gardner, Massachusetts por la compañía New England Electric, Ascension Technology y el Instituto Politécnico de Worcester. Es uno de los proyectos pioneros en el mundo sobre sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Sus resultados han servido de guía para otros proyectos residenciales. Un resumen del proyecto de Gardner y sus resultados se encuentra en el capítulo dos de este reporte.

**JPL-PUBL-82-63 Distributed Photovoltaic Systems: Utility Interface Issues and Their Present Status (1982)**

*Jet Propulsion Laboratory, California*

**SAND87-7024 Investigation of Potential Islanding of Dispersed Photovoltaic Systems (1988)**

*Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM 87185*

**EPRI GS-7227 Experiences and Lessons Learned with Residential Photovoltaic Systems (1991).**

**IEEE-C5**

**Static Power Converters of 500 kW or Less Serving as a Re/ary Interface Package for Non-Conventional Generators**

*IEEE Power Systems Relaying Committee, Working Group C5*

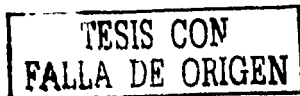
El grupo de Trabajo C5 está preparando un reporte en el que se determinan las funciones de protección de la Interfaz que puede cumplir el convertidor de potencia.

**Power Producers Interconnection Handbook (1992)**

*Pacific Gas and Electric Company, California.*

**Safety, Interference and Interconnection Guidelines for Cogeneration, Small Power Producers and Customer Owned Generators (1991)**

*Public Service Company of Colorado.*



## CAPÍTULO 5

# INVERSORES PARA SISTEMAS INTERCONECTADOS

### 1. Introducción

El inversor o convertidor corriente directa a corriente alterna (CD/CA) es el elemento principal de la interfaz de un generador fotovoltaico con la red de potencia, es el dispositivo que hace "compatible" la señal de corriente directa del generador con la de la red eléctrica. La función elemental del inversor es tomar la señal de CD de entrada con un voltaje  $V_i$  y convertirla a una señal de CA de salida con voltaje  $V_o$ , frecuencia  $f_o$  y número de fases  $m_o$  ( $1\Phi$  ó  $3\Phi$  normalmente), o bien convertirla en una señal de corriente  $I_o$ , frecuencia  $f_o$  y número de fases  $m_o$ .

Las definiciones de los valores de salida depende primordialmente de las características de la red, también está influenciada por el tipo de sistema generador (su propósito) y su capacidad. La señal de salida del inversor se debe adaptar a las condiciones de la red en el punto de interconexión sin causarles perturbaciones ni cambios en las especificaciones de suministro a los demás usuarios.

### 2. Tipos de inversores para generadores interconectados a la red eléctrica<sup>1</sup>

La mayoría de las topologías de convertidores CD/CA están basadas en el circuito de potencia tipo puente, sin embargo, existen varias configuraciones posibles de los elementos que conforman el sistema total de acuerdo con factores como el tipo de interruptores, esquema de control, método de síntesis de la señal, parámetros eléctrico que es modulado, frecuencia de conmutación de los interruptores de potencia, número de fases, etc.

<sup>1</sup> Kleinkauf W.; (1991) *Photovoltaic Power Conditioning / Inverter Technology*, 10<sup>th</sup> European PV/SFC (Lisboa, Portugal), p 1235 - 1239.  
Hille G., Roth W. y Schmidt H.; (1995) *Photovoltaic Systems*, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems.  
Koner P. y Ossensbrink H.; (1994) *A Test Protocol for Inverters Used in PV Installations*, World Renewable Energy Congress.

Por esta razón se pueden definir varios criterios diferentes para clasificar a los inversores de acuerdo a las características en su diseño y operación.

### 2.1. Clasificación de acuerdo al método de conmutación

Este es el criterio más relevante en la categorización de inversores porque de él dependen de manera directa o indirecta algunas de las características más importantes como la calidad de las señales de salida, el rango de potencia factible, la frecuencia de conmutación, la configuración del inversor y el esquema de control entre otras.

El término conmutación se refiere a la transición de los interruptores de potencia del estado encendido al de apagado. Para poder sintetizar la señal sinusoidal de salida (voltaje o corriente), se requiere que los interruptores tengan cierto grado de control.

Existen dos clases de interruptores que pueden ser usados en circuitos inversores; los tiristores y los interruptores totalmente controlables (TBJ, MOSFET, GTO e IGBT).

En el caso de los tiristores, el momento de conmutación (apagado) no es directamente controlable, para lograr la conmutación se debe llevar a la corriente del tiristor a cero, lo cual es posible en circuitos de CA sincronizando las señales de disparo de los tiristores en un puente con los voltajes de línea. Por otra parte los interruptores totalmente controlables permiten que la conmutación sea mandada por su circuito de control en cualquier instante.

De acuerdo con estas características de los interruptores se han diseñado dos tipos básicos de convertidores CD/CA: **inversores conmutados por la red** o **conmutados por línea** (que usan tiristores) e **inversores autoconmutados** (que usan interruptores controlables).

Los inversores autoconmutados se usan para pequeñas y medianas potencias (varios cientos de watts hasta 500 KW aproximadamente), mientras los inversores conmutados por línea cubren desde pequeñas potencias hasta unos cuantos Megawatts; sin embargo su uso es más frecuente en aplicaciones de mediana a alta potencia (50 - 5000 kW) porque su costo es sensiblemente menor en ese rango.

De los inversores autoconmutados, sólo los del tipo PWM (Pulse Width Modulation) son aptos para conexión con la red. Los inversores autoconmutados de señal cuadrada o casi cuadrada sólo son útiles para aplicaciones aisladas de la red. El término PWM implica que la síntesis de la señal de salida se logra mediante la modulación del ancho de pulsos cuadrados de voltaje.



Es importante hacer notar en este punto que independientemente de que la conmutación sea mandada internamente o externamente, las señales de control de los interruptores siempre estarán sincronizadas con las señales de voltaje de la red.

## 2.2. Clasificación de acuerdo al parámetro modulado

Existen dos posibilidades: Modular el voltaje de salida de manera que el inversor opere como una fuente de voltaje paralela a la red. Y bien modular la corriente de salida en cuyo caso el inversor convierte al sistema generador en una fuente de corriente paralela a la red.

De lo anterior se deriva la clasificación de los inversores con control de voltaje o de voltaje controlado y con control de corriente o de corriente controlada. Los inversores conmutados por línea son inherentemente fuentes de corriente. Los inversores autoconmutados son generalmente diseñados para operar en uno de los dos modos, ya que cada uno requiere un esquema de interruptores e control diferente y pequeñas diferencias en el hardware.

La selección de uno u otro tipo depende del propósito del sistema generador y de manera indirecta de la potencia de salida. En la tabla 5.1 se resumen las características de cada tipo de convertidor considerando su operación conectada a la red.

Es indispensable aclarar que existe también una clasificación de inversores de acuerdo con las características de la fuente de alimentación (fuente de CD) como Inversores alimentados por fuente de corriente o fuente de voltaje. Los generadores fotovoltaicos se comportan como fuentes de corriente en un amplio intervalo de voltaje dentro de su característica V-I.

Sin embargo, dado que el punto de máxima potencia se encuentra ligeramente fuera de los límites de esta región, el generador se opera normalmente como una fuente de voltaje de entrada para el inversor, excepto en el caso de inversores conmutados por línea en los que se agrega una inductancia grande en su salida para convertirlo en una fuente de corriente también en el punto de máxima potencia.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Tabla 5.1. Características de los inversores con control de voltaje y de corriente

| TIPO   | VENTAJAS  | DESVENTAJAS  |
|--|---|--|
| <b>CONTROL DE CORRIENTE</b><br><i>Autoconmutados PWM</i>   | Control simple y robusto<br>Control simple y directo sobre el flujo de potencia activa y reactiva<br>Protección inherente contra sobrecorriente<br>Bajo contenido armónico (fácil filtrado)<br>Bajo peso y volumen si conmuta a alta frecuencia | No puede operar en modo aislado para alimentar cargas residenciales o cualquier tipo de carga no lineal<br>Requiere frecuencias de conmutación de mediana a alta (> 5 kHz)<br>Limitado a capacidades < 50 kW aprox |
| <b>CONTROL DE CORRIENTE</b><br><i>Conmutados por línea</i> | Amplio rango de potencia (varios MW)<br>Control simple y robusto<br>Bajo costo (el más bajo si $P > 50$ kW)<br>Alta eficiencia (> 95%)  | No puede operar en modo aislado<br>Alto contenido armónico en la señal de salida, requiere filtrado<br>Bajo factor de potencia, requiere compensación  |
| <b>CONTROL DE VOLTAJE</b><br><i>PWM</i>                    | Puede operar en modo aislado de red<br>Bajo contenido armónico (fácil filtrado)<br>Factor de potencia ajustable (unitario)<br>Bajo peso y volumen si conmuta a alta frecuencia  | Esquema de control complejo<br>Alto costo en potencias > 50 kW<br>Su rango de potencias es amplio pero esta limitado a $P \leq 500$ kW aproximadamente   |

### 2.3. Clasificación de acuerdo a la frecuencia de conmutación

En este renglón los inversores se pueden clasificar en tres rangos: De baja frecuencia (< 2 kHz); de mediana frecuencia (2 - 10 kHz) y de alta frecuencia (> 10 kHz). Esta clasificación es un tanto arbitraria pero es útil puesto que tiene relación con los rangos de potencia alta, mediana y pequeña respectivamente.

El intervalo de frecuencia de conmutación de 6-20 kHz se evita en cierto tipo de inversores porque en él, la conmutación de los switches produce ruido audible. Otra consideración importante es que las pérdidas por conmutación aumentan linealmente con la frecuencia de conmutación ( $f$ ). Normalmente se elige el valor de  $f$  que optimiza la eficiencia global del convertidor, ya que ésta es una característica muy importante en la interfaz con la red.

Los inversores de baja frecuencia son usados en mediana-alta y alta potencia (> 50 kW), rango en el que los switches disponibles comercialmente tienen un ancho de banda de frecuencia limitado. Abarcan inversores conmutados por línea y autoconmutados con control de voltaje. La característica fundamental de los inversores de baja frecuencia es que la síntesis de la señal de salida no es muy buena y por lo tanto requieren de filtros costosos en la mayoría de los casos. Su eficiencia típica a plena carga es > 95%.

Los inversores de mediana frecuencia se usan normalmente en potencias medianas (10 - 50 kW), ofrecen la mejor opción técnico económica en este rango de potencia. La síntesis de la señal de salida es lo suficientemente buena para evitar filtros costosos. Entre sus desventajas están el hecho de que parte de su rango de frecuencia se traslapa con la banda de ruido audible y por lo tanto pueden no ser aptos para instalarse en interiores de edificios residenciales o comerciales, por otro lado requieren de transformadores de aislamiento voluminosos (60 Hz).

Los inversores de alta frecuencia normalmente son monofásicos y se usan para pequeñas potencias ( $< 10$  kW), puesto que los switches disponibles con este ancho de banda de frecuencia solo se encuentran en ese rango de potencia. Aún cuando es posible conectar dispositivos semiconductores en serie o paralelo para aumentar la potencia de salida, existen algunas limitaciones técnicas de esta práctica. Entre las características más relevantes de estos convertidores están el bajo contenido armónico en su salida por lo que no requieren filtros externos. Pueden utilizar transformadores de aislamiento de alta frecuencia, cuyas ventajas sobre los de baja frecuencia son mayor eficiencia, bajo costo, pequeño volumen y poco peso. Sus eficiencias son superiores a 90%. Las desventajas en el uso de transformadores de alta frecuencia (HF) son que el convertidor requiere de más de una etapa de potencia, lo que aumenta su costo y disminuye su eficiencia (contrarrestando en cierta medida las ventajas del transformador HF).

#### 2.4. Clasificación de acuerdo a la configuración del circuito de potencia

Existen dos posibilidades básicas: configuración tipo puente monofásico y configuración tipo puente trifásico, que se muestran en la siguiente figura. El tipo de switches utilizado depende del método de conmutación, la potencia de salida y los parámetros eléctricos, en ese orden. Los switches mostrados en la figura son un ejemplo para representar cada configuración. Por simplicidad solo se ilustra el circuito de potencia sin protecciones ni lazos de control.

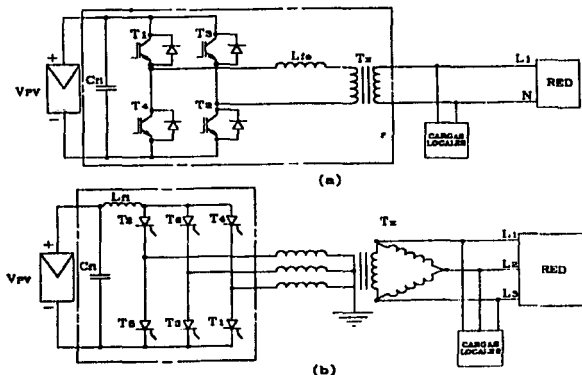


Figura 1. Configuraciones básicas del circuito de potencia.

En la figura se muestra un puente monofásico del tipo autoconmutado y un puente trifásico del tipo conmutado por línea. Los inversores trifásicos autoconmutados son comunes y los conmutados por línea pueden ser monofásicos sin embargo su uso es poco común.

Los filtros de entrada y salida pueden ser parte integral del inversor o ser externos. Normalmente en inversores de gran capacidad son externos, en algunas aplicaciones los filtros de salida son colocados en el lado de alta tensión al igual que los capacitores para compensación de factor potencia. En inversores de pequeña capacidad normalmente son parte integral.

El transformador lleva el voltaje de salida del inversor al nivel del voltaje de la red, también proporciona aislamiento eléctrico entre generador y red, evitando la posibilidad de inyección de CD en ella. Su uso no es estrictamente necesario si el voltaje de salida es compatible y se proveen otros medios para garantizar la no inyección de CD en la red. Al igual que los filtros, en pequeñas potencias es normalmente parte integral del inversor y en potencias grandes se encuentra en un gabinete separado.

Es posible también construir inversores trifásicos mediante la interconexión de tres puentes monofásicos (normalmente en estrella), o de múltiples puentes trifásicos. Esta última es una práctica común en inversores conmutados por línea que generalmente son trifásicos; ya que esto permite sintetizar la señal de corriente con menor contenido armónico (inversores de 12 y 24 pulsos) y aumentar el rango de potencia.

En la siguiente tabla se presenta un resumen de los rangos de operación de los inversores según su tipo.

Tabla 5.2. Resumen de Los Rangos de Operación de Inversores Según su Tipo

| MÉTODO DE CONMUTACIÓN | PARÁMETRO MODULADO | 1Φ ó 3Φ | FRECUENCIA DE CONMUTACIÓN | RANGO DE POTENCIA              |
|-----------------------|--------------------|---------|---------------------------|--------------------------------|
| Conmutado por Línea   | Corriente          | Norm 3Φ | Frecuencia de la red      | Med a alta (norm 50 - 5000 kW) |
|                       | Voltaje            | 1 Φ     | > 10 kHz                  | Peq (norm < 10 kW)             |
| Autoconmutado         |                    | 3Φ      | 250 Hz - 20 kHz           | Peq a med (5 - 500 kW)         |
| PWM                   | Corriente          | 1Φ      | > 10 kHz                  | Peq (norm < 10 kW)             |
|                       |                    | 3Φ      | 5 kHz - 20 kHz            | Peq a med (5 - 50 kW)          |

### 3. Inversores conmutados por la red<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Kleinkauf W.; (1991) *Photovoltaic Power Conditioning / Inverter Technology*; 10<sup>th</sup> European PVSEC (Lisboa, Portugal), p 1235 - 1239.  
Hille G., Roth W. y Schmidt H.; (1995) *Photovoltaic Systems*, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems.  
Mohan, Underland y Robbins; (1989) *Power Electronics Converters, Applications and Design*, John Wiley & Sons, Inc.

### 3.1. Características

- La conmutación de los switches depende de la señal de voltaje de la línea (la frecuencia de conmutación es igual a la frecuencia de la red)
- No puede operar en modo aislado
- Se emplean tiristores como switches de potencia
- La salida del inversor es una fuente de corriente
- La síntesis de la señal de salida se efectúa por medio de bloques de corriente cuadrados o trapezoidales, por lo tanto el contenido armónico es alto (se requieren filtros de salida).
- Normalmente son trifásicos por usarse en alta potencia y porque algunas topologías trifásicas permiten una mejor síntesis de la señal d salida
- Se pueden interconectar puentes trifásicos en serie y paralelo alimentados con voltajes trifásicos defasados con respecto a los otros puentes, para lograr una mejor síntesis de la señal de salida (inversores de 12 y 24 pulsos).
- Operan con bajo factor de potencia inductivo, por esta razón se requiere compensación de potencia reactiva antes de la interfaz con la red.
- Los tiristores se fabrican en capacidades de voltaje y corriente mucho mayores que los switches totalmente controlables, por lo tanto estos inversores se pueden construir en capacidades mucho mayores que los autoconmutados (hasta varios MW).
- La eficiencia de conversión es alta (típicamente  $> 95\%$  a plena carga), las pérdidas por conmutación son pequeñas debido a su baja frecuencia.
- Su costo actual es sensiblemente menor que los autoconmutados en potencias  $> 50$  kW

### 3.2. Principio de Operación

La figura 2. es el circuito de potencia de un inversor trifásico conmutado por línea, las formas de onda de salida y las señales de control a los tiristores para un ángulo de disparo  $\alpha = 150^\circ$ .

#### *Observaciones Generales*

- La configuración de un inversor autoconmutado es prácticamente la misma que la de un puente rectificador controlado. La diferencia fundamental es que la fuente de CD se conecta con polaridad inversa (en modo rectificador es normalmente una batería o una carga).
- Esta configuración no debe operarse en modo rectificador, porque el generador disiparía la energía proveniente de la red. Para lograr flujo bidireccional de potencia real se requiere otro convertidor idéntico conectado con polaridad inversa (configuración espalda con espalda).

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

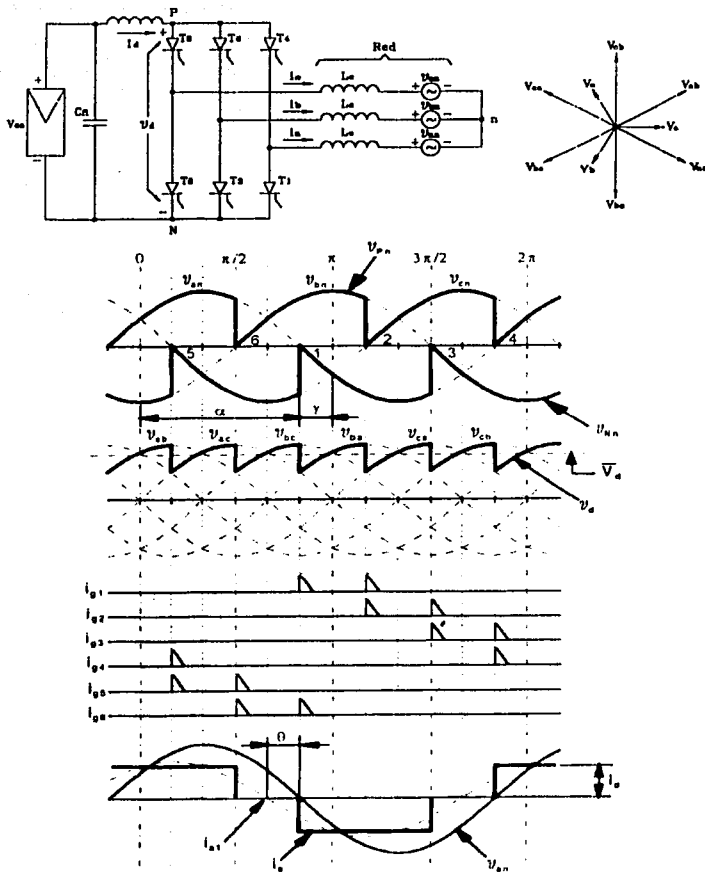


Figura 2. Diagrama de un Inversor 3Φ conmutado por línea y formas de onda.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

### Secuencia de Operación

- Se estableció  $V_{ac}$  como el fasor de referencia.  $V_{ac}$  corresponde al voltaje de referencia de T1.
- $\alpha$  es el ángulo de disparo de los tiristores, se mide desde el instante en que el tiristor en cuestión está polarizado positivamente y por lo tanto puede entrar en conducción si la señal de compuerta es mandada. A éste se le llama instante inicial de conducción posible.
- Para iniciar el análisis de secuencia considerar que T5 y T6 están en conducción en el período  $n/2 < \omega t < 5n/6$ . El instante inicial de conducción posible para T1 es cuando  $\omega t = 0$  (cuando  $V_{ac}$  cruza por cero con pendiente positiva).
- Nótese que para obtener el voltaje  $V_d$  se tienen 6 señales de voltaje sinusoidal defasadas  $60^\circ$  ( $n/3$ ), por lo tanto  $V_d$  es una señal periódica en donde  $T = n/3$ .
- De acuerdo con el inciso anterior las señales de disparo serán mandadas a intervalos  $n/3$ , sincronizalas con los voltajes de la red con la secuencia 1-2-3-4-5-6.

### Parámetros de Operación

- El rango del ángulo de disparo de los tiristores para operar en modo inversor es teóricamente  $n/2 < \alpha < n$ , y en modo rectificador  $0 \leq \alpha < n/2$ .
- El rango de  $\alpha$  debe ser en la práctica menor que  $90^\circ$  para rectificar y menor que  $180^\circ$  para invertir ( $\alpha_{max} \approx 160^\circ$ ). La razón de ello en modo inversor es que se debe permitir un tiempo mínimo de conmutación al tiristor saliente de 1 ms aproximadamente, de lo contrario quedaría polarizado positivamente antes de terminar la conmutación. Esta condición impediría que el tiristor salga de conducción. Las fallas de conmutación debidas a tiempo de conmutación insuficiente provocan que la polaridad de  $V_d$  se invierta, produciendo sobrecorrientes peligrosas.
- El ajuste del ángulo de disparo permite variar el valor promedio de  $V_d$ . Si la inductancia de la fuente  $L_s$  es cero, el tiempo de conmutación es despreciable y  $V_d$  promedio esta dado por:

$$V_d = \frac{1}{\pi/3} \int_{\alpha}^{\alpha+\pi} V_m d\omega t = \frac{1}{\pi} \int_{\alpha}^{\alpha+\pi} V_{max} \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) d\omega t$$

$$\Rightarrow V_d = \frac{3}{\pi} V_i \cos \gamma$$

- En las ecuaciones anteriores  $\gamma = n - \alpha$ ,  $V_d$  es el voltaje promedio en el bus de corriente directa,  $V_{dc}$  es el voltaje instantáneo de línea y  $V_i$  es la magnitud RMS del voltaje de línea.
- El valor de  $I_d$  depende de la característica V-I del generador fotovoltaico.

- Normalmente el valor de  $L_s$  no es despreciable, en la mayoría de los casos los inversores cuentan con filtros de salida inductivos y transformadores de acoplamiento que se suman a la inductancia propia de la red. El efecto de  $L_s$  es una disminución en  $V_d$  debida al tiempo de conmutación finito en el que las fases entrante y saliente están en cortocircuito a través de  $2L_s$ . La inductancia impide que el cambio de corriente sea instantáneo. El análisis del efecto de  $L$  no se presenta aquí, su resultado matemático es el siguiente: (nótese que  $V_d$  es una función lineal de  $V_i$  e  $I_d$ )

$$V_d = \frac{3}{\pi} \left[ 2 V_i \cos \gamma - \frac{3 \omega L_s}{\pi} I_d \right]$$

- Las ecuaciones son válidas siempre y cuando  $I_d$  fluya de manera continua, lo cuál es una condición normal de operación si el generador fotovoltaico produce una corriente mínima de umbral.
- El valor de  $V_d$  se diseña de manera que sea compatible con los voltajes de salida del generador fotovoltaico bajo todas las condiciones posibles de insolación. Aunque los valores instantáneos  $V_d \neq V_g$ , los valores promedio  $V_d = V_g$  en estado estable.
- El valor de  $L$  se diseña de manera que  $d$  aparezca como una constante  $I_d$  durante un intervalo de conmutación ( $\pi/3$ ).

### Características de La Señal de Salida

- Es importante notar que la corriente de salida (ver  $i_d$  en la figura 2) es una señal casi-cuadrada. El contenido armónico total es del 30%, que es mucho mayor que lo especificado por las normas internacionales (la mayoría de ellas estipula THD  $\leq 5\%$ ). Por esta razón se requiere filtrar la corriente de salida. Los temas sobre filtros armónicos y normas se tratarán en capítulos posteriores.
- La corriente de salida está adelantada con respecto al voltaje de la red con un ángulo de defasamiento  $\gamma = \pi - \alpha$  (nuevamente ver  $\alpha$  en la figura 2). Esto implica que el inversor suministra potencia activa a la red pero consume potencia reactiva. El factor de potencia al que opera el inversor es función de  $\alpha$ , que normalmente se varía dependiendo de las condiciones del arreglo fotovoltaico con el objeto de controlar  $V_d$ .  $V_g$  a su vez se regula de acuerdo con un algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia. En el rango normal de operación el factor de potencia oscila entre 0.4 y 0.85 retrasado; por lo se requiere compensación de factor de potencia.
- La configuración descrita en esta sección se denomina inversor de 6 pulsos debido a que la síntesis de la corriente de salida se realiza con el disparo de 6 switches de potencia en un ciclo fundamental. En la práctica no se utiliza en potencias altas porque el contenido armónico es muy alto y el filtrado de salida sería costoso y restaría eficiencia al inversor. La alternativa a ello es el uso de configuraciones de 12 y 24 pulsos, que utilizan dos y cuatro puentes de tiristores respectivamente en combinaciones serie-paralelo.



Inversores de 12 Pulsos

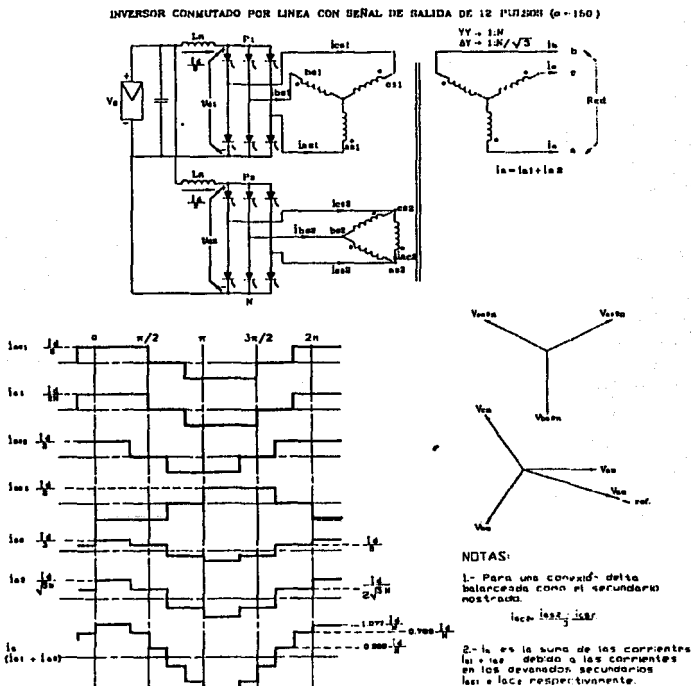


Figura 3. Inversor conmutado por línea de 12 Pulsos ( $\alpha = 150^\circ$ )

Como se dijo, las configuraciones de 12 y 24 pulsos se utilizan para mejorar la calidad de la corriente de salida. Ya que la síntesis se realiza con un número mayor de switches, aumenta la frecuencia de síntesis sin aumentar la frecuencia de conmutación de cada switch individual. La figura 3 muestra el diagrama de potencia de un Inversor conmutado por línea de 12 pulsos. Las formas de onda corresponden a un ángulo de disparo de  $150^\circ$ .

El número de pulsos corresponde al número de switches que son disparados durante un ciclo fundamental para realizar la síntesis.

### **Observaciones Generales**

- El transformador de tres devanados además de sus funciones normales de proveer aislamiento entre la red y el generador y hacer compatibles los voltajes de ambos, en este caso también produce voltajes de línea defasados  $30^\circ$  entre los devanados primarios (ver diagrama de fasores de voltaje en la figura 3). Los voltajes del primario en  $\Delta$  están  $30^\circ$  adelantados con respecto a los del primario en  $Y$ .
- La magnitud de los voltajes de línea en ambos primarios debe ser igual. La relación de transformación del devanado en  $Y$  debe ser  $\sqrt{3}$  veces mayor.
- Cada puente inversor es controlado de manera independiente con referencia a los voltajes de línea de su devanado primario.
- El ángulo de disparo de ambos inversores debe ser igual, de manera que los voltajes de CD promedio sean iguales ( $V_{d1} = V_{d2}$ ) y las corrientes de salida de los puentes tengan defasamientos iguales con respecto a sus voltajes de referencia.
- Es posible conectar los puentes de tiristores en serie o en paralelo. También es común la conexión de cada puente a un subarreglo diferente pero con las mismas características de salida.
- El convertidor de 12 pulsos es la opción más popular en aplicaciones de más de 50 kW por su simplicidad de diseño, confiabilidad y bajo costo.

### **Características de La Señal de Salida**

- El contenido armónico de la señal de salida (ver  $i_a$ ) es evidentemente menor que en el caso de un convertidor de 6 pulsos. En este caso THD = 15%; el orden de los armónicos es  $h = 12K \pm 1$  en donde  $K$  es un entero. armónicos 11° y 13° son los de menor orden. El filtrado es por consiguiente más fácil y económico.
- En los diagramas, la señal de salida se muestra como una suma de escalones cuadrados por simplicidad. Las formas de onda reales son sumas de corrientes trapezoidales debido a la inductancia de la fuente de CA. Las pendientes finitas de la señal de corriente tienen dos efectos positivos:
  1. Una reducción en las magnitudes individuales de los armónicos de salida y por consiguiente de la distorsión armónica total.
  2. Un retraso en la corriente de línea de salida con lo cual el factor de potencia mejora ligeramente.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

### Curva Típica de Eficiencia<sup>3</sup>

En general, los inversores conmutados por línea tienen muy buena eficiencia global, aún cuando los filtros de salida reducen el rendimiento. Normalmente su consumo interno es inferior que el de los inversores autoconmutados por lo que su eficiencia con carga parcial es mejor. Por otra parte las pérdidas por conmutación son muy pequeñas debido a su baja frecuencia. La siguiente figura muestra las eficiencias del inversor conmutado por línea de 6 pulsos de la estación fotovoltaica experimental Delphos en Italia. La gráfica muestra la eficiencia del puente de tiristores solo y la eficiencia global (inversor + transformador + unidad de filtrado y corrección de factor de potencia). Se puede observar que la eficiencia global es superior al 92% en la mayor parte del rango de potencia. La capacidad nominal es de 300 kW.

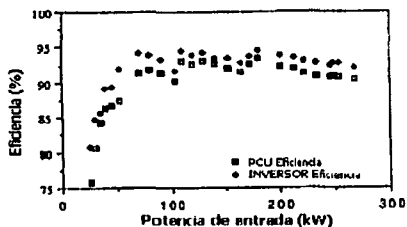


Figura 4. Eficiencias del Inversor de 6 Pulsos en Delphos

## 4. Inversores autoconmutados

### 4.1. Características

- La conmutación de los switches es mandada por el control del inversor y sincronizada con la red con esquemas de conmutación PWM (Pulse Width Modulation).
- El esquema de control se denomina PWM porque la señal de salida es sintetizada con un tren periódico de pulsos rectangulares de voltaje, con amplitud constante y cuyo ancho es modulado para obtener el voltaje (o corriente) promedio deseado.
- La salida se puede modular como fuente de corriente o como fuente de voltaje.
- Para lograr la modulación de la señal de salida, e voltaje de CD a la entrada del inversor debe ser mayor que el voltaje pico de CA a la salida del inversor, bajo cualquier condición de operación.

<sup>3</sup> Causi, Apicella, Rucci, Novello, Parasiti y Sarno, (1991) *Performance of the Power Conditioning Unit of the 300 kW DELPHOS Plant*, 10<sup>th</sup> European PVSEC (Lisboa, Portugal), p. 1029 - 1032.

- Los inversores con control de corriente pueden operar en modo aislado solo si las cargas son lineales (inductores, resistencias, capacitores). Los inversores con control de voltaje pueden operar en modo aislado para alimentar cualquier tipo de carga.
- Se emplean switches controlables para modular la señal de salida (BJTs, MOSFETs, GTOs e IGBTs). El circuito de potencia también puede incluir tiristores.
- La frecuencia de conmutación normalmente es mucho mayor que la frecuencia de la red ( $f_s \gg f_r$ ). Entre mayor es  $f_s$ , mejor es la síntesis de la señal de salida.
- En potencias < 5 kW normalmente son monofásicos y en potencias > 10 kW normalmente son trifásicos.
- Es posible conectar inversores monofásicos (normalmente en Y) para formar un sistema trifásico.
- El factor de potencia puede ser ajustado (normalmente unitario).
- Su capacidad está limitada a las capacidades de voltaje y corriente de los dispositivos semiconductores controlables (< 500 kW), así como por factores económicos. Al aumentar la potencia, aumenta el costo y disminuye la banda de frecuencia de los semiconductores controlables sensiblemente, así que resultan menos competitivos.
- La eficiencia de conversión oscila alrededor de 90% para inversores de mediana y alta frecuencia y es > 95% para inversores de baja frecuencia.
- Son la mejor opción técnico-económica en potencias pequeñas y sistemas monofásicos.

#### 4.2. Principio de Operación

Para ilustrar el principio de operación de un Inversor autoconmutado PWM, utilizaremos el ejemplo de un inversor monofásico con control de voltaje y con esquema unipolar, también llamado doble PWM. La figura 4 ilustra la configuración básica del circuito de potencia, las señales de control y el voltaje de salida del inversor.

#### Observaciones Generales

- El esquema de conmutación mostrado en la figura 4 se denomina unipolar porque los pulsos de voltaje de salida ( $V_o$ ) van de 0 a  $V_d$  y de 0 a  $-V_d$ . En el esquema bipolar los pulsos de salida van de  $V_d$  a  $-V_d$ .
- Cada switch tiene un diodo conectado en antiparalelo. Los diodos tienen varias funciones importantes en el funcionamiento del circuito de potencia:
  - El switch compuesto por transistor y diodo permite la conducción de corriente en ambos sentidos, por lo que la corriente de salida puede ser bidireccional.
  - El flujo bidireccional de corriente evita discontinuidad en la misma. El control del voltaje de salida depende de esta característica, ya que el voltaje en los nodos A y B depende del estado de los switches independientemente del sentido de  $i_o$ .

- Los switches controlables no pueden bloquear voltajes inversos considerables, los diodos en antiparalelo limitan el voltaje inverso en los switches al voltaje de polarización del diodo.
- El puente monofásico cuenta con dos ramas, cada rama tiene dos switches conectados en serie. La rama A controla el voltaje del nodo A y la rama B el voltaje del nodo B.
- Los switches de una rama no deben estar en estado de conducción simultáneamente, ello provocaría un cortocircuito en la fuente.
- Para que el voltaje de salida sea independiente de la corriente de salida, un switch en cada rama deberá estar en conducción en todo momento (no deberán estar ambos switches en corte simultáneamente).

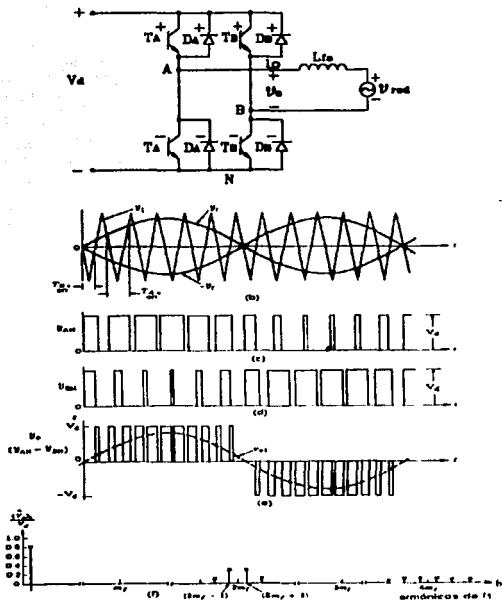


Figura 5. Inversor PWM Monofásico, Tipo Fuente de Voltaje, Esquema Unipolar.

### Secuencia de Operación

- Las dos señales moduladoras o señales de referencia  $V_r$  y  $-V_r$  permiten la síntesis sinusoidal.
- La señal triangular  $V_i$  llamada señal portadora, tiene frecuencia ( $f_i$ ) y amplitud ( $V_d$ ) constantes.  $f_i$  determina la frecuencia de conmutación de los switches.
- Las dos ramas son controladas de manera independiente. El estado de la rama A depende de  $V_r$  y el estado de la rama B de  $-V_r$ , con la siguiente lógica:

$$\begin{aligned} V_r > V_i : T_{i+} \text{ on} &\Rightarrow V_{AN} = V_d \\ V_r < V_i : T_{i-} \text{ on} &\Rightarrow V_{AN} = 0 \\ -V_r > V_i : T_{R+} \text{ on} &\Rightarrow V_{BN} = V_d \\ -V_r < V_i : T_{R-} \text{ on} &\Rightarrow V_{BN} = 0 \end{aligned}$$

- El voltaje instantáneo de salida  $V_o$  está dado por:

$$V_o = V_{AN} - V_{BN}$$

- La frecuencia de la componente fundamental del voltaje de salida ( $V_{o1}$ ) será igual a la frecuencia de  $V_r$  ( $f_i$ ). Analizando  $V_o$  se puede demostrar que la componente fundamental de voltaje de salida ( $V_{o1}$ ) es función de  $V_r$  y esta dada por:

$$\begin{aligned} V_{o1} &= \frac{V_r}{V_i} V_d \\ (V_r &\leq V_i) \end{aligned}$$

$V_{o1}$  es el voltaje promedio instantáneo durante un ciclo del voltaje de salida cuya frecuencia es  $2f_i$ . La componente fundamental del voltaje de salida  $V_{o1}$  varía linealmente con el voltaje de referencia, por lo que el inversor funciona como un amplificador lineal. Los inversores para interfaz con la red, se diseñan de manera que el intervalo se cumpla para cualquier condición de operación que esté dentro de sus especificaciones. El ángulo de fase de  $V$  es igual al ángulo de fase de  $V_r$  con respecto a  $V_{ref}$ .

### Características de La Señal de Salida

- Si la amplitud de  $V_r$  es mayor que la de  $V_i$  la relación con los anchos de pulso ya no es lineal, por lo tanto el control de voltaje deja también de serlo y aparecen armónicos adicionales. A esta condición se le llama sobremodulación.

- En inversores conectados a la red la sobremodulación se evita porque reduce la calidad de la señal de salida y el filtrado de armónicos.
- La amplitud fundamental máxima del voltaje de salida ( $V_{o1}$ ) será inferior que  $V_c$  siempre y cuando no se use sobremodulación, por lo tanto  $V_c$  debe ser suficientemente grande para lograr el control del voltaje de salida en el rango deseado.
- Normalmente se busca que la relación de modulación de frecuencia ( $m_f = f_c/f_s$ ) sea un número entero, a lo cual se le denomina esquema PWM síncrono. De ésta manera se logra una señal de salida simétrica. De acuerdo con la teoría de Fourier las simetrías en señales periódicas tienen el efecto de eliminar una gran cantidad de armónicos.
- En inversores monofásicos con esquema unipolar, si la relación de modulación de frecuencia es par, entonces  $V$  tiene simetría non de media onda. Por lo tanto los armónicos pares son eliminados y los nones estarán en fase ( $\phi_n=0$ ,  $n=1,3,5,\dots$ ). La figura 4 muestra el espectro armónico característico de este tipo de inversor.
- Es importante notar que en este caso (doble PWM o esquema unipolar) la frecuencia de la señal de salida ( $V_o$ ) es el doble de la frecuencia de conmutación de cada rama ( $f_s$ ) con ello el espectro armónico aparece alrededor de los múltiplos pares de  $f_s$ .

#### **Notas Generales Sobre Inversores con Control de Voltaje PWM<sup>4</sup>**

- La explicación del funcionamiento se hizo considerando el esquema de conmutación unipolar. Sus ventajas sobre el uso del esquema bipolar son determinantes (mejor síntesis de la señal ya que la frecuencia de síntesis se duplica y menor rizo de corriente en la entrada), por esta razón es el esquema utilizado en la gran mayoría de inversores PWM con control de voltaje comerciales.
- En general es preferible que el esquema de conmutación sea síncrono ya que un esquema asíncrono genera sub armónicos (distorsión en frecuencias menores que la fundamental) que pueden provocar corrientes grandes aún cuando su magnitud sea pequeña. Esta condición se agrava entre menor es la relación de modulación de frecuencia, así que es indispensable cuando  $m_f < 21$ .
- Si se usa  $m_f$  non (excepto en inversores monofásicos con esquema unipolar) la señal de salida tendrá simetría non de media onda, eliminando armónicos pares y ángulos de fase (para lograr la simetría en inversores monofásicos con esquema unipolar  $m_f$  debe ser par como se dijo en el apartado anterior).
- El control de este tipo de inversores permite que ajustar ángulo de fase del voltaje de salida de manera que la corriente de salida se encuentre en fase con la red. El factor de potencia en este tipo de inversores es por lo tanto ajustable y normalmente es muy cercano a la unidad en el del rango de potencia de salida del 10 al 100%.

<sup>4</sup> Mohan, Underland y Robbins; (1989) *Power Electronics Converters, Applications and Design*, John Wiley & Sons, Inc.



- Los armónicos estarán concentrados alrededor de los múltiplos la frecuencia de síntesis ( $f_s$  si el esquema es bipolar ó  $2f_s$  si el esquema es unipolar) siempre y cuando no haya sobremodulación.

### ***Inversores de Corriente Controlada<sup>5</sup>***

Los inversores con control de corriente o de corriente controlada son ampliamente utilizados para la interfaz de generadores fotovoltaicos con la red. Su uso se limita a instalaciones que no van a operar en modo aislado. Para realizar la función de control de corriente se requiere utilizar un esquema de control PWM diferente al de los inversores con control de voltaje explicado en la sección 4.2. El esquema de conmutación puede ser bipolar o unipolar, existen varias técnicas de control de corriente pero todas ellas se basan en un lazo de control cerrado que manda las señales de conmutación a los switches de manera que la corriente de salida del inverter siga a una señal sinusoidal de referencia cuya magnitud y ángulo de fase con respecto al voltaje de la red son variables.

El diagrama de bloques de un inverter con control de corriente se puede ver en la figura 6. a) La corriente típica de salida se presenta en la figura 6. b). Obsérvese que la frecuencia de conmutación ( $f_s$ ) puede ser un parámetro de entrada al controlador. En los controladores más sencillos, la frecuencia de conmutación no es ajustable y varía periódicamente. La amplitud de corriente es una señal que proviene del circuito de seguimiento del punto de máxima potencia y el ángulo de fase normalmente es cero.

Los inversores de corriente controlada inyectan corriente sinusoidal a la red, normalmente en fase con el voltaje de ésta, y sin importar el nivel de distorsión armónica del voltaje de la línea que pudiera estar presente en sus terminales. Para una operación estable se requiere que el voltaje de CD en la entrada del convertidor sea siempre mayor que el voltaje pico de la red.

Las ventajas de éste tipo de inversores sobre los de voltaje controlado es que el controlador es más simple y robusto, el control de transferencia de potencia es más fácil y directo, protección inherente contra corto circuito, protección contra picos de corriente, su respuesta transitoria es mejor y su costo es más bajo. Sus desventajas fundamentales son que no pueden alimentar cargas no lineales en modo aislado y que su rango de potencia es limitado.

<sup>5</sup> Arteaga O; (1995) *Adaptive Hysteresis Current Controller for Sine-Wave Inverter*.



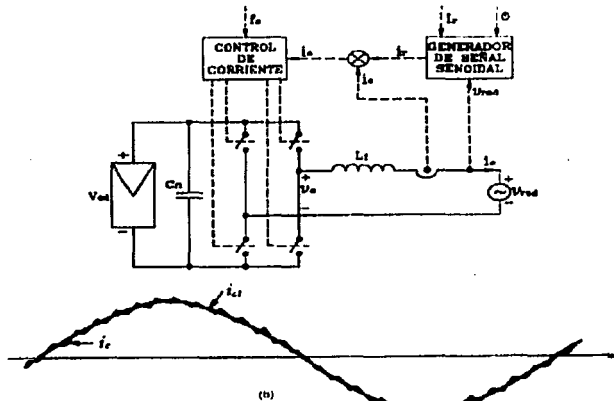


Figura 6. Inversor 1Φ con Control de Corriente; (a) Diagrama de Bloques, (b) Corriente de Salida.

### ***Inversores con Una o Dos Etapas de Potencia***

Existen diferentes configuraciones de inversores a para interfaz de generadores fotovoltaicos con la red de potencia. La topología a usar depende de factores técnicos como la potencia de salida, el número de fases y la aplicación específica. Por otra parte la economía del sistema suele ser determinante.

La gran mayoría de los inversores utilizados en la interconexión de sistemas fotovoltaicos con la red, cuentan con transformadores de aislamiento como medida de seguridad. En sistemas de mediana y alta potencia su uso es imprescindible para llevar el voltaje del generador al nivel de voltaje de la red. Una característica importante de este tipo de convertidores es que el transformador de aislamiento, si lo tiene, es de baja frecuencia (60 Hz).

Las ventajas principales en el uso de transformadores de aislamiento tienen que ver con la seguridad; proporcionan aislamiento eléctrico de la red y evitan la necesidad de utilizar voltajes de CD elevados, lo cual es particularmente importante en sistemas residenciales.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

### Inversores con Una Etapa de Potencia

El principio de operación con una sola etapa es tal como se describió en la sección 4.2; como se dijo, se puede agregar un transformador de acoplamiento con la red que proporciona aislamiento eléctrico y lleva el voltaje de salida al nivel del voltaje de red que suele ser mayor. El diagrama de un inversor trifásico que funciona bajo este principio se muestra en la figura 7, corresponde a un inversor desarrollado por la Escuela de Ingeniería de Biel en Suiza.

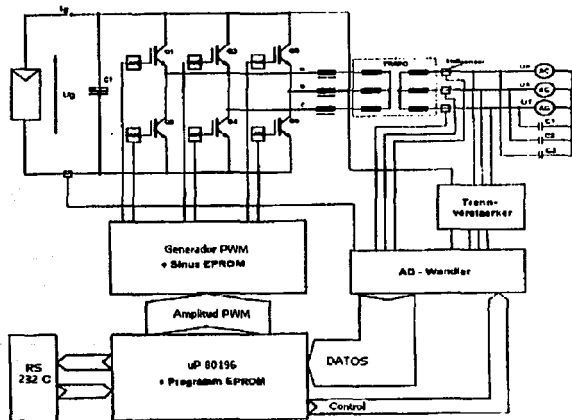


Figura 7. Inversor con Transformador de baja frecuencia, 3Φ, 35 kW "Solar Maximizer"

El Solar Maximizer cuenta con una sola etapa de potencia, tiene una ventana para seguimiento del punto de máxima potencia de 400-700 Vcd. La distorsión armónica total es 4%, factor de potencia 0.95 atrasado - 0.95 adelantado, eficiencia 93% de 30-100% de su capacidad nominal<sup>6</sup>.

Los inversores con una o dos etapas pueden conmutar en baja, mediana o alta frecuencia, según su capacidad y el tipo de switches empleados. Sus principales atributos son simplicidad, amplio rango de potencia factible y bajo costo comparado con los del tipo multietapa. El costo de este tipo de inversores en Alemania bajó de DM 12 / watt en 1986 a DM 2 / watt en 1993<sup>7</sup>.

<sup>6</sup> Crastan V.; (1991) *Solar Inverter for Grid-Connected PV Systems*; 10<sup>th</sup> European PVSEC (Lisboa, Portugal) p 1027 - 1028.

<sup>7</sup> Hille G., Roth W. y Schmidt H.; (1995) *Photovoltaic Systems*; Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems.

Su principal desventaja es que el transformador de baja frecuencia es considerablemente más voluminoso, pesado y un poco más costoso. El transformador contribuye a las pérdidas totales por su corriente de magnetización, por lo que normalmente se usan transformadores toroidales de diseño optimizado con entrehierro de placas de grano orientado.

### ***Inversores con Dos Etapas de Potencia***

En esta clase existen inversores con dos etapas de potencia. La primera etapa es un convertidor CD/CD (step-up o step-down) que tiene las funciones de síntesis sinusoidal y seguimiento del punto de máxima potencia. La segunda etapa es un inversor que invierte cada segunda media onda para obtener el voltaje de CA en la salida. En el puente de salida se pueden emplear tiristores o switches controlables. El diagrama de potencia de un inversor de este tipo se muestra en la figura 8; en este caso el convertidor de entrada es del tipo step-down, la amplitud de los pulsos modulados es  $V_d$ . Para controlar la potencia de salida se varían los anchos de pulso (aumentando la magnitud de la señal de referencia), esta operación controla el voltaje de CA y por lo tanto la corriente de entrada y salida. Un algoritmo de control permite la búsqueda del punto de máxima potencia.

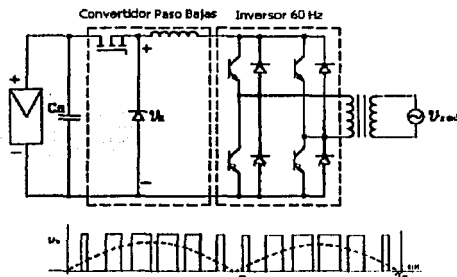


Figura 8. Inversor 1 $\Phi$  con Dos Etapas de Potencia y Transformador de 60 Hz.

### ***Inversores Multietapa***

Los Inversores Multietapa surgieron con el desarrollo de switches de potencia más rápidos como los MOSFETs. La motivación inicial fue la posibilidad de incrementar el rendimiento del convertidor con el uso de transformadores de ferrita, de alta frecuencia. Sin embargo, en este tipo de inversores se requieren por lo menos 3 etapas de potencia, siendo la etapa final un puente con switches controlables o tiristores. La eficiencia global es menor que en los inversores con una o dos etapas y oscila alrededor del 90%

Su principal ventaja es la reducción de peso y volumen, por lo que su construcción es muy compacta. Actualmente existen en el mercado norteamericano y europeo inversores de este tipo la gran mayoría monofásicos, diseñados especialmente para aplicaciones fotovoltaicas e interconexión con la red. Algunos de ellos son inversores de baja capacidad (130-200 W) diseñados para conectarse con un solo módulo fotovoltaico, los atributos de este concepto son el evitar cableado y equipo de CD (en la salida de cada módulo), que cada módulo opera en el punto de máxima potencia así como tomar mayor ventaja del carácter modular de los generadores fotovoltaicos; la pregunta principal respecto a su viabilidad es por supuesto el costo.

### Principio de Operación.

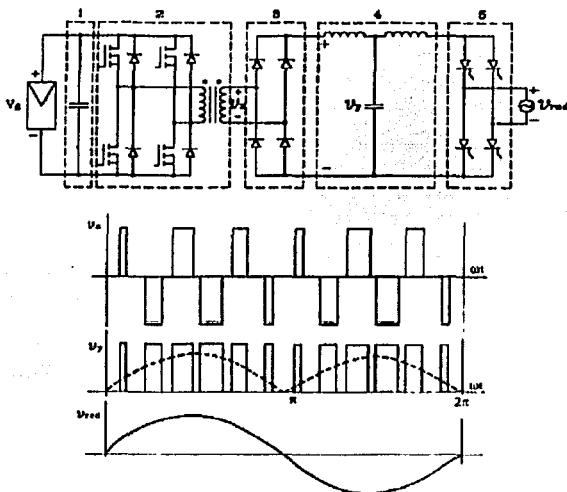


Figura 9. Diagrama de Potencia de un Inversor Monofásico con Transformador de Alta Frecuencia

Hay varias topologías de inversores con transformador de alta frecuencia. La figura 9 muestra la configuración básica, la cuál consta de los siguientes elementos y etapas:

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

1. Un capacitor ( $C_n$ ) para filtrar el rizo de la corriente de entrada al inversor que tiene componentes de alta frecuencia más una componente grande de 120 Hz (2 veces la frecuencia de la red) en los inversores monofásicos.  $C_n$  debe ser lo suficientemente grande para evitar que la corriente de rizo penetre al generador fotovoltaico puesto que ello haría imposible el seguimiento del punto de máxima potencia.
2. Una etapa de alta frecuencia (20 - 50 kHz) compuesta de inversor y transformador. La salida del inversor ( $V_x$ ) es un tren de pulsos bipolares modulado sinusoidal mente. El control del inversor realiza también la función de seguimiento del punto de máxima potencia variando la amplitud de modulación. El inversor en la figura es del tipo puente pero puede ser del tipo *Push-Pull* para mejorar la eficiencia de conversión y reducir el número de componentes.
3. Un rectificador de alta frecuencia que convierte el tren de pulsos bipolares en un tren de pulsos unipolares cuyo voltaje promedio es una sinusoidal rectificada.
4. Un filtro de paso bajo para eliminar las componentes de alta frecuencia y obtener la señal sinusoidal rectificada  $V_x$ .
5. Un inversor de baja frecuencia (60 Hz) tipo puente que invierte cada segunda media onda de la señal  $V_x$ . De esta manera se reconstruye la señal sinusoidal de salida.

En la figura, el inversor de alta frecuencia está compuesto por MOSFETs, que son más comúnmente usados en inversores de pequeña potencia puesto que son los switches más rápidos y permiten la conmutación en alta frecuencia con un mínimo de pérdidas. En aplicaciones del orden de varios kW, los IGBTs suelen ser la mejor opción.

El puente de salida puede ser de tiristores si el inversor va a operar solamente conectado a la red puesto que el ángulo de desfaseamiento del voltaje se puede controlar de manera que la corriente de salida esté en fase con el voltaje de la red o se puede modular directamente la corriente de salida (control de corriente). Si el inversor va a operar en modo aislado también, el puente de salida necesariamente estará conformado por switches controlables con diodos en antiparalelo puesto que la corriente de salida y el voltaje de salida normalmente estarán desfasados y la conducción bidireccional es necesaria.

El filtro de paso bajo puede ser colocado a la salida del inversor en lugar de estar entre las dos etapas finales de potencia.

### ***Curvas Típicas de Eficiencia***

Las eficiencias de los inversores autoconmutados varían de acuerdo a la topología del inversor, su capacidad y su frecuencia de conmutación. Para ejemplificar las eficiencias características de inversores autoconmutados, se presentan en la siguiente figura las curvas de eficiencia de dos configuraciones diferentes.

La figura 10. a) corresponde a un inversor Ecopower® fabricado por una compañía Italiana, 3 $\Phi$ , 15 kW,  $f_s=6$  kHz, con una etapa de potencia que usa IGBTs y transformador de baja frecuencia. La figura 10. b) corresponde a inversores Solcon® diseñados para el proyecto Megawatt en Suiza, cuyas características son 1 $\Phi$ , 3 kW, 1<sup>o</sup>res etapas de potencia, los convertidores de entrada y de salida usan MOSFETs, transformador de alta frecuencia.

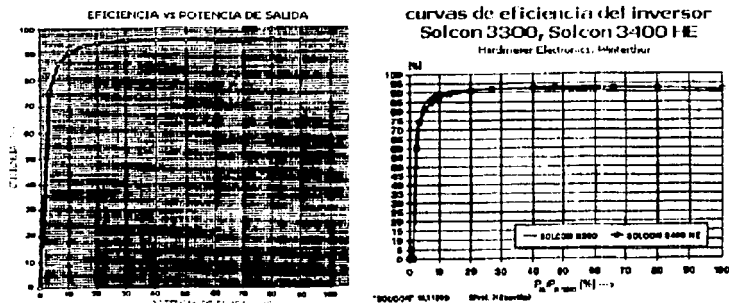


Figura 10. Curvas de Eficiencia a) Inversor Ecopowerc, b) Inversores Solcon

## 5. Requerimientos de los inversores para sistemas interconectados

Hay un número de condiciones de operación que deben cumplir los inversores que van a operar interconectados con la red, así mismo existen algunas funciones de operación y seguridad que son importantes. Algunas de estas características resultan indispensables por razones ya sean económicas, de seguridad o de normatividad, mientras que otras son útiles por proporcionar al sistema mayor confiabilidad, seguridad, flexibilidad o facilidad de operación; pero no son estrictamente necesarias.

### 5.1. Seguimiento del punto de máxima potencia (PMP)<sup>B</sup>

Siendo la eficiencia de conversión un factor de vital importancia para la viabilidad económica de sistemas fotovoltaicos de cualquier tipo, es indispensable que el generador opere en el PMP que como se sabe se encuentra en la región del codo de la característica V-I. De no existir control sobre el punto de operación, el generador sería sub utilizado con el consiguiente decremento en la eficiencia del sistema.

<sup>B</sup> Wenham S., Green M. y Watt M.; (1994) *Applied Photovoltaics*; University of New South Wales.  
Hille G., Roth W. y Schmidt H.; (1995) *Photovoltaic Systems*; Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems.

El voltaje de operación, de un generador fotovoltaico de silicio, que produce la potencia máxima de salida se encuentra alrededor del 80% del voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ). Por otro lado, el voltaje de circuito abierto (y por consecuencia el PMP) es particularmente sensible a dos factores: 1) la temperatura del módulo, con la cual  $V_{oc}$  varía a razón de  $-2 \text{ mV/}^{\circ}\text{C}$  aproximadamente para el caso de celdas de silicio y 2) la cantidad de radiación solar incidente sobre el módulo. El efecto de la temperatura es sensiblemente mayor que el de la radiación. Si consideramos que la constante de tiempo térmica de un módulo es del orden de 10 min y que la radiación solar no presenta cambios bruscos salvo los transitorios (nubes); un ajuste del PMP cada 2 ó 3 minutos es suficiente. La ventana de voltaje de entrada al inversor debe incluir el rango necesario para realizar el seguimiento del PMP bajo cualquier condición de temperatura y nivel de radiación que se puedan presentar en operación normal del generador.

Existen varias estrategias posibles para el ajuste del PMP en un inversor, a continuación se describen 2 posibilidades:

1. Ajustar el voltaje de operación al 80% de  $V_{oc}$  o el valor especificado por el fabricante de los módulos. Esta técnica es muy simple sin embargo tiene dos inconvenientes: a) es un tanto imprecisa con lo que disminuye la eficiencia; b) se debe abrir el circuito de salida del generador para leer el valor de  $V_{oc}$ .
2. El método de "perturbación y ajuste" produce un incremento (positivo o negativo) en la corriente  $i$  el voltaje del generador y toma lecturas de voltaje y corriente, si la potencia obtenida es mayor a la potencia anterior se produce un nuevo incremento en el mismo sentido, si la potencia es menor, se produce un nuevo incremento en el sentido contrario, el proceso se repite hasta llegar al punto de máxima potencia en el que el control se queda enclavado hasta la siguiente búsqueda.

De los dos métodos descritos, el de perturbación y ajuste se utiliza más por ser más preciso. Aún cuando su implementación es un poco más costosa, normalmente no involucra un aumento considerable en el costo total del inversor.

En Inversores conmutados por línea es más sencillo ajustar el voltaje de salida del generador fotovoltaico mediante el control del ángulo de disparo de los tiristores. En inversores autoconmutados, la corriente de entrada al inversor contiene armónicos de alta frecuencia, y si el inversor es monofásico existe una componente adicional de 120 Hz ( $2f_{rec}$ ) esta corriente de entrada debe ser filtrada para disminuir el rizo en la corriente que se demanda al generador, de no ser así no sería posible ajustar el PMP. El control del nivel de corriente o voltaje del generador se logra con el ajuste de la amplitud de la señal sinusoidal moduladora en inversores autoconmutados.

Otra opción muy utilizada para el seguimiento del PMP en inversores autoconmutados es el uso de un convertidor CD/CD (step-up o step-down) a la entrada del inversor. La función del convertidor es presentar al generador fotovoltaico una impedancia ajustable. El control del punto de operación se logra también con la modulación de los anchos de pulso.

### 5.2. Bajo nivel de distorsión armónica

Un Inversor Ideal produce una señal sinusoidal pura en su salida, los inversores reales producen corrientes armónicas con niveles que varían considerablemente dependiendo del esquema de conmutación. Es importante mencionar en este punto que los armónicos en un sistema de potencia producen efectos negativos; es por ello que los inversores que van a operar en modo conectado a la red deben cumplir con las normas establecidas para la distorsión armónica total de voltaje y corriente. Algunas de las normas especifican los límites de la distorsión armónica total como porcentaje de la fundamental mientras algunas otras especifican también las magnitudes máximas permisibles para armónicos individuales.

### 5.3. Protección contra operación en modo aislado (Islanding)<sup>9</sup>

La condición denominada aislamiento de generadores se refiere a la situación en la que uno o varios generadores dispersos en la red son aislados de la fuente primaria de potencia por la operación de interruptores de seccionamiento o de desconexión. La operación de los interruptores puede ser causada por alguna falla en el sistema o por labores de mantenimiento. Bajo esta condición los generadores dispersos son capaces de alimentar la carga aislada por algún tiempo si no existe un método de detección. Ello provoca condiciones inseguras y posibles daños a la compañía y a los usuarios.

Los métodos convencionales de detección de aislamiento en inversores conectados a la red de potencia son monitoreo de voltaje y frecuencia, y desconexión en caso de salirse de los límites establecidos. Estas medidas de protección están contempladas por algunas normas internacionales (VDE 0100, ANSI/IEEE 929-1988, IEC 1727), en general producen buenos resultados; sin embargo existen condiciones bajo las cuales el monitoreo de voltaje y frecuencia no son suficientes para lograr la desconexión oportuna de los generadores, es por ello que normalmente es necesario un método adicional de protección.

<sup>9</sup> Verhoeven B.; (1998) *Utility Aspects of Grid Connected Photovoltaic Power Systems*; Report IEA - PVPS T5-01; International Energy Agency.

Cullen N., Thornicroft J., Collinson A.; (2002) *Risk Analysis of Islanding of Photovoltaic Power Systems Within Low Voltage Distribution Network*; Report IEA - PVPS T5-08; International Energy Agency.

Bower W., Ropp M.; (2002) *Evaluation of Islanding Detection Methods for Photovoltaic Utility-Interactive Power Systems*; Report IEA - PVPS T5-09; International Energy Agency.



#### 5.4. Alta eficiencia con carga nominal y parcial

La energía producida por generadores fotovoltaicos tiene un costo elevado, el inversor para la interfaz debe realizar la conversión con un mínimo de pérdidas posible. El rendimiento del inversor tiene que ser elevado con carga parcial, en virtud de que el inversor opera en el rango medio y bajo de potencia la mayor parte del día. Para caracterizar la eficiencia de un inversor de manera apropiada se debe considerar su curva de eficiencia en función de la potencia de entrada.

Para lograr una buena eficiencia con carga parcial es imprescindible que las pérdidas en vacío sean reducidas al mínimo ( $P_{\text{vacío}} \leq 1\%$  de la potencia nominal es considerado un valor satisfactorio). Las pérdidas en vacío se deben a tres factores fundamentalmente: corriente de circuito abierto del transformador, potencia consumida por el control electrónico y pérdidas por conmutación en vacío. Consecuentemente estos tres elementos deben ser optimizados.

Otras consideraciones importantes para mejorar la eficiencia son: alto voltaje de entrada al inversor para reducir las pérdidas dependientes de la corriente, por supuesto sin exceder los límites que marcan los códigos de seguridad; y la desconexión del inversor de la red por la noche y cuando  $P_{\text{entrada}} \leq P_{\text{vacío}}$  para evitar la corriente de magnetización del transformador.

#### 5.5. Factor de potencia

El factor de potencia de los equipos conectados a la red es de particular importancia para la compañía suministradora. En el caso de sistemas fotovoltaicos residenciales el asunto adquiere aún mayor relevancia porque resulta desventajoso para la compañía tener que comprar watts a un cliente mientras tiene que suministrarle vars gratuitamente.

Sería entonces conveniente que los inversores operaran con factor de potencia unitario. En inversores autoconmutados ello no representa dificultad alguna porque el factor de potencia puede ser ajustado a la unidad para la mayor parte del rango de potencia.

En inversores conmutados por línea la compensación de la corriente reactiva se realiza por medio de bancos de capacitores con incrementos discretos por lo que resulta difícil el ajuste preciso. Las especificaciones a este respecto varían de un país a otro y entre las compañías que operan en un mismo país. Como referencia, las normas IEC 1727 y ANSI/IEEE 929 recomiendan  $fp > 0.85$ .

### 5.6. Aislamiento eléctrico entre el generador y la red

El aislamiento entre generador y red lo provee un transformador que adicionalmente puede cumplir la función de reducir el voltaje de la red para evitar voltajes de CD muy elevados (recordar que el voltaje de CD debe ser mayor que el voltaje pico de la red bajo cualquier condición de operación para poder modular la señal de salida y controlar la transferencia de potencia). El aislamiento entre los sistemas de CD y CA no se necesita de manera estricta para la operación del sistema. Las normas IEC 1727 y ANSIIEEE 929 especifican que los sistemas fotovoltaicos interconectados no deben inyectar CD en la red, sugiriendo un transformador de aislamiento para evitarlo.

La finalidad del aislamiento eléctrico es evitar la posible inyección de CD a la red, proteger al arreglo y al inversor contra sobrevoltajes e incrementar la seguridad de los usuarios, operadores y personal de mantenimiento. En inversores del tipo multietapa, muy populares actualmente en sistemas residenciales, el transformador de alta frecuencia realiza esta función. Los inversores conmutados por línea de 12 pulsos, usados comúnmente en estaciones centrales, requieren de un transformador de tres devanados para producir el desfaseamiento de voltajes entre los convertidores que lo conforman. El aislamiento eléctrico en estos dos tipos de inversores no implica un costo adicional.

### 5.7. Interferencia electromagnética (IEM)

Las formas de onda producidas por inversores contienen energía en frecuencias armónicas que se encuentran dentro de la región de radio frecuencia. Por esta razón los convertidores electrónicos son fuentes de interferencia electromagnética conducida y radiada. La interferencia electromagnética afecta principalmente señales de radio, televisión y de telecomunicaciones en general. El ruido eléctrico, como se conoce comúnmente, también puede afectar a los equipos que lo producen, haciéndolos susceptibles a errores de control y por ende menos confiables. Existen varias normas que reglamentan la IEM producida por equipos electrónicos.

Para reducir la interferencia electromagnética producida por un inversor se usan snubbers, se reducen los campos magnéticos parásitos y las capacitancias parásitas en el circuito. Los snubbers son circuitos diseñados para reducir los valores de  $di/dt$  y  $dv/dt$  del circuito de potencia; con ello se eliminan gran parte de los armónicos en la región de radio frecuencia. El empleo de estas medidas reduce los requerimientos de los filtros de IEM que son normalmente requeridos para cumplir con las normas de interferencia electromagnética conducida a través de la red. El uso de filtros aumenta el precio del inversor y reduce su eficiencia. La interferencia radiada es normalmente atenuada de manera efectiva por el gabinete metálico del inversor.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

### 5.8. Protección contra corto circuito y circuito abierto

El inversor debe ser capaz de soportar cortocircuitos en el lado de CA y de CD sin sufrir daños en sus componentes y realizar la desconexión automática. Una prueba más severa aún es la capacidad de tolerar la desconexión de la red cuando la potencia de salida es la nominal; este requerimiento es difícil de satisfacer porque la energía almacenada en los inductores y capacitores internos no puede fluir a la red y tiene que ser disipada internamente.

### 5.9. Soportar picos de voltaje y señales de control de la red

Algunos inversores instalados en sistemas residenciales han presentado daños y malas operaciones debidas a sobre voltajes en la red. La cuestión de los sobre voltajes en el lado de CA tiene dos implicaciones, por un lado los semiconductores de potencia deben tener la capacidad de bloquear voltajes sensiblemente superiores a los de la red sin sufrir daños; la otra consideración se refiere al control, que debe discernir entre desviaciones de voltaje y picos de voltaje transitorios para evitar la desconexión innecesaria.

El convertidor debe también tener la rigidez dieléctrica y las protecciones necesarias para soportar sobrevoltajes inducidos en el lado de CD por descargas atmosféricas.

Normalmente se utilizan dispositivos de protección contra sobrevoltajes en ambos lados CD y CA. Las señales de control de baja frecuencia que se superponen al voltaje de la red también pueden ser identificadas por el control como sobrevoltajes, por tanto el sistema debe ser capaz de discernirlas. La sensibilidad del control a estas señales depende de su voltaje y su frecuencia, así como del voltaje de la línea. Los filtros internos no deben atenuar las señales de la compañía de manera sensible.

## 6. Otras características

Para lograr la operación óptima de un sistema conectado a la red en lo que se refiere a rendimiento, operabilidad, seguridad y facilidad de mantenimiento; existen algunas otras características que son deseables en el sistema pero no imprescindibles para su funcionamiento. Las más relevantes se presentan en seguida:

**Operación Automática.** El inversor debe arrancar y parar de manera autónoma dependiendo de las condiciones de insolación. El criterio que se utiliza normalmente es el voltaje del arreglo y debe ser tal que se eviten intentos de arranque fallidos por falta de potencia del generador, ya que en ellos se consume energía de la red.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**Suministro de Energía para El Control del Arreglo.** Es importante que el inversor no dependa de la energía de la red para alimentar al controlador, con ello se evita que el sistema consuma energía de la red por la noche. El inversor no debe operar si el voltaje del arreglo no ha llegado al voltaje de umbral inferior.

**Manejo de Sobrecarga.** Existen al menos dos condiciones de operación comunes bajo las cuales la potencia de entrada al inversor es superior a la potencia nominal: 1) cuando la radiación solar es elevada y el arreglo está frío y 2) es práctica común el uso de inversores sub dimensionados para incrementar la eficiencia con carga parcial en cuyo caso, en días claros alrededor del mediodía  $P_{ent} > P_{nom}$ . En estas situaciones la mejor opción es desplazar el punto de operación del generador a la derecha del PMP de manera que la potencia de entrada al inversor sea la nominal. La cantidad de energía perdida por ésta estrategia de control es relativamente pequeña ya que en ambos casos la duración de la sobrecarga es corta. Los inversores que no cuentan con manejo de sobrecarga normalmente serán sacados de operación por el sistema de protección por sobrecarga térmica, perdiendo por consiguiente toda la energía disponible del generador durante la ocurrencia del pico de potencia.

**Detección de Fallas a Tierra.** La mayoría de los códigos eléctricos reglamentan el uso de detectores de fallas a tierra. La razón fundamental es que este tipo de fallas representan riesgos de incendio. Si el generador fotovoltaico opera con potencial flotante permite detectar fallas de aislamiento y corregirlas antes de que el daño sea mayor. También evita que un sistema flotante sea conectado a tierra inadvertidamente, produciendo condiciones inseguras a las personas.

**Bajo Nivel De Ruido Audible.** El ruido producido por el inversor es de particular importancia en sistemas residenciales en los que el inversor es instalado en el interior del inmueble. La emisión de ruido se puede eliminar si la frecuencia de conmutación no está en el intervalo de 6 a 20 kHz. Por otra parte la construcción apropiada de inductores y transformadores, así como el uso de materiales aislantes de vibraciones en gabinetes y conexiones de ductos reducen el ruido audible considerablemente.

**Instrumentación Adecuada, Operación simple.** El monitoreo y operación de un sistema conectado a la red debe ser simple. El panel de control debe desplegar los parámetros relevantes de manera que el operador o usuario puedan determinar el estado de operación del sistema con una mirada. Las variables más indispensables en un sistema de monitoreo son: voltaje y corriente del arreglo, corriente a la red, modo de operación y alarmas de falta.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## CAPÍTULO 6

# EVALUACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO INTERCONECTADO A LA RED ELÉCTRICA

### 1. Introducción

Este capítulo presenta los antecedentes y resultados de un ejemplo de un sistema piloto de generación fotovoltaica conectado en paralelo con la red eléctrica de distribución en la Ciudad de Mexicali, B.C. Esta tecnología de generación tiene un gran potencial de aplicación en México en virtud del excelente recurso solar con que cuenta el país, y porque existen un sinnúmero de inmuebles comerciales y residenciales en los que el perfil de demanda eléctrica tiene un buen grado de coincidencia con el perfil de generación fotovoltaica.

Se describe el contexto y razones del proyecto piloto, cuyos factores principales son los patrones de consumo en la región y su impacto tanto en la industria eléctrica como en sus usuarios, la situación tarifaria y las acciones que se han llevado a cabo para contrarrestar el impacto de la gran demanda de energía eléctrica durante el verano.

Enseguida se presentan las características generales de la vivienda en la que se instaló el sistema y se dan en detalle las especificaciones técnicas del sistema fotovoltaico en cuestión y sus componentes.

La tercera parte son los resultados e índices de la evaluación técnica durante un año, tales como datos climatológicos de referencia, balances de energía, eficiencias, efecto de reducción de demanda pico, relación de desempeño y otros índices de desempeño.

Y con esto concluimos acerca de nuestro trabajo de tesis, conociendo más a detalle una aplicación de los sistemas interconectados a la red eléctrica.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## 2. Antecedentes

### 2.1. Situación geográfica de Mexicali

Mexicali es la capital del Estado de Baja California, está situada en la franja fronteriza de este estado y el de California, Estados Unidos. Los Valles de Mexicali y Valle Imperial forman parte del Desierto de Sonora a  $32^{\circ} 39'$  latitud norte y  $115^{\circ} 28' 36''$  longitud oeste. La región está delimitada al norte por el Salton Sea; al este por las montañas Chocolate y las zonas desérticas del Valle de Yuma y el Río Colorado; al oeste por la Sierra Cucapah y San Pedro Mártir; y al sur por la planicie de la Laguna Salada y el Delta del Río Colorado que culmina en el Golfo de California. En la figura 1 se muestra la localización geográfica de Mexicali.



Figura 1. Localización Geográfica del Valle de Mexicali

Esta región con altitud promedio de 4 m sobre el nivel del mar, se encuentra irrigada por las aguas del Río Colorado en ambos lados de la frontera convirtiendo el antiguo desierto en áreas agrícolas importantes. La topografía plana de ambos valles y el suelo relativamente suave con depósitos aluviales y arcillas en su superficie ha facilitado la expansión de la Ciudad de Mexicali.

## 2.2. Clima

El efecto de la banda solar y las altas presiones predominantes dan a la zona veranos cálidos y prolongados; cielos despejados, aire seco y precipitaciones de menos de 3 pulgadas al año. En estas condiciones, en la ciudad se acumula energía calorífica de la radiación del sol creando junto con la aportación de las fuentes endógenas una isla de calor urbana, donde la temperatura del aire a la sombra en verano llega a 42.9 °C mayor de 5 a 8 °C que en áreas rurales vegetadas. Las masas de asfalto y concreto almacenan gran cantidad de calor durante el día y se descargan por horas después de la calda del sol a través de la emisión de radiación en el infrarrojo al espacio. En los edificios, los materiales que emiten al cielo descargan por transmisión parte de su energía al interior. Esto da lugar a una serie de domos de mayor temperatura sensible y menor humedad relativa a lo largo de la ciudad dependiendo de la concentración de materiales. En la tabla 1 se muestran las temperaturas a lo largo del año.

| 1999       | T max | T min | T med | HR max | HR min | HR med |
|------------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|
| <b>ENE</b> | 23.9  | 10.2  | 16.7  | 63.9   | 23.3   | 42.6   |
| <b>FEB</b> | 24.3  | 11.6  | 17.7  | 67.9   | 26.4   | 45.8   |
| <b>MAR</b> | 26.7  | 12.6  | 19.7  | 62.3   | 20.2   | 38.4   |
| <b>ABR</b> | 33.5  | 16.8  | 25.1  | 48.5   | 14.1   | 27.9   |
| <b>MAY</b> | 38.4  | 20.6  | 29.5  | 51.3   | 13.5   | 28.5   |
| <b>JUN</b> | 40.6  | 25.4  | 33.1  | 59.5   | 16.9   | 34.7   |
| <b>JUL</b> | 42.9  | 27.6  | 35.2  | 55.9   | 13.7   | 31.2   |
| <b>AGO</b> | 42.0  | 28.8  | 35.0  | 72.6   | 22.5   | 44.5   |
| <b>SEP</b> | 39.8  | 24.9  | 32.2  | 58.0   | 17.4   | 35.0   |
| <b>OCT</b> | 30.7  | 18.3  | 24.3  | 71.3   | 27.8   | 47.7   |
| <b>NOV</b> | 23.3  | 9.2   | 16.0  | 60.1   | 21.4   | 39.0   |
| <b>DIC</b> | 23.6  | 8.6   | 15.5  | 63.4   | 21.7   | 42.5   |

Tabla 1. Datos de temperatura y humedad relativa medidos en Estación Meteorológica Urbana de la Universidad Autónoma de Baja California

## 2.3 Tipo constructivo de viviendas urbanas en Mexicali

La tendencia actual esta en la construcción de viviendas pequeñas en lotes de 120 m con 40 a 50 m de construcción de pobre calidad en términos de las propiedades térmicas de sus materiales y de mayor costo energético en su operación, donde priva la especulación del suelo y la reducción del costo de inversión a costa de mayores costos de operación, patrones de crecimiento inapropiados, pobre habitabilidad y calidad espacial en conjuntos monótonos con poca privacidad. En estas condiciones son importantes los esfuerzos de los residentes por mejorar la calidad de su barrio y casa con diferentes soluciones en el manejo de elementos de sombreado y materiales adicionales para reducir el efecto de la radiación solar y mejorar la imagen urbana.

## 2.4 Características de la demanda eléctrica en Mexicali

La demanda y el consumo de energía eléctrica en inmuebles residenciales, comerciales e industriales en el valle de Mexicali son mucho más altos que en la mayor parte de la República Mexicana, particularmente durante los meses de verano, como consecuencia de las condiciones climáticas de la región. El sistema eléctrico de Mexicali experimenta dos picos diarios en el verano, uno en la tarde que es más grande en magnitud y duración y otro durante la noche (ver figura 6). El pico vespertino se debe a las cargas de aire acondicionado y refrigeración, en tanto que el pico nocturno se debe a las cargas de iluminación en la ciudad.

### 2.4.1 Tarifas eléctricas

En el sector doméstico se aplica la Tarifa 1 de CFE fuera de verano y la Tarifa 1E durante el verano (del 1º de mayo al último domingo de octubre) debido a que la temperatura ambiente promedio supera los 32 °C. Las tarifas 1 a 1E tienen un importante subsidio, sin embargo, los consumos de energía en verano son tan altos en Mexicali que el pago de energía eléctrica tiene un fuerte impacto en la economía de las familias de la región. Una familia de clase media puede consumir alrededor de 1500 kWh por mes durante los meses de verano; con las tarifas del año 2000, ello representó una facturación mensual de unos \$700.

Los usuarios con consumos superiores o iguales a 100 kW tienen tarifas horarias, donde se cobra la energía y la demanda de acuerdo con el periodo horario de consumo. El horario punta en Baja California es de las 12:00 a las 18:00 hrs. Esta situación da alguna ventaja competitiva a los sistemas fotovoltaicos para el caso de tarifas H-M en adelante. Sin embargo, los costos de la energía aún tienen que llegar a niveles más reales para que pueda lograrse la competitividad económica de la generación fotovoltaica ligada a la red. La tarifa eléctrica que más se acerca al precio real de generación es la tarifa 2, que es para consumidores comerciales de menos de 25 kW, sin embargo ésta no tiene variaciones horarias.

### 2.4.2 Acciones para mitigar el impacto

En 1990 la CFE y BANOBRAS constituyeron el Fondo Revolviente de Financiamiento para el Programa de Aislamiento Térmico de Viviendas en el Valle de Mexicali (FIPATERM), el cual está dirigido exclusivamente al sector doméstico. Inicialmente el FIPATERM estableció los programas de aislamiento térmico de techos y de control de aires acondicionados para reducir la demanda pico. Posteriormente, en 1995 se adicionaron los programas de sustitución de equipos de aire acondicionado y motores por equipos de alta eficiencia, polarizado de cristales, sellado de puertas y ventanas, y lámparas ahorradoras.



### 2.4.3 Sistema piloto en el IIE

En este proyecto, se instaló y se evaluó la planta solar en cuestión dentro de las instalaciones del IIE, los resultados en detalle de esta evaluación se presentan en la tabla 2.

| <b>Índice de operación</b>            | <b>Valor</b>                |
|---------------------------------------|-----------------------------|
| <i>Irradiación diaria promedio</i>    | 6.0 kWh/m <sup>2</sup> -día |
| <i>Temperatura ambiente promedio</i>  | 23.3 °C                     |
| <i>Energía producida promedio</i>     | 3.86 kWh/kWp-día            |
| <i>Eficiencia global de la planta</i> | 7.9%                        |
| <i>Disponibilidad de la planta</i>    | 97.9%                       |
| <i>Relación de desempeño</i>          | 64.5%                       |

Tabla 2. Principales Índices de Operación del Sistema Piloto en el IIE

La confiabilidad de la planta fue del 100%, la razón por la cuál se tiene una disponibilidad del 97.8% es que por razones de seguridad, la planta fotovoltaica no opera durante periodos en los que falla la red eléctrica; y por otra parte se tuvieron paros forzados para realizar revisiones, pruebas y modificaciones al sistema.

## 2.5. Sistema piloto en Mexicali: El Sitio

### 2.5.1. Patrón de consumo eléctrico en la vivienda

Es importante considerar que la demanda y consumo de energía en la ciudad pudiera ser menor si el diseño o rediseño de edificios considera la isla de calor y el uso de la energía solar disponible por medio de sistemas fotovoltaicos y de calentamiento entre otros. En las condiciones actuales, la demanda eléctrica de una casa "mínima" incluye un equipo central de aire acondicionado de 4 o 5 toneladas además de las cargas convencionales del equipo doméstico. Esto implica que el recibo mensual de electricidad aumente de \$150 pesos en noviembre a \$1,300 en agosto, representando durante el periodo cálido un porcentaje importante del ingreso familiar. Como consecuencia, la población se ve forzada a reducir su aspiración de confort, cambiando la unidad central de aire acondicionado por una más pequeña de 1 a 2 toneladas de tipo ventana en una de las habitaciones donde se concentra la familia, en combinación con cortinas y un ventilador para distribuir el aire a la habitación siguiente; además del aislamiento en techos con placas de poliestireno cubiertas con cartón arenado, con el financiamiento de FIPATERM como es el caso en la vivienda del fraccionamiento Las Palmas donde se desarrolló este proyecto piloto. Lo que en conjunto hace posible reducir el recibo eléctrico a unos \$700 por mes promedio en verano.

### 2.5.2. El Aprovechamiento de energía

Baja California está geográficamente aislada del resto del país, el aprovisionamiento energético incluyendo combustóleo, gas natural, gasolinas y diesel se transporta en tankers desde Salina Cruz y se distribuye por oleoducto y carretera a los centros de consumo. Al no estar conectado al sistema eléctrico nacional la energía eléctrica debe generarse localmente con el empleo de recursos de otras regiones con la excepción de la energía geotérmica. Mientras que por otro lado, el sistema eléctrico Tijuana-Mexicali está conectado al sistema de California vía sus interconexiones con la San Diego Gas and Electric Co en Tijuana y Mexicali. En Mexicali con menor población que en Tijuana, el consumo en el sector residencial es más del doble que en esa ciudad y de los mayores en el país.

| <b>Capacidad instalada por tipo a<br/>Dic de 2001 (MW)</b> |                  |
|--|------------------|
| <i>Geotérmica</i>  | 667              |
| <i>Termoeléctrica</i>                                      | 595              |
| <i>Turbogas</i>  | 150              |
| <i>Turbina de Gas</i>                                      | 202              |
| <i>Ciclo Combinado</i>                                     | 540              |
| <b>Total</b>   | <b>2,154</b>     |
| <b>Consumo de energía por tipo<br/>Año 2000 (MWh)</b>      |                  |
| <i>Geotermia</i>   | 5,104,687        |
| <i>Combustóleo</i>   | 2,138,490        |
| <i>Gas Natural</i>   | 832,828          |
| <i>Diesel</i>  | 173,815          |
| <i>Importaciones</i>                                       | 929,407          |
| <b>Total</b>   | <b>9,179,227</b> |

Tabla 3. Capacidad instalada y consumo de energía en el Sistema Eléctrico de Baja California

## 2.6. Sistema piloto en Mexicali: El Sistema

### 2.6.1. Características del sistema fotovoltaico

El montaje del arreglo fotovoltaico se llevó a cabo en una estructura de acero de 2"x 4" que se instaló sobre la cochera con el propósito de darle un valor adicional al sistema al proporcionar sombra al patio y reducir carga térmica en la vivienda. Inicialmente se intentó la instalación en el techo de la vivienda, pero éste se encuentra aislado con poliestireno y cartón arenado.

Este tipo de aislamiento es un tanto frágil y susceptible de permitir la entrada de humedad a causa de grietas o cuarteaduras, de manera que se optó por desechar esta alternativa para el proyecto. Cabe aclarar que la instalación de la estructura de soporte del arreglo es posible en este tipo de techos, sin embargo se deben hacer consideraciones especiales para el diseño de la estructura y su anclaje para evitar daños al aislamiento.

El lugar más adecuado para la conexión a la red es el centro de carga general del inmueble; Sin embargo, en la vivienda de Las Palmas se llevó a cabo en el centro de carga de los equipos de aire acondicionado debido a que no había circuitos disponibles en el centro de carga general (ver figura 2).

Para realizar el monitoreo del sistema se instaló un sistema de adquisición de datos comercial e instrumentación de precisión para medir las variables eléctricas y climatológicas. Para efectos de facturación la medición de energía se realizó con un medidor electrónico bidireccional.

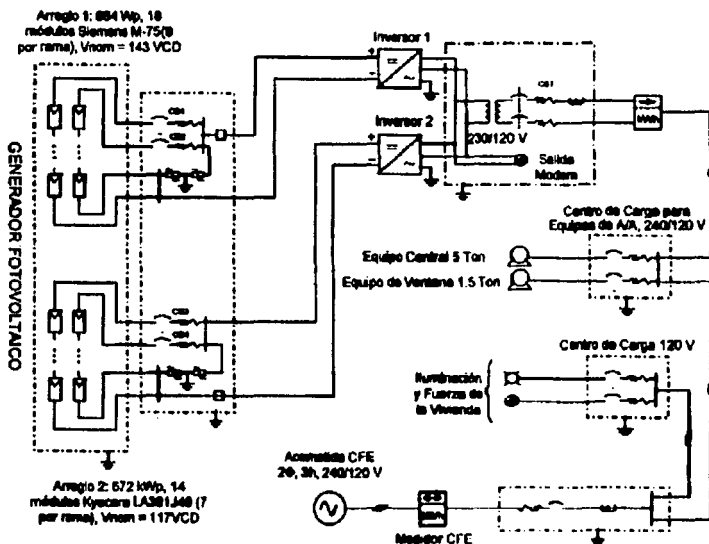


Figura 2. Diagrama eléctrico de la planta FV en Las Palmas, Mexicali B.C.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



Figura 3. Fachada de la vivienda de Las Palmas con arreglo fotovoltaico

La planta fotovoltaica de la colonia Las Palmas se instaló en junio de 1999 y fue desmontada en mayo de 2001. Fue monitoreada durante un año, en el periodo junio 1999 a mayo 2000. Los resultados de la evaluación se resumen en la tabla 4 y en las figuras 4 a 6.

#### Datos del generador fotovoltaico

|                        |                                   |
|------------------------|-----------------------------------|
| Potencia nominal [kWp] | 1.5                               |
| Área del generador     | 12.7                              |
| Tipo de módulos        | Si cristalino / Si policristalino |
| Ángulo de inclinación  | 12°                               |
| Azimut (+Este, -Oeste) | 0°                                |

#### Datos de los inversores

|                        |              |
|------------------------|--------------|
| Marca / Modelo         | SMA / SWR700 |
| Capacidad nominal [W]  | 700          |
| Voltaje de entrada [V] | 125 - 250    |

#### Datos climatológicos

|  |         |
|--|---------|
| Irradiación en plano del arreglo [kWh/m <sup>2</sup> ] | 2153.7  |
| Irradiación diaria promedio [kWh/m <sup>2</sup> -día]  | 5.9     |
| Irradiación total (Plano del arreglo) [kWh]            | 27351.7 |
| Temperatura Ambiente Promedio [°C]                     | 27.0    |
| Temperatura de Módulos Promedio [°C]                   | 28.3    |

**Balances de energía**

|   |        |
|---|--------|
| Energía producida por el arreglo FV [kWh] | 2424.4 |
| Energía entregada por el sistema [kWh]    | 1995.7 |
| Energía suministrada a CFE [kWh]          | 494.5  |
| Energía suministrada por CFE [kWh]        | 7257.0 |
| Consumo en el inmueble [kWh]              | 8758.2 |

**Potencia máxima registrada**

|                                 |          |
|---------------------------------|----------|
| Potencia máxima de salida [W]   | 1037     |
| Día                             | 20 abril |
| Hora                            | 12:00    |
| Irradiancia [W/m <sup>2</sup> ] | 1045     |
| Temperatura ambiente [°C]       | 26.0     |
| Temperatura de módulos [°C]     | 51.2     |

**Producción normalizada / pérdidas**

|   |        |
|---|--------|
| Prod. De Referencia (Yr) [kWh/m <sup>2</sup> ]  | 2153.7 |
| Prod. Generador FV (YA) [kWh/kWp]               | 1616.2 |
| Producción Final Planta (Yi) [kWh/kWp]          | 1330.5 |
| Pérdidas por Paro Forzado [kWh/m <sup>2</sup> ] | 10.7   |
| Pérdidas de Captación (Lc) [kWh/kWp]            | 526.8  |
| Pérdidas Acond. De Pot. (Ls) [kWh/kWp]          | 285.8  |

**Eficiencias promedio**

|  |      |
|--|------|
| Eficiencia generador FV (%)                | 8.9  |
| Eficiencia Sist. De Acond. De Potencia (%) | 82.3 |
| Eficiencia Planta (%)                      | 7.3  |

**Otros índices de desempeño**

|                                 |         |
|---------------------------------|---------|
| Tiempo de paro (h)              | 38.8    |
| Disponibilidad de la planta (%) | 99.1    |
| Relación de desempeño (%)       | 61.8    |
| Factor de planta (%)            | 15.2    |
| Junio 1999 – mayo 2000          | Periodo |

Tabla 4. Resumen de los resultados de monitoreo datos del generador fotovoltaico

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

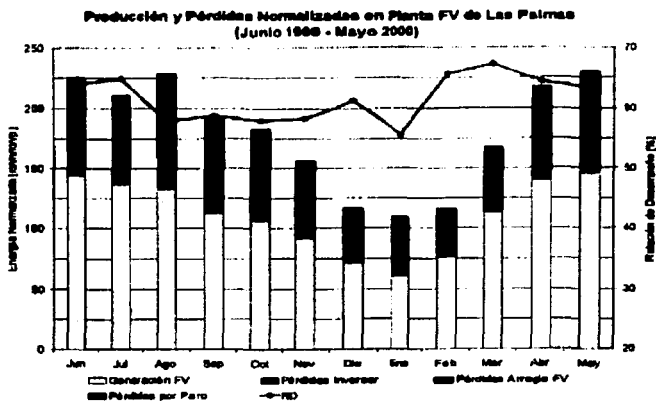


Figura 4. Producción y pérdidas normalizadas de la planta. Balances de energía

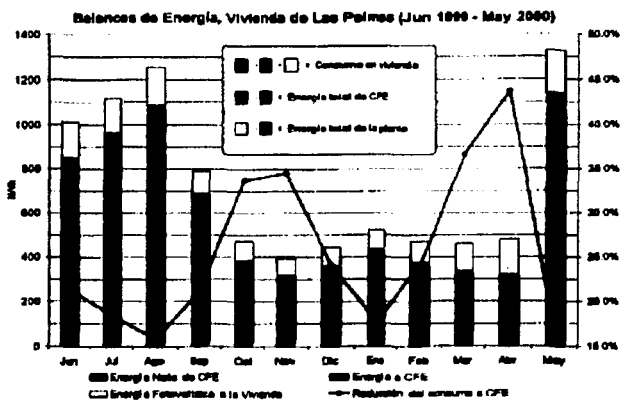


Figura 5. Balances de energía en la vivienda

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

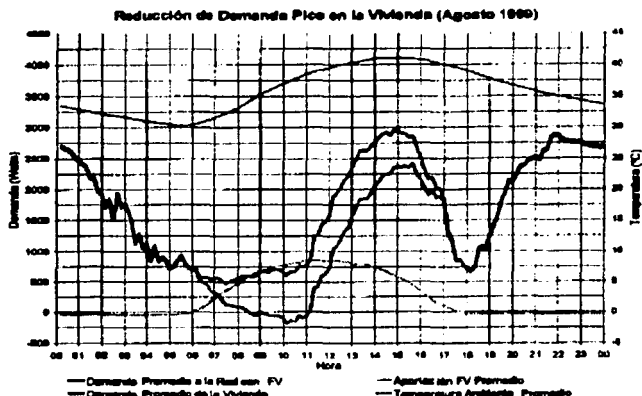


Figura 6. Efecto de reducción de la demanda pico

## 2.7 Resultados

Debido a los subsidios en las tarifas eléctricas 1 y IE que se aplican en Mexicali, el sector doméstico no es el más atractivo para la implantación de sistemas de generación fotovoltaica ligada a la red. El precio promedio de dichas tarifas en el estado de Baja California durante el 2000 fue de \$689.1/MWh y \$544.5/MWh respectivamente. Con estos precios de la energía eléctrica la inversión de un sistema fotovoltaico no es rentable. Las tarifas más atractivas son la 2 y 3, el precio promedio de estas tarifas durante el 2000 fue \$1,202.6/MWh, \$1,172.6/MWh respectivamente, los cuales oscilan alrededor de los costos reales de generación, transmisión y distribución. Si los costos de las tarifas 2 y 3 se mantienen en niveles reales y se establece un esquema de medición neta, los usuarios de dichas tarifas que son pequeños comercios podrían encontrar una alternativa rentable en la instalación de plantas fotovoltaicas ligadas a la red en un esquema de autoconsumo.

En primera instancia, a los efectos adversos del incremento de demanda eléctrica en la época de verano en Mexicali deben mitigarse con soluciones arquitectónicas adecuadas al clima de la región y el uso de equipos eficientes de aire acondicionado y refrigeración, en conjunto con medidas de ahorro de energía y desplazamiento de cargas a fuera del horario punta.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

La generación fotovoltaica ligada a la red es una alternativa adicional que puede contribuir con importantes beneficios al usuario en forma de reducción de su facturación y para CFE en la reducción del pico de demanda vespertino, reducción de pérdidas por transmisión y distribución, aplazamiento de inversiones para incremento de capacidad de la red de distribución; y en un escenario de gran escala, puede sustituir inversiones en capacidad de generación y transmisión.

En general resulta muy viable para los pobladores en virtud de la gran cantidad de irradiación disponible durante el verano.

Los precios actuales de la electricidad hacen difícil alentar la inversión privada en energía fotovoltaica. Sin embargo, con algunos incentivos como precios preferentes en la compra de energía producida a partir de fuentes renovables por parte de la empresa eléctrica, en conjunto con esquemas de financiamiento apropiados, se podría detonar un mercado potencial muy amplio en el noroeste de México, donde los costos de implantación serían absorbidos por todos los usuarios del sistema eléctrico con incrementos marginales en las tarifas eléctricas; en un esquema similar al del programa alemán de 100,000 techos fotovoltaicos. Una barrera a vencer es que esta solución, requiere de modificaciones a la ley del suministro eléctrico en México.

Otra consideración importante en el proceso de implantación de generación fotovoltaica dispersa son los posibles valores agregados del sistema. Desde el punto de vista de CFE, es claro que puede aportar beneficios adicionales, particularmente al sistema de distribución, pero desde el punto de vista del usuario, los sistemas fotovoltaicos pueden aportar elementos arquitectónicos de sombreado y sustitución de otros materiales de construcción como domos, cristales, tragaluces, etc. Estos valores agregados incrementan el costo marginal del sistema, es decir el costo al que la inversión empieza a ser rentable.

La planta produjo en promedio 3.64 kWh/kWp-día, 6% menos que la producción en Cuernavaca, esto se debe a que la irradiación anual en Mexicali fue 2% menor para ese año, la temperatura ambiente en Mexicali fue en promedio 16% mayor, y un factor adicional es que su enclavamiento en una zona desértica tiene como consecuencia que el arreglo fotovoltaico se cubre rápidamente con arena fina del desierto, por lo que tiene que ser limpiado con más frecuencia para reducir las pérdidas de captación.

En el renglón de la confiabilidad, las altas temperaturas de Mexicali no produjeron fallas en módulos, inversores y cableado en general. Durante dos años continuos de operación la planta tuvo una confiabilidad del 100%, con una disponibilidad del 99.1 debida principalmente a algunas labores de reprogramación del sistema de adquisición de datos y verificación de los componentes del sistema.



En lo referente a la reducción de la demanda pico, se vio que existe una buena coincidencia entre el perfil de producción fotovoltaica y el pico de demanda vespertino durante el verano. La reducción de demanda pico promedio durante los meses de verano fue de 600 Watts, debido a esta coincidencia, la cual también es evidente en el hecho que el 75% de la energía producida por la planta fotovoltaica fue consumida en la vivienda.

### 3. Conclusiones

México ofrece condiciones favorables para la incorporación de las energías renovables en su esquema de oferta energética ya que los recursos energéticos renovables en el país son abundantes y variados, además las tecnologías para la explotación de esos recursos han alcanzado, en el plano internacional, un grado de desarrollo tal que ya muestran una penetración significativa en nichos de mercado.

Por ello, en lo que respecta a esquemas de incentivos y financiamiento, éstos se están desarrollando de tal manera que permitan a los desarrolladores de proyectos salvar la etapa de inversión inicial y poder operar en condiciones competitivas; uno de ellos es el contrato de interconexión, por parte de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), para las energías renovables, con el objeto de dar certidumbre a las inversiones en energías renovables, reducir los costos de transacción y asegurar la recepción de inversiones. Además de ésta acción, se ha impulsado una política que reconozca las dificultades iniciales que enfrentan estas tecnologías, así como sus virtudes al operar.

La energía solar, a pesar de contar con abundancia de este recurso, no se ha aprovechado ya que sólo se cuentan con 11 MW instalados entre instalaciones de calentamiento de agua, electrificación rural y aplicaciones en telecomunicaciones.

Por otro lado, es importante señalar que en la mayor parte de la superficie de México se cuenta con una insolación de  $5\text{kWh/m}^2\text{-día}$ , una de las mejores del mundo, y que es abundante en el noroeste del territorio. Se estima que para el año 2009, en nuestro país se podría duplicar la generación eléctrica a partir de la energía solar directa, cuya capacidad instalada actual es del orden de 13 MW, significando un poco más de 7 GWh de generación eléctrica.

La conversión directa de la luz solar en energía eléctrica mediante celdas fotovoltaicas (FV) se ha desarrollado durante los últimos años como una alternativa para el suministro eléctrico. Su utilidad se está demostrando en varios campos de aplicación, principalmente en sitios remotos a donde es difícil y costoso extender la red eléctrica. Conforme los costos de esta tecnología disminuyen, se abren nuevas alternativas de aplicación.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Una de ellas es la interconexión con la red de pequeños sistemas fotovoltaicos instalados en los techos de edificios comerciales y habitacionales con el propósito de generar al menos parte de la energía que consumen.

La generación fotovoltaica ligada a la red se ha venido convirtiendo gradualmente en una alternativa viable para la generación eléctrica en gran escala, gracias a la maduración en las tecnologías de dispositivos fotovoltaicos y convertidores estáticos de potencia y a la reducción en sus costos. Las primeras aplicaciones económicamente competitivas de esta tecnología, desde el punto de vista de los costos directos de inversión y generación (sin involucrar costos ambientales) son aquellas que proveen beneficios adicionales o "valores agregados" tanto al usuario como a la empresa eléctrica.

Los posibles beneficios adicionales de la generación fotovoltaica ligada a la red se pueden clasificar en tres grupos: beneficios relacionados con la producción de energía eléctrica, beneficios en la integración arquitectónica y beneficios ambientales. Dentro de los beneficios derivados de la generación eléctrica, existe un gran potencial en la reducción de demanda pico y consumo eléctrico en horas pico, en inmuebles comerciales, industriales, habitacionales y edificios públicos en general; ya que en muchos casos el perfil de generación fotovoltaica tiene un buen grado de coincidencia con el perfil demanda eléctrica en el inmueble.

Actualmente, se tienen instalados entre 10 y 15 MW en sistemas fotovoltaicos dispersos, aplicados en la iluminación doméstica, telefonía rural, bombeo de agua y telecomunicaciones. La capacidad instalada de estos sistemas se incrementó a 7.1 MW en 1993 a 13 MW en 2000, representando una tasa de crecimiento promedio anual de 9.3%.

Se estima que para el año 2010 se cuente con 24 MW instalados y 13 GWh de generación, con base en un crecimiento anual de 6% en la instalación de los sistemas.

Los costos para sistemas fotovoltaicos se encuentran en un orden de 3,500 a 7,000 dólares por KW instalado y de 25 a 1560 centavos de dólar por KWh generado. Desafortunadamente esta tecnología no se ha desarrollado por completo en México. Si bien los módulos fotovoltaicos son relativamente simples, su fabricación requiere de tecnología sofisticada que solamente está disponible en algunos países como Estados Unidos, Alemania, Japón y España entre otros.

La interconexión con la red de generadores dispersos presenta algunas ventajas para la compañía eléctrica, incluyendo la nivelación de carga al reducir la demanda pico, el soporte de voltaje y la disminución de pérdidas por transmisión y distribución.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Sin embargo, plantea también algunas cuestiones de carácter técnico y normativo por resolver como la calidad de la energía suministrada a la red, reglamentos de protección y seguridad, el desarrollo de lineamientos de interconexión, aspectos tarifarios y procedimientos de autorización y contratación con la compañía eléctrica, entre otros.

Estos sistemas no forman parte del esquema convencional de generación centralizada. Son generadores dispersos de pequeña capacidad (1-10 kW) instalados en inmuebles residenciales, comerciales o institucionales. La Interconexión puede ser monofásica o trifásica y se realiza con el sistema de distribución normalmente en el punto de la acometida eléctrica.

La competitividad económica de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red depende de dos factores fundamentales que son: el costo de la energía convencional y los beneficios a la red de distribución que se derivan de la generación distribuida. Los beneficios potenciales a la red de distribución derivados de la generación distribuida son:

- Suavización de picos de demanda cuando existe cierto grado de coincidencia entre el perfil de generación FV y el perfil de consumo del inmueble o alimentador.
- Alivio térmico a equipos de distribución, lo que implica también la posibilidad de postergar inversiones de capital para incrementar su capacidad o reemplazo.
- Disminución de pérdidas por transmisión y distribución.
- Soporte de voltaje en alimentadores de distribución.

APÉNDICE 1  
RADIACIÓN SOLAR**Espectro Luminoso**

La luz, sea ésta de origen solar, o generada por un foco incandescente o fluorescente, está formada por un conjunto de radiaciones electromagnéticas de muy alta frecuencia, que están agrupadas dentro de un cierto rango, llamado *espectro luminoso*. Las ondas de baja frecuencia del espectro solar (Infrarrojo) proporcionan calor, las de alta frecuencia (ultravioleta) hacen posible el proceso de fotosíntesis o el bronceado de la piel. Entre esos dos extremos están las frecuencias que forman la parte visible de la luz solar. La intensidad de la radiación luminosa varía con la frecuencia. La Figura 1 muestra, en forma no detallada, la composición del espectro luminoso.

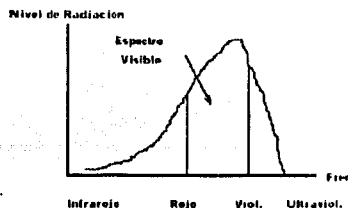


Figura 1. Espectro Luminoso de la Luz Solar

El "color" de la luz solar depende de la composición del espectro de frecuencias. Los fabricantes de focos luminosos, concientes de este fenómeno, tratan de dar a éstos un espectro de radiación luminosa similar al de la luz solar que llega a la Tierra cuando el sol alcanza la posición del cenit (luz blanca). La intensidad y frecuencias del espectro luminoso generado por el sol sufren alteraciones cuando la luz atraviesa la atmósfera. Ello se debe a la absorción, reflexión y dispersión que toma lugar dentro de ésta. Los gases presentes en la capa atmosférica actúan como filtros para ciertas frecuencias, las que ven disminuidas su intensidad o son absorbidas totalmente. El proceso fotovoltaico *responde a un limitado rango de frecuencias* dentro del espectro visible, de manera que es importante definir el espectro de radiación de la fuente luminosa que se utiliza para evaluar la celda fotovoltaica. Esto se hace especificando un parámetro denominado Masa de Aire.

### Masa de Aire

La posición relativa del sol respecto a la horizontal del lugar determina el valor de la masa de aire. Cuando los rayos solares caen formando un ángulo de  $90^\circ$  respecto a la horizontal, se dice que el sol ha alcanzado su cenit.

Para esta posición la radiación directa del sol atraviesa una distancia mínima a través de la atmósfera. Cuando el sol está más cercano al horizonte, esta distancia se incrementa, es decir, la "masa de aire" es mayor. La figura 2 ilustra esta situación.

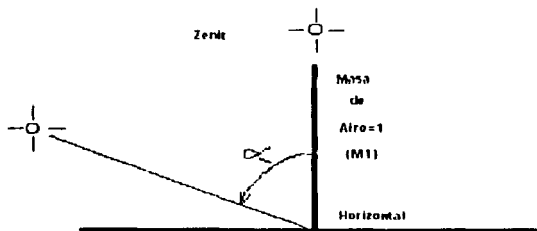


Figura 2. Masa de Aire

A la posición del cenit se le asigna una masa de aire igual a 1 (M1). Cualquier otra distancia tendrá una masa de aire que puede calcularse usando la expresión:

$$\text{Masa de Aire} = 1 / \cos \theta$$

donde  $\alpha$  es el ángulo formado entre la posición de cenit y la posición del sol en ese momento, y  $\cos \alpha$  es el valor del coseno de ese ángulo, el que varía entre 1 y 0 cuando el ángulo varía entre 0 y 90°. Para valores de  $\alpha$  mayores que cero, el valor del  $\cos \alpha$  es siempre menor que la unidad, de manera que el valor de la masa de aire se incrementa. Valores para la masa de aire mayores que la unidad indican que la radiación directa debe atravesar una distancia mayor dentro de la atmósfera. El ángulo de inclinación respecto a la posición del cenit (vertical) puede ser calculado de la expresión anterior. Se deduce así que una masa de aire de valor 1,5 corresponde a un ángulo  $\alpha$  de unos 48°. Algunos autores asignan, arbitrariamente, el valor  $M=0$  para el espectro luminoso fuera de la atmósfera. Este valor carece de sentido matemático.

### Variación del espectro luminoso

Al incrementarse la distancia, la absorción, reflexión y dispersión de la luz solar también se incrementan, cambiando el rango de frecuencias que integran el espectro luminoso, así como la intensidad del mismo. Esto explica las variaciones de intensidad y color de la luz solar durante la salida y puesta del sol. La fuente luminosa usada para medir la potencia de salida de un panel FV tiene un espectro luminoso correspondiente a una masa de 1.5 (M1.5), el que ha sido adoptado como estándar. La intensidad es muy cercana a  $1\text{KW}/\text{m}^2$ .

### Insolación

La cantidad total de radiación solar (directa y reflejada) que se recibe en un punto determinado del planeta, sobre una superficie de  $1\text{ m}^2$ , para un determinado ángulo de inclinación entre la superficie colectora y la horizontal del lugar, recibe el nombre de insolación. El término deriva de la palabra inglesa *insolation*, la que, a su vez, representa un acrónimo derivado de otras tres palabras del mismo idioma: *incident solar radiation* (radiación solar incidente).

El valor de la insolación en una dada locación debe reflejar el *valor promedio* de la misma. Para obtenerlo, se necesita tener en cuenta las variaciones cíclicas estacionales, conduciendo mediciones de la radiación solar diaria durante 10 ó más años. En los Estados Unidos de Norteamérica, esta tarea es llevada a cabo por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) con sede en Golden, Colorado, desde 1961. Las mediciones de insolación diaria se toman usando colectores fijos, con distintos ángulos de inclinación con respecto a la horizontal, así como colectores móviles (los que siguen la trayectoria del sol automáticamente). El Centro de Estudios para la Energía Solar (Censolar) publica datos para la insolación media, en un plano horizontal, para una multitud de países en el mundo.

### Unidades de medida

Se usan diferentes unidades para expresar el valor de la insolación de un lugar. La más conveniente para nuestra aplicación es el Kilowat.hora por metro cuadrado (KWh/m<sup>2</sup>), o su valor equivalente en milliwat.hora por centímetro cuadrado (mWh/cm<sup>2</sup>). Si la energía del sol se utilizare para calentar agua, resulta más conveniente usar como unidad las calorías por metro cuadrado (Cal/m<sup>2</sup>) o los Btu/f<sup>2</sup> (British thermal units por pié cuadrado). La reducción de una cantidad a la otra puede hacerse recordando que  $1\text{KWh/m}^2 = 860\text{ Cal/m}^2 = 317.02\text{ Btu/f}^2$ .

### Variación de la insolación

Si la superficie colectora mantiene un ángulo de inclinación fijo, el valor de la insolación en una dada locación depende de las condiciones atmosféricas y la posición del sol respecto del horizonte. La presencia de nubes incrementa la absorción, reflexión y dispersión de la radiación solar. Las zonas desérticas, dada la carencia de nubes, tienen los mayores valores de insolación en el planeta. La posición del sol respecto a la horizontal cambia durante el día y con las estaciones. El valor de la insolación al amanecer y al atardecer, así como en el invierno, es menor que el del mediodía o el verano.

### Irradiación

Irradiación es el valor de la potencia luminosa. Los fabricantes de paneles fotovoltaicos (FVs) determinan la máxima potencia eléctrica de salida *usando una fuente con una potencia luminosa de 1 KW/m<sup>2</sup>*. Este valor, conocido con el nombre de SOL, se ha convertido en un estándar para la industria, facilitando la comparación de paneles de distintos orígenes. Recordando que  $1\text{ m}^2 = 10.000\text{ cm}^2$ , y que  $1\text{ KW} = 1.000\text{ W}$ , se tiene que:

$$1\text{ SOL} = 1\text{ KW/m}^2 = 100\text{ milliwatts/cm}^2$$

Las dos cantidades son usadas, indistintamente, en las especificaciones de paneles FVs.

### Día solar promedio

El valor de la irradiación varía al variar la masa de aire, la que cambia constantemente desde el amanecer al anochecer. Para simplificar el cálculo de la energía eléctrica generada diariamente por un panel FV, se acostumbra a definir el *día solar promedio*. Este valor es el número de horas, del total de horas entre el amanecer y el anochecer, durante el cual el sol irradia con una potencia luminosa de 1 SOL.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Recordando que los paneles son evaluados usando una intensidad luminosa de un SOL, **la duración del día solar promedio representa la cantidad de horas, del total de horas de luz diaria, en que el panel es capaz de generar la potencia máxima de salida especificada por el fabricante.**

### Presentación de los datos

El NREL publica, en forma periódica, los valores de insolación promedio, para una dada locación, usando colectores fijos con cinco ángulos de inclinación: horizontal: (0°), latitud del lugar menos 15°, latitud, latitud más 15°, y vertical (90°). Estos datos son complementados con mediciones tomadas usando superficies colectoras móviles, las que son montadas en aparatos que, automáticamente, siguen la trayectoria del sol. La Información mensual proporciona, además, los valores de insolación máxima y mínima registrados para ese período.

Complementando los datos de insolación, se tienen datos meteorológicos de la máxima y mínima temperatura, porcentaje de humedad relativa, y velocidad promedio del viento para la locación. Un dato importante, el de los **días consecutivos promedio sin sol**, no forma parte de la información, a pesar de su importancia en la determinación de la reserva de energía (banco de baterías), como veremos más adelante. El ángulo de inclinación de la superficie colectoras es el que ésta forma con la horizontal, tal como lo ilustra la figura 3.

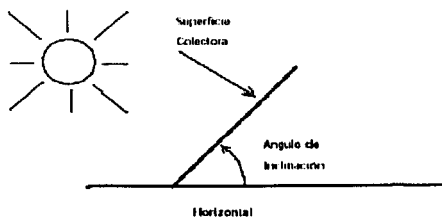


Figura 3. Ángulo de Inclinación

Con las estaciones, la altura del sol respecto a la horizontal cambia al alcanzar el cenit. La diferencia de altura respecto a la horizontal varía con la latitud del lugar. Para las locaciones donde el cambio de altura es apreciable, la variación del ángulo de inclinación permite que los rayos solares incidan casi perpendicularmente sobre la superficie colectoras durante todo el año, lo que incrementa el nivel de energía que puede ser transformada.



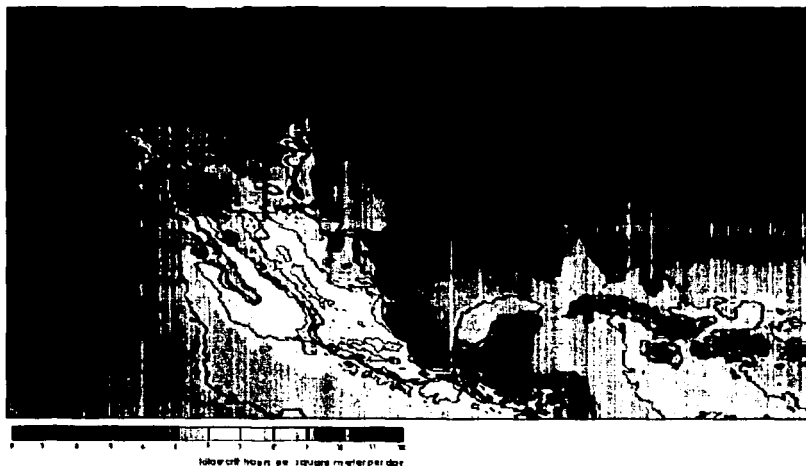
El ángulo deberá incrementarse cuando la altura del sol sobre el cenit es la menor. En estas locaciones, la duración del día solar promedio, para una misma estación, varía en función del ángulo de inclinación.

### Latitud

Una forma universal de presentar los valores de insolación es usar, como referencia, un ángulo de inclinación para la superficie colectora que es igual al de la latitud del lugar. Los valores así obtenidos son complementados con mediciones hechas con ángulos de inclinación que varían  $\pm 15^\circ$  respecto al valor de referencia.

### Irradiación solar en México

Irradiación media nacional diaria anual  $5 \text{ WH/m}^2$



TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

## APÉNDICE 2 ISLANDING

### Introducción

En este apéndice se presenta la situación en la que un alimentador con alta penetración de generación distribuida es aislado de la red sin haber ocurrido falla alguna (ejemplo por mantenimiento); la cuál es potencialmente difícil de detectar. La figura 1 es el diagrama unifilar de un sistema de potencia visto desde el alimentador. En un alimentador con pequeña generación fotovoltaica, la potencia fluye de los generadores distribuidos (GDs) hacia la carga y de la red hacia la carga. Al aumentar el porcentaje de generación distribuida la producción de los GDs puede igualar o inclusive superar la demanda de potencia de la carga; si dichas potencias son iguales, el flujo de potencia proveniente de la red es nulo y la apertura del interruptor (CB) de la subestación no tiene efectos notables sobre el sistema.

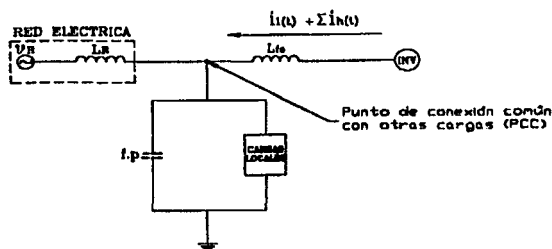


Figura 1. Diagrama unifilar de un Sistema de Potencia con Generadores Distribuidos

### Descripción del Fenómeno

En el momento en el que ocurre la desconexión del alimentador, el voltaje de la red es substituido por el voltaje de la carga, el cual a su vez es generado por la corriente que los generadores distribuidos suministran al alimentador. Si la carga total del alimentador es igual o muy cercana a la potencia entregada por los generadores en watts y vars, el voltaje y la frecuencia en la "isla" se mantendrán estables dentro de los límites de operación normal por un tiempo prolongado. Al mantener voltaje y frecuencia estables en la "isla", las protecciones normales del inversor que monitorean estos parámetros no son capaces de detectar la pérdida de la red. Es por ello que protección adicional contra aislamiento es necesaria.

Si la potencia real demandada por la carga al momento de la desconexión es superior a la potencia real generada, el voltaje de la isla será inferior al voltaje nominal del alimentador, análogamente si la potencia real demandada es inferior a la generada el voltaje será superior al nominal. La pérdida de la red no es detectable por la protección por alto y bajo voltaje si el desbalance entre potencia real generada y demandada al momento de la desconexión está dentro de  $\pm 20\%$ .

Si el factor de potencia con el que operan los inversores es unitario (condición normal de operación en inversores autoconmutados), las cargas inductivas producen un incremento en la frecuencia de la "isla" para compensar la falta de potencia reactiva, análogamente las cargas capacitivas producen un decremento en la frecuencia para disminuir la potencia reactiva que producen y que no tiene demanda. En el caso en el que los inversores interconectados solamente generan potencia real, la pérdida de la red no es detectable por la protección por alta frecuencia si el factor de potencia de la carga es mayor que 0.98 inductivo y tampoco es detectable por la protección por baja frecuencia si el factor de potencia de la carga es mayor que 0.98 capacitivo.

La discusión de los dos párrafos anteriores lleva a definir un área de operación en la que la desconexión de la red no es detectable por las protecciones convencionales del inversor (voltaje y frecuencia) y por lo tanto se produce el fenómeno de aislamiento. La figura 1 ilustra dicha área crítica de operación.

En la figura 2 si el generador produjera potencia reactiva el área de aislamiento se movería hacia arriba en el eje vertical en la misma cantidad de unidades de potencia reactiva por unidad de potencia real y por supuesto las líneas de factor de potencia no corresponderían a  $fp = 0.98$ . De forma similar si el inversor consumiera potencia reactiva el área se movería hacia abajo en el eje vertical.

Dentro del área de aislamiento no es posible la detección de la pérdida de la red por las protecciones de desviación de voltaje y de frecuencia, haciendo evidente la necesidad de proveer al sistema con algún método de detección adicional que sea suficientemente sensible para detectar cambios más sutiles en los parámetros del sistema al momento de la desconexión.

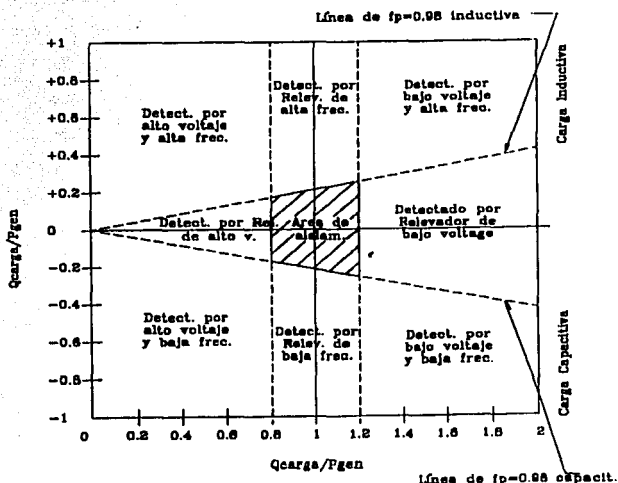


Figura 2. Área de aislamiento de acuerdo con las características de la carga si los generadores producen solo potencia real.

Una consideración importante respecto al área de aislamiento es que los límites de desbalance de potencia real y potencia reactiva dependen del tipo de inversor y de los valores de ajuste de las protecciones de voltaje y frecuencia. Los valores de ajuste dependen de las especificaciones establecidas por la compañía suministradora. Los límites presentados en la figura 1 corresponden a los encontrados por *Ishida*<sup>1</sup> para un inversor de corriente controlada y de acuerdo con la regulación japonesa en lo referente a los límites de operación de los parámetros en la red. Estudios en el Centro Experimental de la *Isla Rokko*<sup>2</sup> han demostrado que la región de aislamiento de los inversores de voltaje controlado es mayor.

<sup>1</sup> Ishida (1994) et al., *Anti-Islanding Protection Using a Twin-Peak Band-Pass Filter in Interconnected PV Systems*, IEEE 1<sup>st</sup> World Conference on PV Energy Conversion (Hawaii), p 1081 - 1084.

<sup>2</sup> Yuku Ozaki (1993), *Utility Interconnection Technology for Residential Photovoltaic Power Generation Systems*.

Por otra parte se debe tomar en cuenta que se trata de una región teórica, en la práctica se pudiera encontrar que no necesariamente es trapezoidal; lo que si se puede afirmar es que en condiciones de operación dentro de esta región las posibilidades de suscitarse el fenómeno de aislamiento son elevadas si no se cuenta con una protección adicional. Una conclusión de lo anterior es que la protección adicional debe de cubrir una región mayor al área teórica.

Es importante mencionar que como en la mayoría de las protecciones eléctricas, cuanto más cerca se encuentra el punto de operación a la región de aislamiento mayor es el tiempo de detección de los relevadores de voltaje y/o frecuencia. En las zonas en las que tanto la variación de frecuencia como la de voltaje son suficientes para disparar los relevadores correspondientes, la protección con menor tiempo de disparo en ese punto de operación realizará la desconexión.

### **Consideraciones Sobre Aislamiento**

El fenómeno de aislamiento no afecta a estaciones fotovoltaicas de gran capacidad, las cuales forman parte del esquema centralizado de generación y por lo tanto su operación es controlada por los sistemas de manejo de carga del sistema de potencia.

La probabilidad de operación en la región de aislamiento si la penetración de generación fotovoltaica es pequeña ( $< 15\%$ ) es prácticamente nula. La razón de ello es que la carga en un alimentador rara vez es inferior al 20% de su capacidad nominal durante el día (cuando los sistemas están generando). Sin embargo, la existencia de cargas rotatorias en el alimentador u otro tipo de cogeneradores (síncronos) puede agravar la posibilidad de aislamiento puesto que éstos tienen la capacidad de balancear de manera instantánea la potencia suministrada con la demandada.

En el caso de circuitos con alta penetración ( $> 30\%$ ), existe la posibilidad de que la potencia real de la carga y de los generadores esté balanceada en el momento de una desconexión. Sin embargo, los generadores distribuidos normalmente son de pequeña a mediana capacidad ( $< 50$  kW). En este rango de potencia la gran mayoría de los inversores utilizados son del tipo autoconmutado (la tendencia es su uso en potencias cada vez mayores). El factor de potencia de los inversores autoconmutados normalmente es unitario, mientras el factor de potencia de la carga normalmente oscila alrededor de 0.86 inductivo. Por esta razón es poco probable que exista el balance de potencia reactiva necesario entre generadores y carga para mantener estable la frecuencia del alimentador después de la desconexión de la red. En el caso de inversores conmutados por línea, las probabilidades de balance entre la potencia reactiva demandada y generada es aún menor ya que tanto la carga como los generadores consumen potencia reactiva.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

Se puede concluir que la probabilidad de que ocurra el fenómeno si las protecciones convencionales del inversor operan correctamente es realmente pequeña. Por otra parte no se debe descartar la posibilidad de fallas en el funcionamiento de las protecciones, lo que refuerza la necesidad de implementar al menos una protección adicional contra aislamiento. Kobayashi y Takigawa<sup>3</sup> basados en un estudio estadístico; recomiendan el uso de un método de prevención adicional al monitoreo de voltaje y frecuencia si la penetración de generación distribuida es menor que 30%, y el uso de 2 métodos de prevención adicionales si la penetración es mayor del 40%. La razón estriba en que la mayoría de ellos tienen 'zonas ciegas' que son pequeñas áreas de operación dentro de las que son susceptibles de fallar.

Es poco probable en un alimentador con alta penetración que todos los inversores conectados fallen en detectar la pérdida de la red. Si uno de ellos detecta la condición, provocará desbalance de potencia al desconectarse, produciendo así que las protecciones de los demás inversores detecten la condición más rápidamente. Por otra parte se debe considerar también la naturaleza dinámica de la carga y del generador, eventos como el arranque de un motor o el paso de una nube pueden también ser suficientes para alterar el balance. A pesar de la reducida probabilidad de ocurrencia de aislamiento, una medida externa, consistente en revisar el voltaje de la línea y aterrizarla en el punto de trabajo antes de trabajar en ella elimina cualquier riesgo al personal.

Existe todavía un cabo suelto con respecto a la condición de aislamiento y tiene que ver con el tiempo de detección. Invariablemente habrá un lapso de tiempo antes de que las protecciones realicen la detección y manden la desconexión. En el caso de maniobras de mantenimiento este tiempo puede ser relativamente largo, puesto que los operadores de mantenimiento no accesarán la línea hasta unos minutos después de accionar el interruptor. Existe sin embargo la posibilidad de una desconexión debida a un accionamiento rápido del interruptor en la subestación por causa de algún transitorio, en estos casos las condiciones de la red se normalizan muy rápido y la señal de cierre del interruptor suele originarse una fracción de segundo después de su apertura. Algunos autores<sup>4</sup> sugieren un tiempo seguro de desconexión de 20 ciclos. Aún cuando se trata de un tiempo realista si el punto de operación se encuentra relativamente lejos del área de aislamiento; los tiempos de detección en condiciones de operación dentro de ella con los métodos desarrollados a la fecha suelen requerir hasta un par de segundos. Desde tal punto de vista es probable que se haga necesario modificar el control del sistema de cierre automático de los interruptores de potencia para evitar que se efectúe la reconexión a un sistema fuera de sincronización, ya que ello podría provocar corrientes de falla en las líneas e inversores, causando daños a inversores, generadores y cargas conectadas.

<sup>3</sup> H. Kobayashi y K. Takigawa (1994); *Statistical Evaluation of Optimum Anti-Islanding Preventing Method for Utility Interactive Small Scale Dispersed PV Systems*; IEEE 1<sup>st</sup> World Conference on PV Energy Conversion (Hawaii), p 1085 - 1088.

<sup>4</sup> Steven J. (1988/1994); *The Interconnection Issues of Utility-Intertied Photovoltaic Systems*; Report SAND87-3146; Sandia National Laboratories.

Will R. (1994); *The Interconnection Issues of Power Systems with the Utility Grid: An Overview for Utility Engineers*; Sandia National Laboratories.

### Métodos de Detección de Aislamiento

Los cambios que ocurren tras la desconexión de un alimentador en el que la carga y la generación distribuida se encuentran balanceadas en potencia real y reactiva son generalmente sutiles. Los métodos de detección de aislamiento deben de ser capaces de detectar los pequeños cambios en los parámetros de la red tras la ocurrencia de tal evento, o de amplificar los disturbios de manera que puedan ser fácilmente detectables por las protecciones convencionales. Adicionalmente la protección debe discernir entre los cambios que ocurren en operación normal y los que ocurren en condición de aislamiento.

Las protecciones contra aislamiento se clasifican en pasivas y activas. Las pasivas simplemente monitorean parámetros de la red y en función de ellos determinan condiciones anormales que acusen aislamiento. Las protecciones activas introducen algún tipo de disturbio que produce operación inestable o se amplifica al momento de la pérdida de la red. Otro criterio de clasificación tiene que ver con el lugar en el que se aplica la protección, de él se derivan las protecciones en el sistema de distribución y protecciones en el inversor.

Para ilustrar la operación de las protecciones, en la figura 3 se presentan las gráficas típicas de tiempos de las protecciones convencionales y de la protección contra aislamiento denominada desviación de frecuencia (descrita abajo). Nótese que en la zona de detección de la protección contra aislamiento es teóricamente infinita (aunque normalmente tiene puntos ciegos que se localizan dentro del área de aislamiento) la detección fuera de la zona de aislamiento la realiza la protección cuyo tiempo de respuesta es menor.

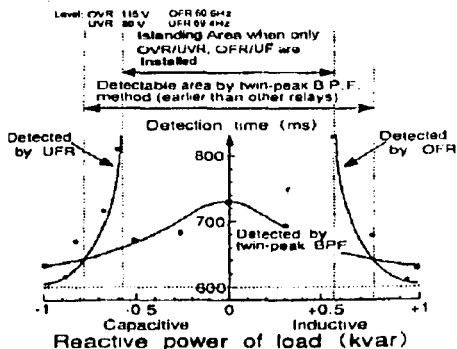


Figura 3. Relación entre  $Q_{\text{ carga}}$  y Tiempo de Detección de Aislamiento del Relévar de Frecuencia y la Protección de Desviación de Frecuencia ( $P_{\text{gen}} = P_{\text{ carga}}, Q_{\text{ gen}} = 0$ )

## Protecciones Pasivas

**Uso de Inversores de Corriente Controlada.** Algunos estudios en la *Isla Rokko* han comprobado que el uso de control en los inversores de este tipo es inestable tras la pérdida de la red, lo que hace que su zona de aislamiento sea más pequeña que la de los inversores de voltaje controlado. Una desventaja de esta medida es que en presencia de cogeneradores síncronos incrementa la estabilidad del control del inversor, por tanto la zona de aislamiento incrementa su tamaño. Por otra parte, los generadores síncronos en alimentadores residenciales no son comunes. Se trata de una medida sistemática para reducir la probabilidad de aislamiento más que de una protección formal.

**Monitoreo de Fase de Voltaje.** Al ocurrir la desconexión de la red, si existe un pequeño desbalance de potencia, se presenta un pequeño cambio instantáneo en el ángulo de fase del voltaje de línea. La protección detecta este cambio, o bien el cambio en el ángulo de fase entre el voltaje y la corriente del inversor. El método es efectivo pero tiene la desventaja de no detección cuando el desbalance es muy pequeño (su zona ciega se encuentra alrededor del origen de el área de aislamiento).

**Monitoreo de Armónicos de Voltaje.** El método confía en el cambio instantáneo que tiene el contenido armónico del voltaje en la isla debido a las cargas, su efectividad depende del tipo de cargas en el alimentador. En *Rokko* ha sido utilizado con efectividad el monitoreo del 3º armónico conjuntamente con el uso de inversores de corriente controlada; la razón es que su magnitud se incrementa considerablemente debido a las características magnéticas de los transformadores de distribución. La efectividad del segundo método armónico no está condicionada al tipo de cargas ni al nivel de generación distribuida.

**Monitoreo de Frecuencia ( $\Delta f$ ).** A diferencia del monitoreo de frecuencia en las protecciones convencionales, esta protección censa continuamente la pendiente de la frecuencia con respecto al tiempo, cuando ocurre un cambio instantáneo en la frecuencia ( $\Delta f \rightarrow \alpha$ ) el control detecta aislamiento. La efectividad del método depende de la existencia de un pequeño desbalance en potencia reactiva que produzca un pequeño cambio escalón en la frecuencia tras la desconexión de la red.

**Señal Directa de la Subestación.** Se trata de una medida tomada en el sistema de distribución. Su principio es sumamente simple y la probabilidad de falla es casi nula. La desventaja fundamental es el costo implicado, particularmente si se trata de un alimentador con alta penetración de sistemas residenciales.



### Protecciones Activas

**Desviación de Frecuencia.** El disturbio instantáneo de frecuencia que ocurre tras la desconexión es amplificado por el control de manera que ésta se vuelve inestable; el control incrementa o disminuye la frecuencia (dependiendo del sentido original del disturbio) buscando un punto de estabilidad, pero el control está diseñado para que los puntos estables se localicen fuera de los límites permisibles. El relevador de frecuencia realiza entonces la detección y desconexión. Si la red está conectada el lazo de control es estable, evitando falsa detección. Es particularmente efectivo excepto en caso de balance perfecto de potencia reactiva, lo cuál es poco probable como se explicó en la sección anterior.

**Variación de Potencia de Salida.** El control del Inversor introduce una pequeña variación de potencia real o reactiva de baja frecuencia (normalmente sinusoidal). Si la red es desconectada se producen variaciones con el mismo periodo ya sea en el voltaje o en la frecuencia de la línea según sea el caso. La detección de este comportamiento acusa aislamiento. El método no depende de las condiciones de balance de potencia ni del tipo de cargas conectadas a la red, sin embargo su efectividad puede disminuir al conectar varios generadores en paralelo debido a que el promedio de las fluctuaciones puede reducir la amplitud del rizo de potencia. Una forma de solucionar esto es sincronizando las fluctuaciones de potencia de los diferentes generadores con el voltaje de la red; evidentemente ello plantea necesidades de estandarización.

**Inserción de Capacitores.** Se trata de una medida en el sistema de distribución, concretamente en la subestación. Consiste en censar voltaje en la línea después de la desconexión; la existencia de voltaje acusa aislamiento, en cuyo caso se insertan capacitores para romper el balance de potencia reactiva. En el momento de la inserción, el voltaje se incrementa y la frecuencia disminuye. La desconexión de los generadores en la isla normalmente ocurre por la detección de frecuencia anormal. La capacidad del banco de capacitores (kVA) debe ser aproximadamente 20% de la potencia generada por los generadores para lograr la desconexión en menos de 2 segundos. Entre mayor es la capacidad del banco de capacitores, menor es el tiempo de desconexión. Se trata de un método muy efectivo y potencialmente económico ya que muchas subestaciones tienen bancos de capacitores para corrección de factor de potencia disponibles. El tiempo de respuesta disminuye al incrementar la proporción de cargas rotatorias.

**Inserción de Reactores.** Existe la posibilidad de insertar reactores en lugar de capacitores dentro de las medidas en el sistema de distribución. En este caso el voltaje disminuye y la frecuencia aumenta en el momento de la inserción. La desconexión de los generadores en la isla ocurre normalmente por la detección de frecuencia anormal. Los tiempos de respuesta y las capacidades requeridas son similares a los del método que emplea capacitores. Se considera como una buena protección de respaldo. La desventaja evidente con respecto al método anterior es la necesidad de proveer reactores en la subestación, pudiendo implicar mayores costos.

**Inserción de Resistores.** Una posibilidad más para la detección y desconexión en caso de aislamiento es insertar resistores en la subestación tras la detección del fenómeno. El propósito evidentemente es romper el balance de potencia real para que las protecciones de voltaje o frecuencia en los inversores detecten aislamiento.

**Variación de Impedancia.** Este método consiste en insertar un resistor con capacidad del 20% de la potencia nominal del generador de manera intermitente por un lapso corto de tiempo (1 ms). Es posible detectar la alguna diferencia de voltaje tras la pérdida de la red, debida al cambio en la impedancia del sistema; o bien se puede censar la corriente proveniente de la red cuando la resistencia está conectada. El método es susceptible de fallar si la carga es grande o cuando hay varios generadores conectados. En el caso de más de 3 generadores conectados requiere de la sincronización de las señales a los switches de conexión del resistor de todos los generadores; es incompatible con otros métodos de detección en el alimentador. Las pérdidas en el resistor son despreciables (0.05%).

### Resumen y Conclusiones sobre Aislamiento

| MÉTODO                   | IMPLEMENT               | DESCRIPCIÓN  | OBSERVACIONES   |
|--------------------------|-------------------------|--|---|
| <b>PASIVOS</b>           |                         |  |   |
| Control de Corriente     | Inversor                | Medida sistemática el lazo de control es inestable tras la pérdida de red  | Poco efectivo si hay generadores sincrónicos en el alimentador  |
| Monitoreo de Fase        | Inversor                | Detectar cambio instantáneo en ángulo de fase de voltaje o en ángulo entre voltaje y corriente del inversor                        | No opera si el desbalance de potencias es pequeño   |
| Monitoreo de Armónicos   | Inversor                | Monitorear armónicas de voltaje debidos a la carga<br>Monitorear 3º armónica de voltaje y usar inversores tipo fuente de corriente | La sensibilidad depende del tipo de carga<br>No depende de la carga pero la corriente debe ser sinusoidal; muy efectivos en combinación |
| Monitoreo de Frecuencia  | Inversor                | Detectar cambio instantáneo en la frecuencia de la línea   | Debe existir un pequeño desbalance en la potencia reactiva  |
| Señal de Sub Estación    | Sistema de Distribución | Señal directa de la sub estación a los generadores   | Muy efectivo pero muy costoso, particularmente si hay muchos generadores en paralelo.   |
| <b>ACTIVOS</b>           |                         |  |   |
| Desviación de Frecuencia | Inversor                | Divergencia de frecuencia tras la pérdida de red por inestabilidad del lazo de control   | Uno de los métodos más confiables pero tiene zona ciega   |
| Variación de Potencia    | Inversor                | Variar potencia real o reactiva y detectar variaciones de voltaje y/o frecuencia con el mismo periodo                              | La efectividad disminuye al aumentar la cantidad de generadores a menos que la variación se sincronice                                  |
| Inserción de Potencia    | Sistema de Distribución | Inserción de capacitares, reactores o resistores para romper el balance de potencia  | Es muy efectivo, tiempo de respuesta largo. Excelente protección de respaldo  |
| Variación de Impedancia  | Inversor                | Insertar resistor intermitentemente por tiempo corto, detectar cambios en voltaje o corriente                                      | No compatible con otros métodos, limitado a pocas unidades en paralelo  |

La probabilidad de ocurrencia de la condición de aislamiento es pequeña si se usan protecciones convencionales, sin embargo aumenta al incrementarse el nivel de penetración fotovoltaica en el alimentador. Ningún método de detección y prevención es infalible, el más confiable es muy costoso (señal de la subestación). La probabilidad de ocurrencia disminuye al usar más de un método, pero se deben elegir aquellos cuyas zonas ciegas tengan menor traslape. En cuanto a los mejores métodos de prevención de aislamiento, algunos autores concuerdan que los de monitoreo de armónicos y desviación de frecuencia resultan más efectivos en la mayoría de los casos. El método de monitoreo armónico es particularmente efectivo si se usa en combinación porque su zona ciega casi no traslapa las zonas ciegas de otros métodos. Es poco probable que las protecciones en el sistema de distribución (inserción de impedancia) substituyan a las protecciones en el inversor, lo más probable es que se implementen en alimentadores con alta penetración como protección de respaldo. Si existen cogeneradores síncronos en el alimentador o cargas rotatorias grandes, la probabilidad de aislamiento aumenta a menos que éstas cuenten con métodos de detección (son poco probables en alimentadores residenciales). Finalmente algunos investigadores sugieren el desarrollo de unidades de protección independientes del inversor, pero tal solución posiblemente incrementaría los costos.

APÉNDICE 3  
**NORMA OFICIAL MEXICANA**  
**Instalaciones Eléctricas (Sistemas Fotovoltaicos)**

**SECRETARÍA DE ENERGÍA**

**NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1999, Instalaciones eléctricas (utilización).**

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos.- Secretaría de Energía.

**NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-001-SEDE-1999, INSTALACIONES ELÉCTRICAS (UTILIZACIÓN), APROBADA EN LA CUARTA REUNIÓN ORDINARIA DEL COMITÉ CONSULTIVO NACIONAL DE NORMALIZACIÓN DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS, CELEBRADA EL 20 DE ABRIL DE 1999.**

La Secretaría de Energía, por conducto de la Dirección General de Gas L.P y de Instalaciones Eléctricas, con fundamento en los artículos 33 fracción IX de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 38 fracciones II y III, 40 fracciones VIII, X y XIII, 47 fracción IV, 51 y 53 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización; 28, 34 y 40 del Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, así como 12 Bis del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, expide y publica la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1999, Instalaciones eléctricas (utilización), aprobada por unanimidad por el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Instalaciones Eléctricas, en su cuarta sesión ordinaria del 20 de abril de 1999.

Se cancela la NOM-001-SEMP-1994, "Relativa a las instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica", publicada el 10 de octubre de 1994 en el **Diario Oficial de la Federación**.

### CONSIDERANDOS

**Primero.-** Que con fecha 22 de diciembre 1997, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Instalaciones Eléctricas publicó en el **Diario Oficial de la Federación**, el Proyecto de Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1997, "Relativa a las instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica", a efecto de recibir comentarios de los interesados;

**Segundo.-** Que una vez transcurrido el término de 90 días a que se refería el artículo 47 fracción I de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, para recibir los comentarios que se mencionan en el considerando inmediato anterior, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Instalaciones Eléctricas, estudió los comentarios recibidos y, en su caso, modificó el proyecto de norma en cita;

**Tercero.-** Que con fecha 19 de abril de 1999, la Secretaría de Energía ordenó la publicación en el **Diario Oficial de la Federación** de las respuestas a los comentarios recibidos de los interesados;

**Cuarto.-** Que para los efectos de la aprobación a que se refiere el artículo 47 fracción IV de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Instalaciones Eléctricas consideró conveniente modificar la denominación y clave del proyecto de norma, haciéndolo más preciso y sencillo, toda vez que no repercuta en el contenido de dicho proyecto, y

**Quinto.-** Que de lo expuesto en los considerandos anteriores se concluye que se ha dado cumplimiento con el procedimiento que señalan los artículos 38, 44, 45,46 y 47 y demás relativos a la Ley Federal sobre Metrología y Normalización;

**Sexto.-** Que en atención a la necesidad de contar con el instrumento normativo que regule las instalaciones eléctricas de utilización en forma permanente para salvaguardar la seguridad de los usuarios y sus pertenencias, se ha tenido a bien expedir la siguiente: Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1999, Instalaciones eléctricas (utilización).

### PREFACIO

La presente Norma Oficial Mexicana fue armonizada por el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Instalaciones Eléctricas (CCNNIE) con el apoyo del Instituto de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México (IIUNAM) y de la Asociación Nacional de Normalización y Certificación del Sector Eléctrico (ANCE), bajo la coordinación de la Dirección General de Gas L.P. y de Instalaciones Eléctricas de la Secretaría de Energía, y consultando trabajos, propuestas, comentarios y colaboraciones de las siguientes instituciones miembros del CCNNIE:

- Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, SECOFI
- Secretaría del Trabajo y Previsión Social, STPS
- Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, CONAE

- Comisión Federal de Electricidad, CFE
- Petróleos Mexicanos, PEMEX
- Instituto Mexicano del Seguro Social, IMSS
- Luz y Fuerza del Centro, LyFC
- Instituto de Investigaciones Eléctricas, IIE
- Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico, PAESE
- Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica, FIDE
- Asociación de Ingenieros Universitarios Mecánicos Electricistas, AIUME
- Asociación Mexicana de Directores Responsables de Obra y Corresponsables, AMDROC
- Asociación Mexicana de Empresas del Ramo de Instalaciones para la Construcción, AMERIC
- Asociación Mexicana de Ingenieros Mecánicos Electricistas, AMIME
- Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción, CMIC
- Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas, CANAME
- Colegio de Ingenieros Mecánicos Electricistas, CIME
- Confederación de Cámaras Industriales de los Estados Unidos Mexicanos, CONCAMIN
- Federación de Colegios de Ingenieros Mecánicos y Electricistas de la República Mexicana, FECIME

México, D.F., a 26 de abril de 1999.- El Presidente del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Instalaciones Eléctricas, **Francisco Rodríguez Ruiz**.- Rúbrica.

#### 4.6 EQUIPOS ESPECIALES

##### 690 SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

- A. Disposiciones generales
- B. Requisitos para los circuitos
- C. Medios de desconexión
- D. Métodos de alambrado
- E. Puesta a Tierra
- F. Marcado
- G. Interconexión a otras fuentes de energía
- H. Baterías de acumuladores

**ARTÍCULO 690 - SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS*****A. Disposiciones generales***

**690-1. Alcance.** Lo dispuesto en este Artículo se aplica a sistemas eléctricos de energía fotovoltaica incluyendo circuitos del sistema, unidades de acondicionamiento de potencia y controladores para tales sistemas. Los sistemas solares fotovoltaicos cubiertos por este Artículo pueden ser interactivos con otras fuentes de producción de energía eléctrica o autónomos, con o sin almacenamiento de energía eléctrica, como baterías. Estos sistemas pueden tener salidas para utilización en c.a. o c.c.

## PMT 15

A: Medios de desconexión requeridos en 690-13.

B: Equipo permitido que debe estar en el lado de la fuente fotovoltaica de los medios de desconexión de dicha fuente, según se indica en la excepción 2 de 690-14. Véase 690-16

Figura 690-1 Sistema solar fotovoltaico

(Diagrama simplificado, no se muestra el circuito de puesta a tierra del sistema)

**690-2. Definiciones**

**Celda solar fotovoltaica:** El dispositivo fotovoltaico básico que genera energía eléctrica cuando es expuesto a la luz solar.

**Circuito de la fuente fotovoltaica:** Los conductores entre módulos y desde los módulos hasta el o los puntos de conexión común del sistema de c.c. Véase la Figura 690-1.

**Circuito de salida fotovoltaica:** Los conductores del circuito entre el o los circuitos de la fuente fotovoltaica y el inversor o el equipo de utilización de c.c. Véase la Figura 690-1.

**Controlador de carga:** Dispositivo que controla el régimen y la condición de carga de las baterías, protegiéndolas contra sobrecargas y descargas que excedan sus límites de operación normal. Diodo de bloqueo: Un diodo usado para impedir el flujo inverso de corriente eléctrica hacia el circuito de la fuente fotovoltaica.

**Fuente de energía fotovoltaica:** Un sistema o agregado de sistemas, los cuales generan energía en c.c. a la tensión y corriente eléctricas del sistema.

**Inversor:** Equipo que es usado para cambiar el nivel de tensión eléctrica de la energía, su forma de onda o ambos. Usualmente un inversor (también conocido como unidad de acondicionamiento de potencia o sistema de conversión de potencia) es un dispositivo que cambia una entrada de c.c. a una salida de c.a.

Los inversores en sistemas autónomos pueden incluir también cargadores de baterías que toman la c.a. de una fuente auxiliar, como un generador, y la rectifican a c.c. para cargar baterías.

**Inversor: Circuito de entrada:** Los conductores entre el inversor y las baterías en un sistema autónomo o los conductores entre el inversor y los circuitos de salida fotovoltaica en sistemas interconectados a la red.

**Inversor: Circuito de salida:** Los conductores entre el inversor y el tablero de cargas de c.a. en un sistema autónomo, o los conductores entre el inversor y el equipo de acometida u otra fuente de producción de energía eléctrica tal como la compañía suministradora, en sistemas interconectados a la red. Véase la Figura 690-1.

**Módulo:** El ensamble completo más pequeño de celdas solares, protegido del ambiente, con su óptica y otros componentes excluyendo el dispositivo de seguimiento, diseñado para generar c.c. por la acción de la luz solar.

**Panel:** Un conjunto de módulos unidos mecánica y eléctricamente, diseñado para manejarse como una unidad instalable en campo.

**Sistema:** Un ensamble mecánicamente integrado de módulos o paneles con una estructura soporte y alimentación, seguimiento solar, control térmico, y otros componentes, según se requieran para formar una unidad de producción de energía en c.c.

**Sistema autónomo:** Un sistema solar fotovoltaico que abastece energía en forma independiente de otras fuentes de energía.

**Sistema interactivo:** Un sistema solar fotovoltaico que opera en paralelo con otra fuente de producción de energía eléctrica conectada a la misma carga y que puede estar diseñado para entregar energía a dicha fuente. Para el propósito de esta definición, un subsistema de almacenamiento de energía de un sistema solar fotovoltaico, tal como una batería, no es otra fuente de producción de potencia eléctrica.

**Sistema solar fotovoltaico:** El total de componentes y subsistemas que, en combinación, convierten la energía solar en energía eléctrica apropiada para la conexión a una carga de utilización.

**690-3. Otros Artículos.** Cuando los requisitos de otros Artículos de esta NOM y el Artículo 690 difieran, deben aplicarse los requisitos indicados en el Artículo 690. Los sistemas solares fotovoltaicos que operan como fuentes interconectadas de producción de energía deben instalarse de acuerdo a lo dispuesto en el Artículo 705.

#### **690-4. Instalación**

**a) Sistema Fotovoltaico.** Se permite que un sistema solar fotovoltaico suministre energía a una edificación u otra estructura, en adición a cualquier acometida de otros sistemas de suministro de energía eléctrica.

**b) Conductores de Sistemas Diferentes.** Los circuitos de la fuente fotovoltaica y los circuitos de salida fotovoltaica no deben estar contenidos en la misma canalización, charola, cables, cajas de salida o cajas de empalme o accesorios similares, junto con los circuitos alimentadores o derivados de otros sistemas.

**Excepción:** Cuando los conductores de diferentes sistemas están separados por una división o se conecten juntos.

**c) Conexiones de módulos.** Las conexiones a un módulo o panel deben estar dispuestas de tal manera que al remover un módulo o panel de un circuito de la fuente fotovoltaica no se interrumpa al conductor puesto a tierra de otro circuito de la fuente fotovoltaica.



**d) Equipo.** Los inversores o motogeneradores deben estar aprobados e identificados para uso en sistemas fotovoltaicos.

**e) Montaje de Módulos.** Cuando la estructura y los materiales de la edificación a la que suministra energía el sistema fotovoltaico no tengan la resistencia mecánica necesaria, los módulos deben montarse en una estructura independiente que les dé el soporte y la orientación necesarios, asegurando su adecuada ventilación. En todo caso, el cable de acometida entre el sistema fotovoltaico y la edificación debe quedar adecuadamente protegido contra posible daño físico.

**690-5. Detección e interrupción de fallas a tierra.** Los sistemas fotovoltaicos montados en techos de casas habitación deben tener protección contra fallas a tierra para reducir el riesgo de incendio.

El circuito de protección contra falla a tierra debe ser capaz de detectar una falla a tierra, interrumpiendo la trayectoria de la falla y desconectando el sistema.

### ***B. Requisitos para los circuitos***

#### **690-7. Tensión eléctrica máxima**

**a) Capacidad de tensión eléctrica.** En una fuente de energía fotovoltaica y sus circuitos de c.c., la tensión eléctrica considerada debe ser la del circuito abierto especificada. Para instalaciones de tres hilos, incluyendo circuitos de dos hilos conectados a sistemas de tres hilos, la tensión eléctrica del sistema debe ser la más alta entre dos conductores.

**b) Circuitos de utilización de c.c.** La tensión eléctrica de los circuitos de utilización de c.c. debe de apegarse a lo indicado en 210-6.

**c) Circuitos de la fuente y salida fotovoltaica.** Se permite operar hasta 600 V los circuitos de la fuente fotovoltaica y los circuitos de salida fotovoltaica que no incluyan portalámparas, ni artefactos para lámparas ni receptáculos.

**Excepción:** Para instalaciones que no sean viviendas para una o dos familias, se permiten sistemas de más de 600 V nominales, de acuerdo con lo indicado en el Artículo 710.

**d) Circuitos a más de 150V a tierra.** En casas habitación de una o 2 familias, las partes vivas de los circuitos de la fuente fotovoltaica y de los circuitos de salida fotovoltaica a más de 150 V a tierra no deben estar accesibles mientras están energizados, excepto a personal calificado.

**Nota:** Véase 110-17 para la protección de partes vivas y 210-6 para la tensión eléctrica a tierra y entre conductores.

**690-8. Dimensionamiento y capacidad de conducción de corriente eléctrica de los circuitos**

**a) Capacidad de conducción de corriente eléctrica y dispositivos de protección contra sobrecorriente.** La capacidad de conducción de corriente eléctrica de los conductores y la especificación o ajuste de los dispositivos de protección contra sobrecorriente en un circuito de un sistema solar fotovoltaico no deben ser menores a 125% de la corriente eléctrica calculada de acuerdo al inciso (b) siguiente.

La especificación o ajuste de los dispositivos de protección contra sobrecorriente deben estar de acuerdo con lo indicado en 240-3, (b) y (c).

**Excepción:** Los circuitos que contengan un ensamble cuyo conjunto de dispositivos de protección contra sobrecorriente están especificados para operación continua a 100% de su capacidad.

**b) Cálculo de la corriente eléctrica de los circuitos.** La corriente eléctrica para cada circuito individual debe calcularse como sigue:

**1) Circuitos de la fuente fotovoltaica.** La suma de la corriente eléctrica especificada de corto circuito de los módulos en paralelo.

**2) Circuito de salida fotovoltaica.** La corriente eléctrica especificada de corto circuito de la fuente de energía fotovoltaica.

**3) Circuito de salida del inversor.** La corriente eléctrica de salida especificada del inversor o de la unidad de acondicionamiento de potencia.

**Excepción:** Cuando no exista una fuente de energía externa que pueda ocasionar un regreso de corriente eléctrica, la capacidad de conducción de corriente de los conductores del circuito sin dispositivos de protección contra sobrecorriente no debe ser menor a la corriente eléctrica de cortocircuito.

**4) Circuito de entrada de un inversor autónomo.** La corriente eléctrica especificada de entrada del inversor autónomo cuando el inversor está produciendo su potencia especificada a la menor tensión eléctrica de entrada.

**c) Sistemas con tensiones eléctricas múltiples de c.c.** En una fuente fotovoltaica que tiene múltiples tensiones eléctricas de salida y que emplea un conductor común de retorno, la capacidad de conducción de corriente del conductor de retorno no debe ser menor que la suma de las capacidades de los dispositivos de protección contra sobrecorriente de los circuitos individuales de salida.

**690-9. Protección contra sobrecorriente**

**a) Circuitos y Equipos.** Los conductores y equipos del circuito de la fuente fotovoltaica, del circuito de la salida fotovoltaica, del circuito de salida de la unidad de acondicionamiento de potencia y del circuito de la batería de almacenamiento deben estar protegidos de acuerdo con los requisitos establecidos en el Artículo 240. Los circuitos conectados a más de una fuente de energía eléctrica deben tener dispositivos de protección contra sobrecorriente localizados de tal manera que brinden protección desde cualquiera de las fuentes.

**NOTA:** Un posible regreso de corriente eléctrica desde cualquiera de las fuentes de alimentación, incluyendo una alimentación a través de la unidad de acondicionamiento de potencia hacia el circuito de salida fotovoltaica y hacia los circuitos de la fuente fotovoltaica, deben considerarse para determinar si se está suministrando protección adecuada contra sobrecorriente, desde todas las fuentes hacia los conductores y módulos.

**b) Transformadores.** Se debe suministrar protección contra sobrecorriente para un transformador con una o varias fuentes en cada lado del mismo, de acuerdo con lo indicado en 450-3, considerando como primario primero un lado del transformador y luego el otro lado.

Excepción: En un transformador que tenga una corriente eléctrica nominal en el lado conectado hacia la fuente de alimentación fotovoltaica no menor que la corriente eléctrica nominal de corto circuito de salida de la unidad de acondicionamiento de energía, se permite que no tenga protección contra sobrecorriente desde dicha fuente.

**c) Circuitos de la fuente fotovoltaica.** Se permite que los dispositivos de protección contra sobrecorriente de circuitos derivados o suplementarios provean protección en circuitos de la fuente fotovoltaica. Los dispositivos de protección deben ser accesibles pero no es necesario que estén expuestos.

**d) Capacidad en c.c.** Los dispositivos de protección contra sobrecorriente, empleados en cualquier porción en c.c. del sistema de energía fotovoltaica, ya sean fusibles o interruptores automáticos, deben estar aprobados y listados para uso en circuitos de c.c. y deben tener las capacidades apropiadas de tensión y corriente eléctricas y de interrupción.

### *C. Medios de desconexión*

**690-13. Todos los conductores.** Se deben proveer los medios para desconectar todos los conductores que lleven corriente eléctrica de una fuente de energía fotovoltaica de todos los otros conductores en un edificio u otra estructura.

**Excepción:** Cuando una conexión del circuito de puesta a tierra no está diseñada para ser automáticamente interrumpida como parte del sistema de protección contra falla a tierra requerida en 690-5, un desconectador o un interruptor automático usado como medio de desconexión no debe tener un polo conectado al conductor de tierra.

**NOTA:** El conductor de puesta a tierra puede tener algún medio de desconexión para permitir el mantenimiento o reparación por personal calificado.

**690-14. Disposiciones adicionales.** Las disposiciones establecidas en el Artículo 230, Parte F deben aplicarse a los medios de desconexión de la fuente de alimentación fotovoltaica.

**Excepción No. 1:** No se requiere que los medios de desconexión sean adecuados para equipo de acometida y deben ser especificados de acuerdo con/o indicado en 690-1.7.



**Excepción No. 2:** Se permiten equipos tales como desconectores de aislamiento del circuito de la fuente fotovoltaica, dispositivos de protección contra sobrecorriente y diodos de bloqueo en el lado de la fuente de energía fotovoltaica donde están los medios de desconexión de la misma.

**690-1 5. Desconexión de equipo fotovoltaico.** Deben proveerse medios para desconectar equipos tales como inversores, baterías, controladores de carga y similares, de todos los conductores no-puestos a tierra de todas las fuentes. Si el equipo está energizado por más de una fuente, los medios de desconexión deben ser agrupados e identificados.

**690-16. Fusibles.** Deben proveerse medios para desconectar un fusible de todas las fuentes de alimentación si aquél está energizado por ambas direcciones y está accesible a personal no-calificado. Dicho fusible, en un circuito de fuente fotovoltaica, debe poder desconectarse independientemente de los fusibles de otros circuitos de la fuente fotovoltaica.

**690-17. Desconectores o interruptores automáticos.** Los medios de desconexión para conductores no-puestos a tierra consisten de uno o varios desconectores o interruptores automáticos: (1) localizados en un lugar accesible fácilmente (2) operables externamente sin exponer al operador al contacto con partes vivas (3) indicando claramente si está en la posición cerrado o abierto, y (4) deben tener una corriente de interrupción suficiente para la corriente y tensión eléctricas que puede estar disponible en las terminales de línea del equipo. Se debe fijar un letrero de precaución adyacente a los medios de desconexión cuando todas sus terminales puedan estar energizadas en la posición de abierto. El letrero de precaución debe ser claramente legible y tener la siguiente leyenda:

"PRECAUCIÓN - CHOQUE ELÉCTRICO - NO TOCAR — TERMINALES ENERGIZADAS EN POSICIÓN DE ABIERTO".

**Excepción:** Un medio de desconexión localizado en ollado de c.c. puede tener una corriente de interrupción menor que la capacidad de conducción de corriente eléctrica del sistema, cuando el sistema está diseñado de tal manera que el desconector de c.c. no pueda ser abierto bajo carga.

**690-18. Deshabilitación de un sistema.** Deben proveerse medios para deshabilitar un sistema o porciones del mismo.

**Nota:** Los módulos fotovoltaicos están energizados mientras están expuestos a la luz. La instalación, reemplazo o servicio de componentes del sistema mientras uno o varios módulos están siendo irradiados puede exponer a las personas a un choque eléctrico.

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

**D. Métodos de alambrado****690-31. Métodos permitidos**

**a) Sistemas de alambrado.** Se permiten todos los métodos de canalización y alambrado de cables incluidos en esta NOM y otros sistemas de alambrado y accesorios específicamente destinados e identificados para uso en arreglos fotovoltaicos. Cuando se usen dispositivos de alambrado con envoltentes integrales, se debe proveer suficiente longitud de cable para facilitar el reemplazo.

**b) Cable con conductor dúplex.** Se permite cable tipo TWD-UV en circuitos de la fuente fotovoltaica, cuando se instalen a la intemperie y expuestos a los rayos del Sol. Véanse el Artículo 338 y la Tabla 31 0-1 3.

**NOTA:** Para información sobre el uso de cables aislados en circuitos de fuentes fotovoltaicas, véase la nota de 31 0-1 3.

**c) Cables y cordones flexibles.** Cuando se usen cables y cordones flexibles para conectar las partes móviles de seguidores solares, se debe cumplir con lo indicado en el Artículo 400 y deben ser cordones para uso extra rudo Tipos ST, SO o W, adecuados para uso en intemperie y resistentes al agua y a la luz del Sol. La capacidad de conducción de corriente debe estar de acuerdo con lo indicado en 400-5.

Para temperaturas ambiente que excedan de 30°C, la capacidad de conducción de corriente debe reducirse con los factores dados en la Tabla 690-31(c).

**Tabla 690-31(c). Factores de corrección**

| Temperatura ambiente<br>C | Temperatura máxima de operación del conductor |      |      |
|---------------------------|---|------|------|
|                           | 60 C  | 75 C | 90 C |
| 30                        | 1.0   | 1.0  | 1.0  |
| 31-35                     | 0.91  | 0.94 | 0.96 |
| 36-40                     | 0.82  | 0.88 | 0.91 |
| 41-45                     | 0.71  | 0.82 | 0.87 |
| 46-50                     | 0.58  | 0.75 | 0.82 |
| 51-55                     | 0.41  | 0.67 | 0.76 |

**d) Cables con conductores pequeños.** Se permiten cables monoconductores de tamaño nominal de 1,307 mm (16 AWG) y 0,823 mm (18 AWG) aprobados y listados para uso en intemperie y que sean resistentes a la luz del Sol y al agua, para conexiones de módulos cuando esos cables cumplen con los requerimientos de capacidad de conducción de corriente indicados en 690-8. Se debe referir a 310-15 para determinar la capacidad de conducción de corriente y los factores de corrección por temperatura de los cables.

**690-32. Conexión de componentes.** Cuando estén aprobados para ese uso, se permiten, accesorios y conectores destinados a quedar ocultos al momento del ensamble en el sitio para la conexión de módulos u otros componentes de los sistemas. Tales accesorios y conectores deben ser adecuados en aislamiento, elevación de temperatura y tolerancia a las corrientes eléctricas de falla al método de alambrado empleado, y deben ser capaces de resistir los efectos del ambiente en que se usen.

**690-33. Clavijas o conectadores.** Los conectadores permitidos en 690-32 deben cumplir con lo indicado en los incisos siguientes:

- a) **Configuración.** Los conectadores deben ser polarizados y tener una configuración que no sea intercambiable con receptáculos de otros sistemas eléctricos del usuario.
- b) **Protección.** Los conectadores deben estar contruidos de forma que protejan a las personas del contacto inadvertido con partes vivas.
- c) **Tipo.** Los conectadores deben ser de tipo de cierre o seguro.
- d) **Elemento de Puesta a Tierra.** El elemento de puesta a tierra del conector acoplable debe ser el primero en hacer contacto y el último en romperlo.
- e) **Interrupción del Circuito.** Los conectadores deben ser capaces de interrumpir la corriente eléctrica del circuito sin peligro para el operador.

**690-34. Acceso a cajas.** Las cajas de empalme, de paso y de salida localizadas atrás de los módulos o paneles deben instalarse de forma que el alambrado contenido en ellas pueda hacerse accesible directamente o desplazando uno o varios módulos o paneles montados por fijaciones removibles y conectados por un sistema de alambrado flexible.

### ***E. Puesta a tierra***

**690-41. Puesta a tierra del sistema.** Para una fuente de energía fotovoltaica, un conductor de un sistema de dos conductores especificado a más de 50 V o un conductor neutro de un sistema de tres conductores, deben ser puestos a tierra sólidamente.

**Excepción:** Se permiten otros métodos que logren un sistema de protección equivalente y que utilicen equipo aprobado e identificado para tal uso.

**NOTA:** Véase la primera nota en 250-1.

**690-42. Punto de conexión de la puesta a tierra del sistema.** La conexión de puesta a tierra del circuito de c.c. debe hacerse en un solo punto del circuito de salida fotovoltaica.

**NOTA:** El sistema queda mejor protegido contra transitorios de sobretensiones por descargas eléctricas atmosféricas si el punto de conexión de puesta a tierra se localiza tan cerca de la fuente fotovoltaica como sea posible.

**690-43. Puesta a tierra del equipo.** Las partes metálicas de los marcos de los módulos, del equipo y de las envolventes de conductores que no lleven corriente eléctrica, deben ser puestas a tierra sin importar la tensión eléctrica.

**690-44. Sistema de electrodo de puesta a tierra.** Debe proveerse un sistema de electrodo de puesta a tierra de acuerdo con lo indicado en 250-81 a 250-86.

**690-45. Tamaño nominal del conductor de puesta a tierra del equipo.** En sistemas donde la corriente eléctrica de corto circuito disponible de la fuente fotovoltaica sea menor que dos veces la corriente eléctrica especificada del dispositivo de protección contra sobrecorriente, el conductor de puesta a tierra del equipo, no debe ser de menor tamaño nominal al requerido para los conductores del circuito. En cualquier otro sistema, el conductor de puesta a tierra debe ser calculado de acuerdo con lo indicado en 250-95.

#### ***F. Marcado***

**690-51. Módulos.** Los módulos deben marcarse con identificación de las terminales o cables de salida, en cuanto a su polaridad, a la especificación del dispositivo de protección contra sobrecorriente máxima, y con la especificación de: (1) tensión eléctrica de circuito abierto (2) tensión eléctrica de operación (3) tensión eléctrica máxima permisible del sistema (4) corriente eléctrica de operación (5) corriente eléctrica de corto circuito y (6) potencia máxima.

**690-52. Fuente de energía fotovoltaica.** El instalador debe marcar en el sitio, en un lugar accesible en los medios de desconexión de la fuente de energía fotovoltaica, las especificaciones de: (1) corriente eléctrica de operación (2) tensión eléctrica de operación (3) tensión eléctrica de circuito abierto, y (4) corriente eléctrica de cortocircuito de la misma fuente.

**NOTA:** Cuando se utilicen sistemas reflejantes para aumentar la irradiación se debe considerar en el marcado el incremento resultante de los niveles de corriente eléctrica y potencia de salida.

### ***G. Interconexión a otras fuentes de energía***

**690-61. Pérdida de la tensión eléctrica del sistema.** La salida de potencia de la unidad de acondicionamiento de energía en un sistema solar fotovoltaico que es interactivo con otro u otros sistemas eléctricos debe ser automáticamente desconectada de todos los conductores no-puestos a tierra de tales sistemas eléctricos al perderse la tensión eléctrica en dichos sistemas y no debe reconectarse a los sistemas eléctricos hasta que aquélla sea restablecida.

**NOTA:** Para otras fuentes interconectadas de producción de energía eléctrica véase el Artículo 705.

Se permite operar un sistema solar fotovoltaico normalmente interactivo como sistema autónomo para suministro de energía eléctrica a una edificación.

**690-62. Capacidad del conductor neutro puesto a tierra.** Si una unidad de acondicionamiento de energía monofásica, dos hilos, se conecta al neutro puesto a tierra y a un solo conductor de fase de un sistema de tres hilos o a un sistema trifásico estrella de cuatro hilos, la suma de la carga máxima conectada entre el neutro puesto a tierra y cualquier conductor de fase, más la capacidad de salida de la unidad de acondicionamiento de energía, no debe exceder la capacidad de conducción de corriente del conductor neutro puesto a tierra.

#### **690-63. Conexiones desbalanceadas**

**a) Monofásicas.** La salida de una unidad de acondicionamiento de energía monofásica no debe ser conectada a un servicio eléctrico de tres fases, tres o cuatro hilos, derivado directamente de un transformador con conexión delta.

**b) Trifásicas.** Una unidad trifásica de acondicionamiento de energía debe ser desconectada automáticamente de todos los conductores de fase del sistema interconectado cuando se abra una de las fases de cualquier fuente.

**Excepción para (a) y (b):** Cuando el diseño del sistema interconectado es tal que no resulten tensiones eléctricas desbalanceadas significativas.

**690-64. Punto de interconexión.** La salida de una fuente de producción de energía debe ser interconectada como se especifica en los incisos siguientes:

**NOTA:** Para los propósitos de esta Sección una fuente de producción de energía se considera como: (1) la salida de una unidad de acondicionamiento de energía cuando esté conectada a una fuente de electricidad de c.a. (2) el circuito de salida fotovoltaica cuando sea interactivo con una fuente de c.c.

**a) Lado del suministro.** Se debe interconectar al lado del suministro de los medios de desconexión de la acometida como se permite en la Excepción 6 de 230-82.

**b) Lado de la demanda.** Se debe interconectar al lado de la demanda de los medios de desconexión de la acometida de las otras fuentes, si se cumplen las siguientes condiciones:



- 1) Cada una de las conexiones de las fuentes deben ser hechas a un interruptor automático o a un medio de desconexión de fusibles destinado para ello.
- 2) La suma de las capacidades de corriente eléctrica de los dispositivos de protección contra sobrecorriente en los circuitos que suministran energía a una barra de conexiones o a un conductor no debe exceder la capacidad de la barra de conexiones o del conductor.  
**Excepción:** Para una casa habitación, la suma de las capacidades de los dispositivos de protección contra sobrecorriente no deben exceder de 120% la capacidad de la barra de conexiones o del conductor.
- 3) El punto de conexión debe estar en el lado de la línea de todos los equipos de protección contra falla a tierra.  
**Excepción:** Se permiten conexiones en el lado de la demanda de la protección contra falla a tierra, si se provee una protección contra falla a tierra para el equipo hacia las posibles fuentes de corriente eléctrica de falla a tierra.
- 4) Los equipos que contengan dispositivos de protección contra sobrecorriente en circuitos que suministran energía a una barra de conexiones o a un conductor deben marcarse para indicar la presencia de todas las fuentes.  
**Excepción:** Los equipos con energía suministrada desde un solo punto de conexión.
- 5) Los equipos como interruptores automáticos, si son retroalimentados deben identificarse para tal operación.

#### ***H. Baterías de acumuladores***

##### **690-71. Instalación**

**a) General.** Las baterías de acumuladores en un sistema solar fotovoltaico deben instalarse de acuerdo con lo previsto en el Artículo 480.

**Excepción:** Lo previsto en 690-73.

##### **b) Casas-Habitación**

- 1) Las baterías para casas-habitación deben tener las celdas conectadas de forma que operen a menos de 50 y.

**Excepción:** Cuando las partes vivas no estén accesibles durante el mantenimiento rutinario de las baterías, se permite una tensión eléctrica del sistema de baterías de acuerdo con lo indicado en 690-7.

- 2) Las partes vivas de sistemas de baterías para casas-habitación deben estar protegidas para evitar el contacto accidental por personas u objetos sin importar la tensión eléctrica o tipo de batería.

**NOTA:** Las baterías en sistemas solares fotovoltaicos están sujetas a ciclos extensos de carga - descarga y típicamente requieren de mantenimiento frecuente, como la verificación del electrolito y la limpieza de las conexiones.

c) **Limitación de corriente eléctrica.** Se debe instalar un dispositivo adecuado de limitación de sobrecorriente en cada circuito adyacente a las baterías, cuando la corriente eléctrica de cortocircuito de la batería o del banco de baterías exceda la corriente de interrupción o de soporte de otros equipos en dicho circuito. La instalación de fusibles limitadores de corriente eléctrica deben cumplir con lo indicado en 690-1.6.

**690-72. Estado de carga.** Debe proveerse equipo para controlar el estado de carga de la batería. Todos los medios de ajuste para controlar el estado de carga de la batería deben ser accesibles solamente a personal calificado.

**Excepción:** Cuando el diseño de la fuente de energía fotovoltaica cumple con los requisitos de capacidad de tensión y corriente eléctricas de carga de las celdas de batería interconectadas.

El controlador de carga en los sistemas fotovoltaicos para electrificación de casas-habitación debe operar en forma automática.

**690-73. Puesta a tierra.** Las celdas de baterías interconectadas pueden considerarse puestas a tierra cuando la fuente de energía fotovoltaica se instala de acuerdo a la Excepción de 690-41.

**690-74. Conexiones de batería.** Se permite el uso de cables flexibles dentro de la envolvente de las baterías, como se identifican en el Artículo 400, de tamaño nominal de 67,43 mm (2/0 AWG) y mayores, desde las terminales de la batería a una caja de empalmes cercana, donde deben conectarse por un método adecuado. Se permiten también cables flexibles entre baterías y celdas dentro de la envolvente de baterías. Los cables deben estar aprobados y listados para uso rudo y ser resistentes al ácido y humedad.

## Bibliografía

1. Viqueira Landa, Jacinto. *Redes eléctricas, Vol 1*. Editorial Alfaomega. México 1993.
2. Enríquez Harper, Gilberto. *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas*. Editorial Limusa. México 1983.
3. Enríquez Harper, Gilberto. *Fundamentos de Instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión*. Editorial Limusa. México 2001.
4. Enríquez Harper, Gilberto. *Líneas de transmisión y redes de distribución de potencia eléctrica, Vol. 1*. Editorial Limusa. México 1980.
5. Enríquez Harper, Gilberto. *Líneas de transmisión y redes de distribución de potencia eléctrica, Vol. 2*. Editorial Limusa. México 1980.
6. Pansini, Anthony J. *Transporte y distribución de la energía eléctrica, Vol 1*. Editorial Glem, S.A. Argentina 1975.
7. Pansini, Anthony J. *Transporte y distribución de la energía eléctrica, Vol 2*. Editorial Glem, S.A. Argentina 1975.
8. Weedy, B.M. *Sistemas eléctricos de gran potencia*. Editorial Reverté, S.A. España 1978.
9. Castelfranchi, Guisepe. *Instalaciones eléctricas*. Editorial Gustavo Gill, S.A. España 1989.
10. Zoppetti Gaudencio. *Redes eléctricas de baja y alta tensión*. Editorial Gustavo Gill, S.A. España 1988.
11. Secretaría de Energía. *Prospectiva del sector eléctrico 2002-2011*. Sener. México 2002.
12. *LAS ENERGÍAS RENOVABLES en México y el mundo*; Semblanza.
13. Francisco Jarabe; Nicolás Elortegui; *Energías Renovables*; Madrid, España; SAPT publicaciones Técnicas, 2000.
14. Elisa Alarte; ... [et al.]; *Energía Solar Fotovoltaica y Cooperación al Desarrollo*; Madrid, España; Ingeniería sin Fronteras : IEPALA, 1999

15. Varios autores (bajo la dirección de José Mompín Poblet); *Energía Solar Fotovoltaica*; Barcelona, España; Marcombo, 1983.
16. Luis Castañer Muñoz; *Energía Solar Fotovoltaica*; Barcelona, España: Universitat Politècnica de Catalunya, 1994.
17. Tomas Markvart; Klaus Bogus; ... [et al.]; *Solar Electricity*; Chichester, England; 1994.
18. Monegon in Cooperation with Future Systems Incorporated; *The Future of Solar Electricity, 1980-2000: Developments in Photovoltaics*; Gaithersburg; 1980.
19. Roger Messenger; Jerry Ventre; *Photovoltaic Systems Engineering*; USA; 1999.
20. Eduardo Rincón; *Estado del Arte de la Investigación en Energía Solar en México*; Fundación ICA; México; 1999.
21. Ing. Nestor Quadri; *Evolución de la Energía Solar Fotovoltaica*.
22. *GUÍA SOLAR: Cómo Disponer de Energía Solar Fotovoltaica Conectada a la Red Eléctrica*; GREENPEACE.
23. *Conexión Directa a la Red Eléctrica. Venta de Energía a través de Instalaciones Fotovoltaicas*; Grupo ENERPAL, Ingeniería Solar y Eólica.

#### **México**

24. NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1999, Instalaciones eléctricas (utilización).
25. Prospectiva del sector eléctrico 2002-2011 Secretaría de Energía

#### **International Energy Agency (IEA)**

26. *Building Integrated Photovoltaic Power Systems; Guidelines for Economic Evaluation*; International Energy Agency; Report IEA PVPS T7-05: 2002.
27. *Utility Aspects of Grid Connected Photovoltaic Power Systems*; International Energy Agency; Task V: Report IEA PVPS T5-01:1998; December 1998.
28. *Demonstration Test Results for Grid Interconnected Photovoltaic Power Systems*; International Energy Agency; Task V: Report IEA PVPS T5-02: 1999; March 1999.
29. *Grid-Connected Photovoltaic Power Systems: Summary of Task V Activities from 1993 to 1998*; International Energy Agency Task V: Report IEA PVPS T5-03: 1999; March 1999.
30. *PV System Installation and Grid-Interconnection Guidelines in Selected IEA countries*; International Energy Agency; Task V: Report IEA-PVPS T5-04: 2001; November 2001.
31. *International Guideline for the Certification of Photovoltaic System Components and Grid-Connected Systems*; International Energy Agency; Task V: Report IEA-PVPS T5-06: 2002; February 2002.
32. *Probability of Islanding in Utility Networks due to Grid Connected Photovoltaic Power Systems*; International Energy Agency; Task V: Report IEA-PVPS T5-07: 2002; September 2002.
33. *Risk Analysis of Islanding of Photovoltaic Power Systems within Low Voltage Distribution Networks*; International Energy Agency; Task V: Report IEA-PVPS T5-08: 2002; March 2002.

34. *Evaluation of Islanding Detection Methods for Photovoltaic Utility-Interactive Power Systems*; International Energy Agency; Task V: Report IEA PVPS T5-09: 2002; March 2002.
35. *Impacts of Power Penetration from Photovoltaic Power Systems in Distribution Networks*; International Energy Agency; Task V: Report IEA-PVPS T5-10: 2002; February 2002.
36. *Grid-Connected Photovoltaic Power Systems: Power Value and Capacity Value of PV Systems*; International Energy Agency; Task V: Report IEA-PVPS T5-11: 2002; February 2002.

#### **Mexican Renewable Energy Program**

37. *Applying Solar Energy to Extend Distance Education to Remote Communities in Mexico and Central America*; Michael Ross, Charles Hanley and John Strachan.
38. *Mexican Renewable Energy Development: Creating New Markets*; Robert Foster, Gabriela Cisneros, Charles Hanley.
39. *Photovoltaics in Mexico: A Model for Increasing the Use of Renewable Energy Systems*; Elizabeth Richards, Charles Hanley, Robert Foster, Gabriela Cisneros, ... [et al.].
40. *Developing Sustainable Renewable Energy Markets in Mexico: Results and Future Challenges*; Charles Hanley and Michael Roos.
41. *Willingness to Pay (WTP) for Solar Photovoltaic (PV) Energy Lighting Systems: The Case of Rural Chihuahua*; Robert Fostes, David Molina, David Panico.
42. *The Usaid/Doe Mexico Renewable Energy Program: Building Foundations for Growing Markets*; Robert Foster, Gabriela Cisneros, ... [et al.].

#### **Sandia National Laboratories**

43. *The Interconnection of Photovoltaic Power Systems with the Utility Grid: An Overview for Utility Engineers*; Dr. Robert H. Wills; SAND94-1057; June 1994.
44. *Developing a "Next Generation" PV Inverter*; Russell H. Bonn, Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, 87185-0753
45. *Development and Testing of an Approach to Anti-Islanding in Utility-Interconnected Photovoltaic Systems*; John Stevens, Russell Bonn, Jerry Ginn, and Sigifredo Gonzalez; Photovoltaic System Applications Department; Sandia National Laboratories; SAND 2000-1939; August 2000.
46. *Standardized Anti-Islanding Test Plan*; Russell Bonn, Greg Kern (Ascension Technology), Jerry Ginn, Sigifredo Gonzalez; Sandia Photovoltaic Systems Evaluation Laboratory (PSEL); January 26, 1999.
47. *Background, Implications and Requirements*; John Stevens; Sandia National Laboratories; IEEE Std 929-2000.
48. *Results of Sandia National Laboratories Grid-Tied Inverter Testing*; G. A. Kern, Ascension Technology, and R. H. Bonn, J. Ginn, and S. Gonzalez; Sandia National Laboratories; July 1998.
49. *Grid-Tied Test Plan: Evaluation Plan for Grid-tied Photovoltaic Inverters of less than 10 kW*; R. Bonn, J. Ginn, S. Gonzalez; Sandia National Laboratories; January 11, 2000.
50. *Inverter Testing at Sandia National Laboratories*; Jerry W. Ginn, Russell H. Bonn, Greg Sittler; Sandia National Laboratories.

51. *Standard Evaluation Plan for Large Hybrid Photovoltaic Inverters*; R. Bonn, J. Ginn; Sandia National Laboratories; September 21, 1999.
52. *Performance of a Grid Connected Residential Photovoltaic System with Energy Storage*, G. Ernest Palomino, John Wiles, John Stevens; Sandia National Laboratories; September 1997.
53. *Sandia National Laboratories Photovoltaic Balance of Systems Program*; Russell H. Bonn, Jerry Ginn, Tom Hund, Mark Ralph, Roger Strommen; Sandia National Laboratories.
54. *PV Power Systems, The 2002 National Electrical Code, and Beyond*; John C. Wiles, Ward Bower; Sandia National Laboratories.
55. *Improved PV System Reliability Results from Surge Evaluations at Sandia National Laboratories*; Russell H. Bonn and Sigifredo Gonzalez; Sandia National Laboratories.
56. *Removing Barriers to Utility Interconnected Photovoltaic Inverters*; Sigifredo Gonzalez, Russell Bonn, Jerry Ginn; Sandia National Laboratories.
57. *Sandia Smart Anti-Islanding Project*; Task II: Investigation of the Impact of Single-phase Induction Machines in Islanded Loads Summary of Results ; Mike Ropp, Russell Bonn and Sigifredo Gonzalez, Chuck Whitaker
58. Sandia National Laboratories; May 2002.
59. *Sistemas de Energía Fotovoltaica y El Código Eléctrico Nacional: Prácticas Recomendadas*; John Wiles; The Photovoltaic Systems Assistance Center Sandia National Laboratories; Traducido por CENSOLAR (Centro de Estudios de la Energía Solar); INFORME SANDIA: SAND96-2797 · UC—120; Diciembre de 1996.
60. *Status and Needs of Power Electronics for Photovoltaic Inverters*; Rick West and Konrad Mauch, Yu Chin Qin, Ned Mohan, Russell Bonn; Photovoltaic Systems; Sandia National Laboratories; SAND2002-1085; April 2002.

#### **Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE)**

61. Óscar Arteaga, Jaime Agredano y Jorge Huacuz; *Los Generadores Fotovoltaicos y la Red Eléctrica*; Instituto de Investigaciones Eléctricas.
62. Óscar Arteaga, Lagunas Javier; *Instalación y Pruebas de Inversores modulares en la Planta Fotovoltaica Conectada a la Red en el IIE*; Instituto de Investigaciones Eléctricas; IIE/01/14/10818/1003/AI/F; Agosto 1999.
63. Consolación Medrano, Raúl González, Jorge Huacuz; *Evaluación Económica de los Sistemas PV Interconectados a la Red*; Instituto de Investigaciones Eléctricas; IIE/07/14/11779/1007/A?/P.

#### **Otros**

64. *Photovoltaic Systems for Electric Utility Applications: Opportunities Critical Issues and Development Perspectives*: Proceedings of the Executive Conference 2 - 5 December 1990, Taormina, Italy; Paris: Organización de Cooperación y Desarrollo Económico; 1992.
65. Ashim K. Chakravorti, Alexander E. Emanuel; *Design, Analysis and Limitations of a DC to AC Converter Usable for Interfacing Alternative Energy Sources and Energy Storage Systems with the Utility Grid*, IEEE ;1993

66. Achim Woyte, Ronnie Belmans and Johan Nijs; *Testing the Islanding Protection Function of Photovoltaic Inverters*; IEEE; March 2003.
67. Hang-Seok Choi, Y. J. Cho, J. D. Kim and B. H. Cho; *Grid-Connected photovoltaic Inverter with Zero-Current-Switching*; Seoul National University.

**Internet**

Conversión de la Luz Solar en Energía Eléctrica

14 capítulos

68. <http://www.epsea.org/esp/pdf2/ch01.pdf/>

CFE

69. <http://cfe.gob.mx/>

CONAE

70. <http://www.conae.gob.mx/>

Centro de Estudios de la Energía Solar

71. <http://www.censolar.es/>

Revolución Solar

72. <http://www.greenpeace.org/>

66. Achim Woyte, Ronnie Belmans and Johan Nijs; *Testing the Islanding Protection Function of Photovoltaic Inverters*; IEEE; March 2003.
67. Hang-Seok Choi, Y. J. Cho, J. D. Kim and B. H. Cho; *Grid-Connected photovoltaic Inverter with Zero-Current-Switching*, Seoul National University.

**Internet**

Conversión de la Luz Solar en Energía Eléctrica

14 capítulos

68. <http://www.epsea.org/esp/pdf2/ch01.pdf/>

CFE

69. <http://cfe.gob.mx/>

CONAE

70. <http://www.conae.gob.mx/>

Centro de Estudios de la Energía Solar

71. <http://www.censolar.es/>

Revolución Solar

72. <http://www.greenpeace.org/>