



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

INSTITUTO DE INGENIERÍA

**Estudio técnico- económico en la incorporación de fuentes de
generación distribuida a la red eléctrica**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

ENERGÍA – PROCESOS Y USO EFICIENTE DE ENERGÍA

P R E S E N T A :

JAZMÍN ORTIZ GUERRERO

TUTOR:
DR. JOSÉ LUIS FERNÁNDEZ ZAYAS



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.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. LUIS AGUSTÍN ALVAREZ ICAZA LONGORÍA

Secretario: DR. JOSÉ LUIS FERNÁNDEZ ZAYAS

Vocal: DR. PABLO MULÁS DEL POZO

1^{er}. Suplente: DR. ARTURO GUILLERMO REINKING CEJUDO

2^{do}. Suplente: M. C. ODON DE BUEN RODRIGUEZ

Lugar donde se realizó la tesis:

INSTITUTO DE INGENIERÍA, UNAM.

TUTOR DE TESIS:

DR. JOSÉ LUIS FERNÁNDEZ ZAYAS

Índice

Resumen	i
Prólogo	ii
Índice	iv

Capítulo 1

SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	1
1.1 Esbozo y dinámica del sistema eléctrico de potencia en México	1
1.2 Transición hacia la generación distribuida	5
1.2.1 Esquema de generación distribuida	6
1.3 Impactos en la red eléctrica, con la inserción de fuentes de generación distribuida- redes inteligentes....	9
1.4 Situación en México respecto a la generación distribuida.....	10
1.5 Proyectos de generación distribuida basados en fuentes renovables de energía.....	11
1.6 Situación actual de la energía solar fotovoltaica	12

Capítulo 2

EVALUACIÓN TÉCNICA- ECOMÓMICA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA VS EL CRECIMIENTO DE LA RED ELÉCTRICA NACIONAL	15
2.1 La generación distribuida como medida de ahorro de energía en el sistema eléctrico nacional.....	18
2.2 Análisis económico: conceptos y aplicación	19
2.2.1 Valor presente de un flujo de efectivo	21
2.2.2 Costos de energía ahorrada.....	22
2.2.3 Criterios de evaluación	22
2.2.4 Externalidades	23
2.3 Análisis económico en la implementación de sistemas fotovoltaicos	24
2.4 Procedimiento para la evaluación, comparación y selección de proyectos	26
2.5 Financiamientos y marco legal.....	27

Capítulo 3

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA	31
3.1 Antecedentes	31
3.2 Células solares.....	33
3.2.1 Principio de operación de la célula solar	33
3.3 Componentes de la radiación solar.....	34
3.4 Categorías de aplicación de sistema	37
3.5 Componentes del sistema fotovoltaico	38
3.6 Consideraciones en la implementación de un sistema fotovoltaico	39
3.6.1 Consideraciones económicas.....	39
3.6.2 Consideraciones mecánicas.....	40
3.6.3 Operación bajo condiciones anormales	40
3.6.4 Consideraciones técnicas en la inserción de los sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica	41
3.6.4.1 Voltaje	41
3.6.4.2 Distorsión de la forma de onda.....	42
3.6.4.3 Frecuencia	42
3.6.4.4 Factor de potencia.....	43
3.6.4.5 Sistemas de protección	43
3.6.4.6 Puesta a tierra	43
3.6.4.7 Inversor.....	44
3.7 Metodología para el dimensionamiento	44
3.8 Metodología para el diseño.....	45

Capítulo 4

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED EN LA TORRE DE INGENIERÍA, COMO EJEMPLO DE GENERACION DISTRIBUIDA	49
4.1 Diseño y dimensionamiento del sistema fotovoltaico de la torre de ingeniería, conectado a la red	50
4.2 Desarrollo e implementación del sistema fotovoltaico conectado a la red	50
4.3 Monitoreo del sistema fotovoltaico	52
4.4 Ahorro estimado en la demanda a la red de energía eléctrica de la torre de ingeniería	53
4.5 Beneficios económicos.....	54
4.6 Interconexión a la red	56
4.7 Beneficios ambientales.....	57

Capítulo 5

ANÁLISIS TÉCNICO, MEDIANTE FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA	59
5.1 Estudio de flujos de potencia.....	60
5.2 Caso de estudio	60

Capítulo 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	65
---	-----------

Anexo A

Memoria de cálculo de la auditoria energética en la Torre de Ingeniería.....	67
--	----

Anexo B

Planos de instalación del sistema fotovoltaico	72
--	----

Anexo C

Memoria de cálculo para el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico.....	75
---	----

Anexo D

Memoria de cálculo de los beneficios económicos.....	79
--	----

Anexo E

Memoria de cálculo de los beneficios ambientales.....	82
---	----

Anexo F

Método de Newton- Raphson	84
---------------------------------	----

Bibliografía.....	87
--------------------------	-----------

Resumen

El estudio que aquí se presenta aborda el problema de la transición hacia la generación distribuida para el abasto de servicios eléctricos en México, y más específicamente, en el Valle de México, la región servida hasta 2009 por Luz y Fuerza del Centro. Una opción que parece ser viable, como alternativa, es la generación distribuida con celdas o células fotovoltaicas. Como ejemplo, se toma un edificio experimental de la Ciudad Universitaria cuyas cargas eléctricas se han monitoreado. Con esa base se diseña un sistema fotovoltaico de abasto interconectado a la red eléctrica y se analiza desde los puntos de vista técnico y de factibilidad económica.

Se hace primeramente una revisión crítica de las condiciones del abasto, que se caracterizan por una rápida y creciente saturación de las redes de transmisión y distribución. Asimismo, se encuentran pérdidas de energía en las redes que ya exceden el 30% en algunos casos¹, y tienden a crecer de manera continua. Con estos antecedentes se determina el alto potencial que tendrá una fuente de estas características para abastecer la demanda del edificio mencionado.

¹ Prontuario Estadístico del Sector Energético, Octubre 2008, Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico (www.sener.gob.mx).

PRÓLOGO

Mientras las ciudades crecen y los recursos naturales necesarios para satisfacer sus necesidades son cada día más escasos, se vuelve apremiante hacer uso racional de los mismos.

La preocupación sobre el tema del cambio climático, ha forzado a los gobiernos a actuar para crear políticas e incentivos económicos para minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera (como dióxido de carbono CO₂, óxidos de azufre SO_x, y óxidos de nitrógeno NO_x, principalmente). En el área de la industria eléctrica, entre otras medidas, se ha favorecido el uso de fuentes renovables de energía para abastecer al mercado en constante expansión.

Aproximadamente el 75% del total de la energía eléctrica producida es usada y consumida en las grandes ciudades; los consumidores residenciales y comerciales son responsables del 40% del consumo de electricidad a nivel mundial y de alrededor del 21% de las emisiones de gases de efecto invernadero².

Debido a que las plantas de generación se encuentran fuera de las áreas conurbadas existen incrementos en los costos derivados de la construcción de la infraestructura para la transportación de la electricidad y las pérdidas eléctricas que conlleva este proceso. Como una medida para disminuir estos costos aparece como una alternativa viable el uso de fuentes de generación a pequeña escala ubicadas en el área de consumo, concepto denominado como “generación distribuida, dispersa o embebida”.

La existencia de unidades de generación de energía eléctrica en el lado del consumidor crea la oportunidad para que los consumidores no sólo obtengan beneficios económicos por concepto del costo de electricidad, también aumenta la confiabilidad del suministro eléctrico durante interrupciones para uso general.

La implementación de proyectos de generación distribuida basada en una fuente renovable como la energía solar contribuye a optimizar el uso de energía.

La producción mundial de sistemas fotovoltaicos se ha ido duplicando cada dos años, incrementándose en un promedio de 48% cada año desde el 2002, haciéndola la tecnología de mayor crecimiento a nivel mundial. A finales del año 2007 la producción global acumulada fue de 12,400 MW³.

El crecimiento de esta tecnología se debe, entre otros aspectos, a la preocupación de las naciones por el cambio climático, la adopción de un portafolio energético en el que se

² http://www.siemens.com/responsibility/pool/umweltmanagement/energy-brochure_2009_en.pdf.

³ IEEE, Power & Energy magazine for electric power professionals, Volumen 7, Número 3, Mayo- Junio 2009.

incorporen fuentes renovables y los incentivos económicos para la implementación de estas fuentes de energía.

La combinación del rápido crecimiento, la disminución de los costos y el amplio potencial tecnológico puede convertir a la energía solar en un serio contendiente para satisfacer nuestras necesidades energéticas en las décadas venideras. Sin embargo a medida que el mercado se incrementa, temas relacionados con los impactos potenciales en la estabilidad y operación de la red eléctrica pueden crear una barrera para la expansión futura.

En este trabajo de investigación, se plantea como tema de estudio el análisis de los costos y las implicaciones en la estabilidad de la red eléctrica al incorporar sistemas de generación distribuida a ésta. Es tomado como caso de estudio un sistema de generación distribuida basado en paneles de celdas fotovoltaicas instalados en la Torre de Ingeniería de la Ciudad Universitaria.

En el Capítulo 1 se describe la situación actual en el tema de deficiencia de suministro eléctrico en la Ciudad de México y es descrito el concepto de generación distribuida.

En el Capítulo 2 son planteados los conceptos básicos para la evaluación de proyectos y se hace especial énfasis en las consideraciones que deben tomarse en cuenta para proyectos de generación distribuida, en los que además de los ahorros de energía es posible obtener remuneraciones económicas posteriores a la puesta en marcha del proyecto.

En el Capítulo 3, son detallados los pasos a seguir para incorporar un sistema fotovoltaico a la red eléctrica y que en conjunto con esta abastezca de electricidad al inmueble en el que sea instalado.

En el Capítulo 4, es planteado el caso de estudio, donde se hace una auditoría energética y se plantea como medida de abatimiento de la demanda a la red eléctrica por medio del uso de un sistema fotovoltaico en el edificio de la Torre de Ingeniería de la UNAM.

En el Capítulo 5, mediante un estudio de flujo de potencias se determina la viabilidad técnica de los proyectos de generación distribuida conectados a la red eléctrica.

Por último en el Capítulo 6 se plantean las conclusiones de este trabajo de investigación.

Capítulo 1

SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

1.1 ESBOZO Y DINÁMICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA EN MÉXICO

Una red eléctrica interconectada es equivalente a la máquina más grande y compleja desarrollada hasta ahora. El proceso de generación, transmisión y suministro de la energía eléctrica a los consumidores, es diferente a la producción y venta de otros productos, ya que al no ser posible su almacenamiento, se debe producir, transmitir y suministrar en el instante preciso en el que se requiera.

En la República Mexicana el Sistema Eléctrico está conformado por dos sectores, el público y el privado. El sector público se integra por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LyFC) y el sector privado agrupa los Productores Independientes de Energía (PIE), en las modalidades de cogeneración, autoabastecimiento, usos propios y exportación (en otros países conocidos como proyectos bilaterales).

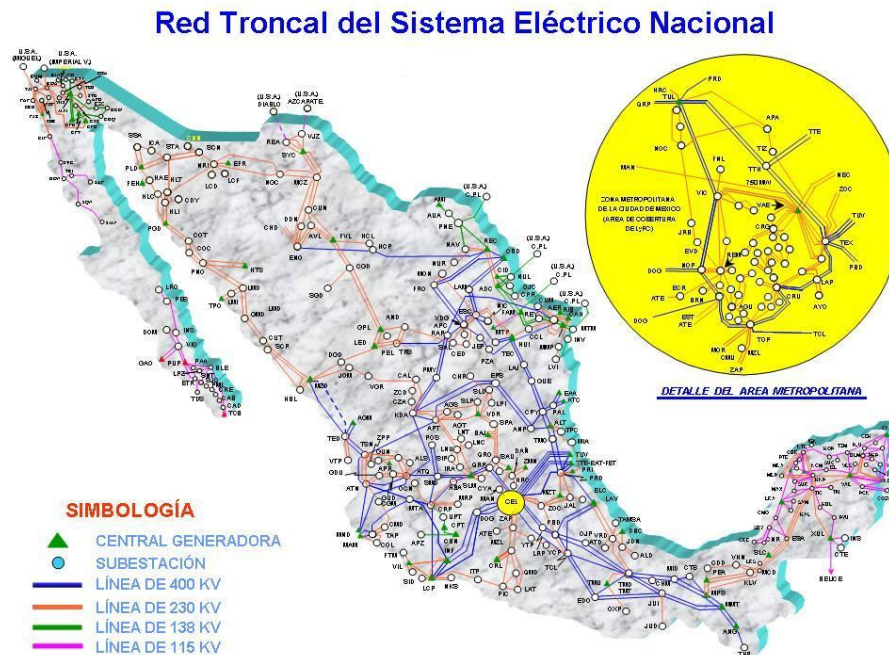


Fig. 1.1 Sistema Eléctrico Nacional.

Los objetivos básicos de la operación de un sistema eléctrico de potencia (SEP) son:

1. **Seguridad:** debe operar dentro de los márgenes operativos que eviten o minimicen la ocurrencia de disturbios.
2. **Continuidad:** debe suministrar ininterrumpidamente el servicio de energía eléctrica.

3. **Calidad:** mantener el suministro dentro de los estándares internacionales en los valores de tensión y frecuencia.
4. **Economía:** satisfacer en todo momento la demanda de energía eléctrica al mínimo costo de generación.

En la Republica Mexicana, al expandirse los sistemas eléctricos durante el proceso de interconexiones entre centrales y áreas anteriormente aisladas, se presentó la necesidad de aprovechar racionalmente las instalaciones a fin de garantizar el máximo rendimiento de las inversiones. Para tal objeto, se organizaron grupos o áreas de operación y control responsables de cumplir con los objetivos básicos de operación; estas áreas son:

1. Área Central
2. Área Oriental
3. Área Occidental
4. Área Noroeste
5. Área Norte
6. Área Noreste
7. Área Baja California
8. Área Peninsular

Para operar estas áreas se lleva a cabo el Despacho Económico, que es el proceso de asignar la generación total requerida entre las unidades generadoras disponibles; para asegurar a través de las áreas de control, que la oferta y la demanda estén balanceadas en cada instante, además permite coordinar los mantenimientos, determinar y ubicar la reserva, así como administrar la producción y el transporte de energía eléctrica en el tiempo, bajo un esquema del suministro de costo mínimo y con la máxima seguridad, estabilidad y calidad factibles.

El Área de control Central, es operada por LyFC y se interconecta con la red de la CFE a través de líneas de transmisión de 400 kV y 230 kV. Esta área de control está compuesta por el Distrito Federal y parte de los Estados de México, Hidalgo, Puebla y Morelos. Atiende a más de 5.7 millones de usuarios, correspondiente al 22% del total de usuarios del país y satisface al 27% del total de la energía eléctrica a nivel nacional [1].

La evolución de la red de transmisión indica una gran expansión en la zona centro y norte del país en los últimos 10 años. De esta manera, la capacidad de entrega de energía eléctrica se ha incrementando notablemente en los enlaces que convergen a la zona centro.

En 2008, la capacidad instalada nacional ascendió a 59,573 MW. En términos de participación, CFE representó el 64.6% y LFC el 2.0% del total instalado al cierre del año (Fig. 1.2). Los productores independientes registraron una participación de 19.2%. El sector privado bajo las figuras de autoabastecimiento y cogeneración contribuye con el 6.7% y 4.5% respectivamente, mientras que la capacidad instalada para fines de exportación de electricidad representa el 2.2% [2].

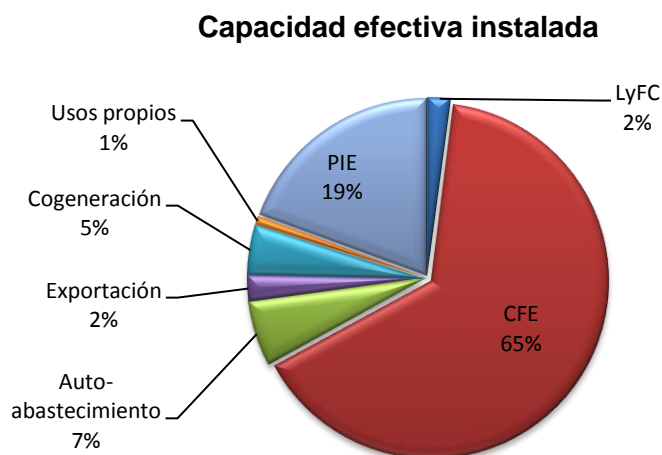


Fig. 1.2 Porcentaje de capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional, 2008. [2]

De acuerdo a las estadísticas presentadas, actualmente el Sistema Central de LyFC enfrenta una problemática derivada de la existencia de un déficit en su generación, ya que más del 92.5%¹ de la energía consumida por dicha compañía está siendo importada a través del sistema de CFE. Asociado a este déficit también es necesario considerar las pérdidas de energía por causas técnicas, por efecto joule y no técnicas causadas por acciones ilícitas.

Las pérdidas de energía determinan la eficiencia del sistema y para cuantificar el porcentaje de estas, las empresas de generación de electricidad hacen uso de la siguiente ecuación:

$$PET = \frac{(E_r - E_e)}{E_r} \times 100\%$$

Donde:

PET = Pérdidas de energía totales en porcentaje.

E_r = Energía recibida en los últimos 12 meses (año móvil) por concepto de generación propia, entregas de permisionarios y compra de energía a CFE.

E_e = Energía entregada a los usuarios en diferentes voltajes en los últimos 12 meses (año móvil), incluyendo la reventa a CFE, el porteo y los usos propios y generales.

En la TABLA I, se muestra la evolución y tendencia de las pérdidas totales de energía eléctrica en las redes de alta, media y baja tensión.

¹ Calculado a partir de los datos de la capacidad instalada y el número de usuarios de LyFC.

TABLA I
PÉRDIDAS TOTALES DE ENERGÍA
(AÑO MÓVIL AL CIERRE DE CADA PERIODO)

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO		Pérdidas Totales de Energía (%)
2000		22.6
2001		24.0
2002		25.8
2003		27.2
2004		28.8
2005		30.6
2006		32.5
2007		32.8
2008	Enero	32.8
	Febrero	32.9
	Marzo	32.5
	Abril	32.9
	Mayo	33.0
	Junio	32.8
	Julio	32.8
	Agosto	32.5
	Septiembre	32.8
	Octubre	32.7

Fuente: Prontuario Estadístico del Sector Energético Octubre de 2008, Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico (www.sener.gob.mx) [3]

En este indicador se incluyen las pérdidas originadas por razones técnicas y las pérdidas que se derivan de situaciones y actos irregulares.

Las interrupciones de corta duración para algunos clientes, tales como hospitales y grandes clientes industriales, pueden dar lugar al cierre de sistemas complejos y el arranque de estos sistemas puede ser costoso. En muchos casos, estos clientes instalan sistemas de generación de reserva u otros sistemas para lidiar con las interrupciones de corta duración.

Aunado lo anterior a las fluctuaciones en el precio de los energéticos y como consecuencia al aumento en el costo de las tarifas eléctricas, la competitividad de las empresas que tienen un uso intensivo de la energía eléctrica resulta impactada.

El escenario descrito es la problemática a la que todas las grandes ciudades se están enfrentando, debido al constante crecimiento de la demanda de energía eléctrica. Proyecciones realizadas indican que para el año 2020, la población mundial alcanzará los 7.5 billones de personas, lo que constituye un incremento considerable, si se compara con los 6.1 billones y 4.4 billones en los años 2000 y 1980 respectivamente. Se espera que el consumo de electricidad para el año 2020 exceda los 27,000 terawatt- hora (TWh) equivalente a un aumento de 75% respecto a los 15,400 TWh consumidos en el 2000 [4].

A medida que la sociedad evoluciona, aumenta el consumo de recursos energéticos (principalmente electricidad); el nivel de consumo de electricidad en toda sociedad se ha convertido en el referente del desarrollo económico y social de la misma ya que su uso está presente en cada aspecto de nuestra vida diaria para satisfacer nuestras necesidades, por ello es necesario buscar alternativas confiables para el suministro energético, tales como el uso de combustibles alternativos, la generación propia de

electricidad por parte de las empresas, en la cual se privilegien esquemas de cogeneración, y la implementación de medidas de ahorro y uso eficiente de la energía.

Cualquiera que sea el escenario bajo el cual se desarrolle el sector eléctrico de un país, es indispensable contar con una visión de largo plazo, que enmarque una Política Energética, que establezca los Lineamientos del Desarrollo Energético del País con el fin de lograr un desarrollo suficiente y sostenible, así como una seguridad, confiabilidad y calidad del suministro eléctrico.

En este trabajo se abordará la alternativa de la generación de electricidad en el lugar de consumo (generación distribuida), basada en una fuente renovable como es la energía solar, a fin de garantizar el suministro del servicio.

El caso de estudio se ubicará en el Área Central que como ya se explico es la que presenta una mayor problemática en cuanto al abasto del servicio e índice de fallas y específicamente se ubicará en un edificio de Ciudad Universitaria.

1.2 TRANSICIÓN HACIA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Los sistemas eléctricos de potencia tradicionales están diseñados de acuerdo al esquema de la Fig. 1.2, en el que la producción de energía se realiza por medio de unidades de generación y ésta es entregada a los puntos de consumo vía los sistemas de transmisión y distribución, haciendo uso de las líneas de transmisión.

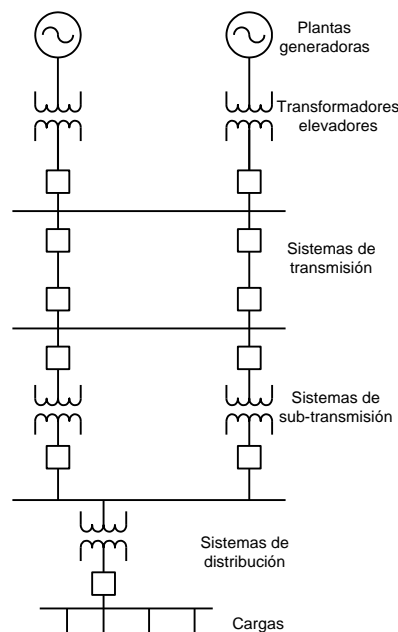


Fig.1.2 Sistema Eléctrico de Potencia, esquema de generación centralizada

El papel de las plantas de generación es el de producir electricidad a través de la conversión de alguna fuente primaria de energía y por medio de los sistemas de transmisión y distribución que interconecta a los generadores y las cargas se hace la transferencia de esta energía a distintos niveles de tensión. La interconexión de varios generadores es ventajosa económicamente debido a que se necesita menor número de plantas de reserva para atender a todos los usuarios en los periodos de demanda máxima, así como para actuar ante inesperadas elevaciones en el consumo [5].

En la actualidad, factores tales como las nuevas políticas ambientales y el aumento en la demanda de bienes y servicios, han derivado en la necesidad del desarrollo de nuevas alternativas tecnológicas que aseguren el suministro oportuno y de calidad de energía, además de la diversificación de las fuentes de energía, motivada por hacer uso eficiente de los recursos naturales y así minimizar el impacto ambiental producido por la generación de electricidad basada en combustibles fósiles.

Para cumplir tanto con las políticas ambientales como con el suministro oportuno del servicio eléctrico, se ha retomado el concepto de la conexión de unidades de generación en la red de distribución del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), cerca del lugar de consumo. Este concepto es denominado de distintas maneras, tales como: Generación Distribuida (GD), generación descentralizada, dispersa, embebida, energía en el sitio de consumo, etc.

Se espera que la GD juegue un papel importante en la producción de energía eléctrica en el futuro de muchos países, incluido México.

El éxito en la difusión y fomento de la GD radica en la existencia de nuevas tecnologías que permiten para potencias pequeñas, generar energía eléctrica en forma eficiente, confiable y de buena calidad. La característica principal de la GD es que ofrece una alternativa, viable y competitiva, para que un usuario utilice energía eléctrica sin tener necesariamente que ser usuario del sistema de transmisión.

Las áreas de aplicación son las siguientes:

- Electrificación rural
- Servicios municipales
- Autoabastecimiento
 - Doméstico
 - Comercial y servicios
 - Industrial
- Soporte de red

1.2.1 ESQUEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida no es un fenómeno nuevo. Previo a la aparición de las turbinas de vapor y la corriente alterna, durante la fase inicial de la industria eléctrica a principios del siglo veinte todas las necesidades energéticas (calefacción, enfriamiento, iluminación) eran suministradas en o cerca del lugar de consumo. Pero el crecimiento de la demanda y la necesidad de disminuir los costos derivó en un esquema de generación centralizado en el que las grandes plantas de generación se ubican esencialmente en lugares lejanos a los centros urbanos.

Como resultado de los problemas ambientales actuales, es de gran importancia que el desarrollo de nuevos proyectos en el sector eléctrico se realicen de manera que sean, económicamente, socialmente y

ambientalmente sostenibles, en otras palabras los proyectos deben explotar las fuentes de una manera que permitan a las generaciones presentes satisfacer sus necesidades, sin comprometer la capacidad de las siguientes generaciones satisfacer las propias.

La GD es una manera de combinar los objetivos del abastecimiento de electricidad y de sostenibilidad ambiental. Por ello, hay un crecimiento en el reconocimiento de que el modelo centralizado de generación no es en todos los casos el modelo más óptimo para el abastecimiento del servicio eléctrico [6].

Los avances en diseños y los materiales usados para la fabricación de los paneles fotovoltaicos, micro turbinas, motores de combustión interna, celdas de combustible, así como equipo de control y monitoreo, han ampliado la gama de oportunidades en el uso de la GD, y han permitido adaptar sistemas de generación de energía a las necesidades específicas de los consumidores. Estos avances técnicos, combinados con las necesidades cambiantes del consumidor, y la reestructuración de los mercados de la energía eléctrica y del gas natural, han abierto las oportunidades para que los consumidores usen la GD para cubrir sus propias necesidades energéticas.

La GD se basa en el uso de generadores pequeños y modulares con capacidades, en general, de 1 kW hasta 10 000 kW [7], que pueden ser ensamblados y ubicados en lugares estratégicos (generalmente cerca del sitio de consumo). Las tecnologías para la GD incluyen:

- Sistemas de cogeneración: sistemas que producen energía eléctrica y térmica y utiliza el vapor o calor para procesos industriales. Son sistemas que pueden operar con combustibles fósiles, biomasa o calor de desecho. Entre estas tecnologías están los motores de combustión interna, las turbinas de combustión, micro turbinas.
- Generadores y pequeñas turbinas de combustión: funcionan con gas natural o diesel y son usados típicamente como sistemas de reserva o respaldo y para proporcionar energía a lugares remotos.
- Sistemas que utilizan fuentes renovables de energía: tal como paneles fotovoltaicos, celdas de combustible, aerogeneradores, pequeños sistemas hidroeléctricos [8].

Los proyectos de GD tienen beneficios que podemos dividir en técnicos y económicos, entre los beneficios técnicos se encuentran los siguientes:

- Reducción de pérdidas eléctricas en las redes de distribución.
- Incremento de la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica e incremento en la flexibilidad del sistema.
- Generación de energía limpia utilizando fuentes renovables.
- Reducción de la vulnerabilidad del sistema.
- Mejora la calidad de la energía (niveles de frecuencia y tensión dentro de los estándares permitidos).
- Reduce la demanda pico del consumidor sobre la red y la necesidad de respaldo de potencia reactiva del sistema, y al mismo tiempo mejora la regulación de tensión y estabilidad en la red (liberación de capacidad del sistema y reducción en el índice de fallas).
- Reducción en la necesidad de construcción de nuevas líneas de transmisión y distribución [8].

Por otro lado los beneficios económicos son los siguientes:

- Descentralización de la propiedad en el sector de generación, característica fundamental para incentivar la competencia.
- Reducción del capital de inversión y los tiempos de instalación (riesgos financieros menores).
- Reducción en la dependencia en la importación de combustibles.

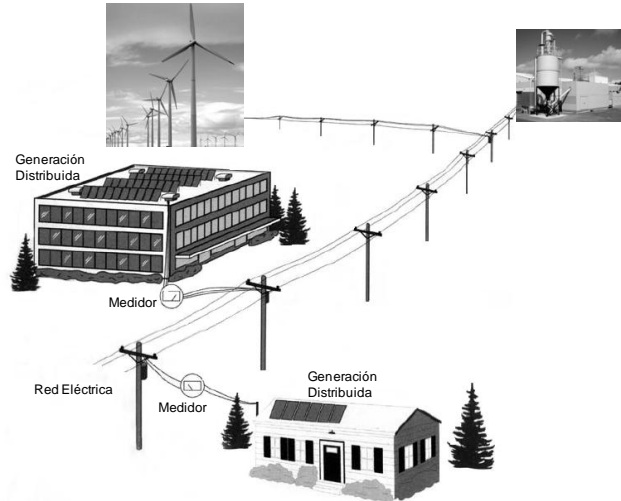


Fig.1.3 Esquema de la Red Eléctrica, al implementar proyectos de generación distribuida.

La GD presenta oportunidades tecnológicas que puede adaptarse bastante bien a la red eléctrica, ya que son unidades compactas y tienen un alto grado de automatización; en conclusión, la GD eleva sustancialmente la calidad y continuidad en el suministro de la energía eléctrica [9].

Como ejemplo, en la mayoría de los países de la Unión Europea, más del 80% de las interrupciones a los consumidores son causadas por fallas en los niveles de media y baja tensión; por ello uno de los principales beneficios de los sistemas de GD conectados a estas redes, es el incremento en la calidad del servicio, fiabilidad y seguridad, al entrar en operación en caso que se presente alguna falla en el suministro del servicio [10].

Existen dos maneras de implementar los sistemas de GD: la operación aislada (independiente) e interconectada a la red. En la forma aislada, la carga eléctrica es alimentada por el sistema de GD. En el modo de operación interconectado a la red, el sistema de GD en conjunto con la red alimentan a la carga conectada y requiere un sistema de control para proteger a la unidad y evitar efectos adversos de la misma a la red, y viceversa.

Operación aislada:

- No interconectada al sistema de distribución de la red eléctrica

Sistema interconectado a la red:

- Interconectado a la red pero nunca exportando potencia al sistema
- Interconectado al sistema de distribución y exportando el excedente de generación a la red.
- Exportación de la potencia total para venta

En el siguiente esquema se muestra la interconexión en paralelo de la unidad de GD con la red eléctrica.

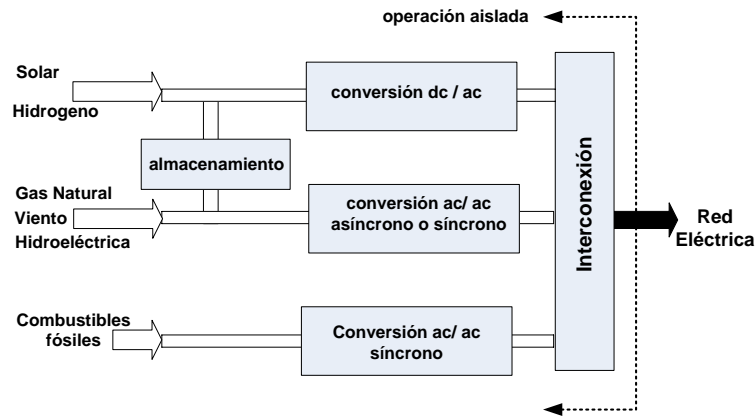


Fig.1.4 Esquema de interconexión a la red eléctrica [11].

1.3 IMPACTOS EN LA RED ELÉCTRICA, CON LA INSERCIÓN DE FUENTES DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA- REDES INTELIGENTES

La necesidad por un cambio en la forma en que los sistemas de distribución son diseñados, planeados, operados y administrados debe concernir tanto a los países desarrollados como a aquellos en vías de desarrollo. Estos cambios deben encaminarse al uso de tecnologías que reduzcan la dependencia en la red eléctrica, así como a la diversificación de las fuentes de generación de electricidad.

Con la inclusión cada vez mayor de sistemas de GD, los SEP deberán hacer frente a nuevos desafíos. No sólo tendrán que integrar grandes cantidades de sistemas fluctuantes de energía eólica y solar, también deberán adaptarse al aumento en el número de las fuentes de energía descentralizada. La infraestructura actual no está diseñada para esta tarea. La solución es desarrollar una red inteligente que mantenga el equilibrio entre la producción y distribución de la energía.

En la industria eléctrica se está cambiando el paradigma de una red primordialmente centralizada y controlada por el productor a una en la que el consumidor es más interactivo con la red. Y es así como surge un nuevo concepto, denominado “red inteligente”; como una visión de la infraestructura eléctrica de generación y distribución flexiblemente controlable. El sistema de generación más la tecnología de comunicación e información en conjunto vistas como una red inteligente, para hacerla más fácil supervisar y controlar el transporte de la energía.

La transformación hacia una red inteligente promete cambiar por completo el modelo comercial actual y la relación de la industria con todos los productores, implicando y afectando a las empresas de generación, los reguladores, los proveedores de servicios de la energía, vendedores de tecnología de automatización y a los consumidores del servicio.

Las redes inteligentes optimizarán las interconexiones entre los productores y consumidores, a medida que los proyectos de GD incrementen.

1.4 SITUACIÓN EN MÉXICO RESPECTO A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

El sector eléctrico mexicano está dominado por las dos compañías del estado, CFE y LyFC, quienes juntas generan aproximadamente el 67% de la electricidad en el país, basados primordialmente en combustibles fósiles.

La GD representa un pequeño porcentaje de generación y capacidad instalada, como se ve en la gráfica de la Fig. 1.5.

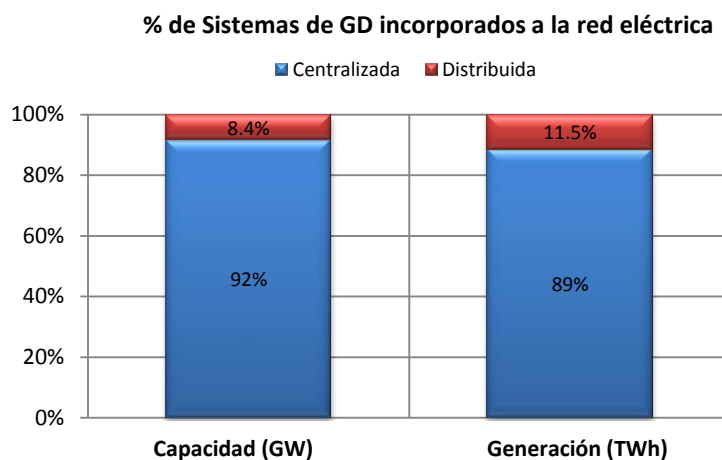


Fig.1.5 Esquema del porcentaje de sistemas de GD incorporados a la red eléctrica [12].

En lo concerniente a la posibilidad de aumentar este porcentaje de sistemas de GD en el sistema eléctrico mexicano, existen varias barreras a vencer:

1. En la actualidad hay una sobrecapacidad de generación instalada en México, lo que hace a los proyectos de GD difíciles de justificar económicamente.
2. El proceso para obtener los permisos por parte de la CRE (Comisión Reguladora de Energía) para proyectos de generación son largos y costosos, cerca de 50 permisos oficiales son requeridos por un privado para proyectos de cogeneración o generación en el sitio.

Algunos avances ya se han logrado al respecto, principalmente en el fomento que existe por la participación cada vez mayor de fuentes renovables en la capacidad instalada, con lo que se busca además de cumplir con compromisos internacionales (Protocolo de Kyoto), aumentar la sostenibilidad del País.

De acuerdo con el Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012 (PND), publicado en el Diario Oficial de la Federación el 31 de mayo de 2007, la diversificación de fuentes primarias de generación y el aprovechamiento de fuentes renovables de energía se establecen como una estrategia en materia de energía [13].

En el PND y el Programa Nacional de Medio Ambiente y Recursos Naturales 2007-2012 incorporan el concepto de sostenibilidad (los documentos emplean el término sustentabilidad) como uno de sus principios fundamentales.

El desarrollo sostenible está definido como: “la utilización de bienes y servicios que responden a las necesidades básicas y contribuyen a una mejor calidad de vida, reduciendo al mínimo el uso de recursos naturales, materiales tóxicos y emisiones de desechos y contaminantes a lo largo del ciclo vital, sin poner en peligro las necesidades de las generaciones futuras” [14].

La forma en la cual se deben conseguir altos niveles de sostenibilidad no es clara ya que la definición de este concepto es sólo cualitativa.

Muchas de las interpretaciones de desarrollo sostenible coinciden en que las políticas y acciones para lograr crecimiento económico deberán respetar el medio ambiente y, además, ser socialmente equitativas para alcanzar el crecimiento económico y sostenible.

Uno de los factores principales para determinar la sostenibilidad de un proceso de producción-consumo es el nivel de agotamiento de la fuente utilizada. La cuantificación del proceso de sustentabilidad deberá incluir entonces un parámetro dependiente del factor de utilización del recurso. En la tabla siguiente se presentan algunas fuentes de energía así como su factor de abundancia estimado.

TABLA III
FACTOR DE ABUNDANCIA DE ALGUNAS FUENTES DE ENERGÍA

FUENTE DE ENERGÍA	TIEMPO DE AGOTAMIENTO	FACTOR DE ABUNDANCIA
Petróleo	150 años ¹	0.12
Carbón	1000 años ¹	0.5
Energía solar	Indefinido ²	1

¹ Promedio mundial por país productor. Estimado a partir de las reservas probadas actuales

² Tiempo mayor a 1,000 años.

Fuente: Referencia [15]

Por lo expuesto anteriormente es de esperar un crecimiento en la incorporación de sistemas de GD cuya fuente de energía sea la renovable y en particular el de la energía solar.

1.5 PROYECTOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA BASADOS EN FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA

Los combustibles fósiles han sido la base para el desarrollo de muchos países. Los pronósticos indican que seguirán ocupando una participación destacada como fuente primaria de energía para las próximas décadas; sin embargo, hoy es necesario iniciar las acciones que nos permitan, en un futuro no muy lejano, diversificar las fuentes de energía para atender las necesidades de los consumidores y contrarrestar los problemas ambientales actuales y así garantizar el desarrollo económico y sostenible de la sociedad.

En este contexto los esfuerzos que se están haciendo, se dividen básicamente en dos, los primeros buscan establecer una estructura eléctrica más eficiente a través de las redes inteligentes y por otro lado la incorporación de sistemas de GD que favorezcan el uso de tecnologías que aprovechen las fuentes

renovables de energía para diversificar el portafolio energético y así derivar en un desarrollo sostenible del País.

En la última década han emergido nuevas tecnologías que permiten generar electricidad reduciendo pérdidas, costos y disminuyendo el impacto ambiental. Se espera que esas tecnologías mejoren la viabilidad de la GD en la competencia del mercado eléctrico. Entre estas tecnologías se citan las siguientes:

1. Eólica
2. Pequeña Hidráulica
3. Solar
4. Biomasa y biogás
5. Maremotriz

Las energías renovables son un recurso muy abundante en el país, por lo que pueden contribuir a satisfacer la demanda energética de manera sostenible tanto de las ciudades como del campo. Por ello al implementar un proyecto de GD se considera como valor agregado el uso de estas fuentes energéticas.

En este trabajo, centraremos el estudio en la energía solar fotovoltaica como fuente a emplear en proyectos de GD, ya que es una de las tecnologías que se encuentra en auge actualmente y además por ser una fuente que puede ser ampliamente explotada en nuestro país por cuestiones geográficas.

Estos sistemas son una fuente importante de energía por muchas razones, entre ellas los claros beneficios ambientales. Como productora de energía a nivel residencial, contribuye a la seguridad energética a nivel nacional y a la creación de empleos por ser una tecnología en constante desarrollo y, por ende, se fortalece la economía de un país.

1.6 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica es una de las fuentes de energía de mayor desarrollo en el mundo, con tasas de crecimiento anuales de 25-35% durante los últimos diez años. El mercado para los sistemas FV ha experimentado un cambio dramático en los últimos cinco años; antes de 1999, el mercado principal estaba concentrado en sistemas aislados a la red eléctrica, tales como electrificación y telecomunicaciones rurales, bombeo de agua y señalizaciones en carreteras. Sin embargo, ahora aproximadamente el 78% del mercado global de esta fuente está destinado para usos conectados a la red eléctrica de distribución como generación distribuida [16].

Esta industria ha mantenido un crecimiento considerable ya que en comparación con la década pasada ha tenido una tasa de crecimiento del 40%. La combinación de este rápido crecimiento, la reducción de los costos de fabricación han aumentado el interés en los consumidores. En muchos países han sido las empresas eléctricas las principales participantes en el aumento de proyectos de generación FV, particularmente en el desarrollo de estándares para la integración de estos a la red eléctrica.

Actualmente la generación de electricidad basada en sistemas fotovoltaicos representa una pequeña fracción de la capacidad instalada en el sistema eléctrico nacional, pero el potencial de esta fuente es enorme.

Mundialmente, la capacidad de generación a través de celdas fotovoltaicas es de alrededor de 16,000 Megawatts (MW), instalada principalmente en Alemania, Japón y Estados Unidos de América [13].

En el caso de la Unión Europea (UE), hasta el año 2007 la capacidad instalada era de 4,689.497 MW.

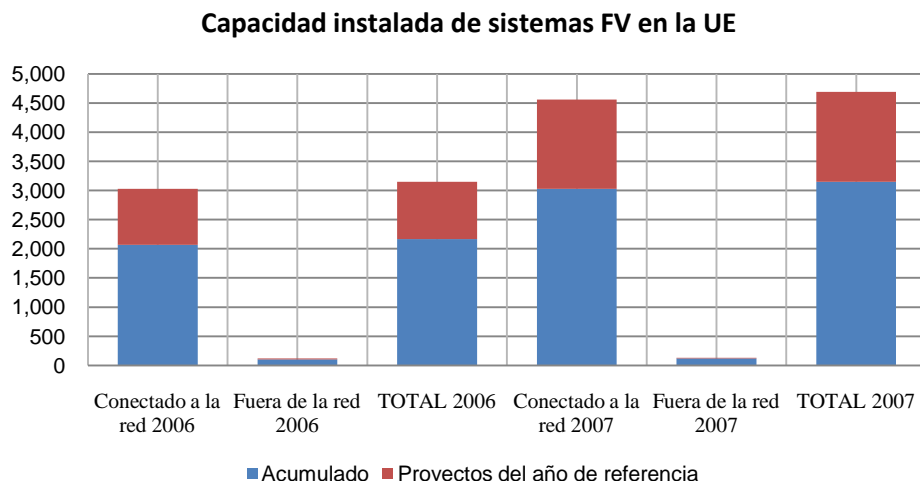


Fig. 1.6 Capacidad instalada de sistemas fotovoltaicos conectados a la red y fuera de ella (Elaboración propia con datos de EurObserv'ER [17])

Para México, se estima que la capacidad total de las instalaciones fotovoltaicas es de 18.5 MW, que generan en promedio 8,794.4 MWh por año [8].

En su mayoría estas instalaciones se encuentran en comunidades rurales aisladas de la red eléctrica, y muchas de ellas fueron instaladas por medio de programas gubernamentales de electrificación rural.

Algunos ejemplos de sistemas conectados a la red eléctrica en México son:

- The Green Corner, México, D.F.: 30.6 kW
- Casas de interés social, Mexicali, Baja California: 220 kW
- Instalación comercial (Wal-Mart), Aguascalientes, Ags.: 174 kW
- Instalación comercial (Wal-Mart), La Paz, Baja California: 200 kW
- Universidad Autónoma Metropolitana, México, D.F.: 60 kW
- DESMEX, León, Guanajuato: 11.16 kW
- Casa Nueva de la Energía, Mexicali, Baja California: 1.02 kW
- Duxa, Mérida, Yucatán: 7.20 kW
- HDA residencia, Tijuana, Baja California: 3.06 kW
- Hella México, Naucalpan, México: 19.20 kW
- TEISA- SODES, Metepec, México: 2.16 kW

Para favorecer la inserción de estos sistemas, en México, el Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2007-2012, plantea una meta de 26% de generación eléctrica a partir de energías renovables incluyendo grandes hidroeléctricas, como se indica en la TABLA II.

TABLA III
PORCENTAJE DE CRECIMIENTO OBSERVADO DE LA INCORPORACIÓN DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA

INDICADORES DEL PROGRAMA SECTORIAL DE ENERGÍA 2007-2012	2007 OBSERVADO	META 2008	ENERO- AGOSTO (OBSERVADO)	
			2007	2008
Renovables como porcentaje de la capacidad de generación de energía eléctrica (%)	23.7	24.3	24.5	23.6

Fuente: Comisión Federal de Electricidad. [16]

El PND establece como uno de sus objetivos nacionales asegurar un suministro confiable, de calidad y a precios competitivos de los insumos energéticos que demandan los consumidores. La sostenibilidad ambiental está definida como un eje central de las políticas públicas de México. Esto implica que nuestro país debe considerar al medio ambiente como uno de los elementos de la competitividad y el desarrollo económico y social.

Actualmente y de acuerdo a las modificaciones de diciembre de 1992 a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, está permitido el uso temporal de la red del sistema eléctrico nacional por parte de permisionarios, para cualquiera de las siguientes actividades: autoabastecimiento, co- generación, pequeña producción, producción independiente para venta a CFE y exportación.

Esta apertura contribuye al aumento del interés por parte de inversionistas privados para invertir en la pequeña generación y de esta manera mejorar la eficiencia en sus procesos.

Por ello el planteamiento de este trabajo es establece los beneficios tanto económicos como ambientales para justificar el empleo de una fuente renovable como es la solar para abastecer de energía eléctrica a uno de los edificios de la UNAM.

Capítulo 2

EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA VS CRECIMIENTO DE LA RED ELÉCTRICA NACIONAL

El ahorro de energía se basa en disminuir el consumo energético mediante un uso más eficiente de la misma, sin que sea necesario el recorte de los servicios proporcionados por ésta. El ahorro o conservación ocurre cuando las sociedades desarrollan y utilizan tecnologías eficientes que reducen necesidades energéticas.

Cuando un país aumenta su eficiencia energética, utiliza menos energía para producir la misma cantidad de mercancías y servicios. Preocupaciones ambientales, tales como lluvia ácida y el calentamiento global, han aumentado la conciencia pública alrededor de la importancia del ahorro de energía. En muchos países, incluido México, se están implementando nuevos programas de ahorro de energía como medida beneficio/costo para reducir el consumo nacional de energía eléctrica, incrementar la competitividad económica de la nación y proteger el medio ambiente.

En la TABLA I se especifica el número de usuarios de energía eléctrica a nivel nacional. En ella se observa que a la fecha de agosto de 2008, los sectores en donde se concentran la mayor cantidad de usuarios son los que corresponden al sector doméstico (88.08%) y lejanamente seguido por el sector comercial (10.34%). (Fig. 2.1)

TABLA I
USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA A NIVEL NACIONAL

Sistema de Información Energética Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico Dirección General de Información y Estudios Energéticos									
Número de usuarios de energía eléctrica (miles de usuarios)									
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	AGO/2008
Total	23,881	24,851	25,912	26,954	28,003	28,986	29,940	31,213	32,102
Doméstico	21,055	21,872	22,784	23,692	24,615	25,484	26,348	27,476	28,278
Comercial	2,492	2,622	2,751	2,864	2,966	3,056	3,121	3,250	3,322
Servicios	123	131	139	145	152	158	164	162	165
Agrícola	94	97	99	102	105	107	110	113	114
Empresa Mediana	117	128	139	151	165	180	196	212	221
Gran Industria	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Fuente: *Prontuario Estadístico del Sector Energético Octubre de 2008, Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico (www.sener.gob.mx) [18]*

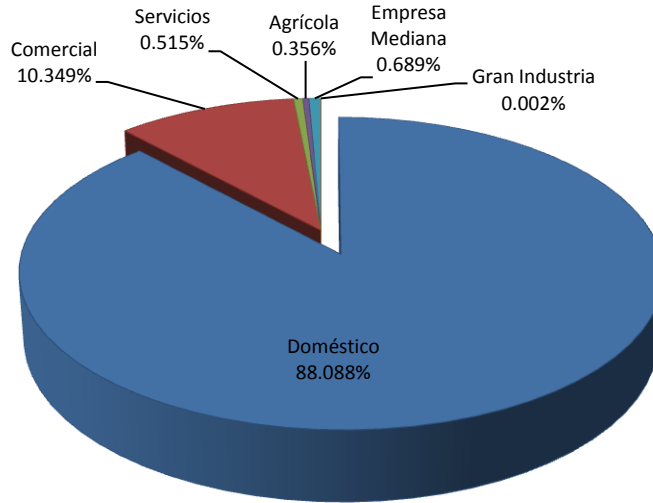


Fig.2.1 Porcentaje de usuarios de energía eléctrica a nivel nacional.
(Elaborado a partir de datos de la TABLA I, utilizando los datos de agosto de 2008)

En la Fig. 2.2 se muestra el volumen de ventas por sector y ya que los edificios residenciales y comerciales consumen una porción importante del total de la energía eléctrica producida (35%), son el objeto principal de estudio en los programas de ahorro de energía eléctrica. Para los edificios nuevos, se han elaborado estándares y normas de eficiencia energética y, para los inmuebles existentes, se han implementado programas de uso racional de este tipo de energía.

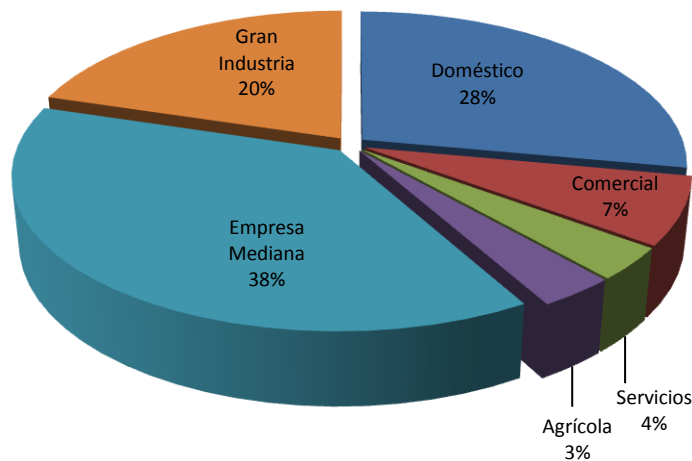


Fig.2.2 Volumen de ventas de energía eléctrica (GW/h)
(Elaborado a partir de datos de la TABLA I, utilizando los datos de agosto de 2008)

Los programas de ahorro de energía en edificaciones se enfocan a encontrar soluciones para nuevas edificaciones y existentes, así como integrar sistemas de generación de energía eléctrica en el sitio

de consumo que permitan proveer del servicio al usuario y vender el excedente a la compañía suministradora del servicio.

La inversión para mejorar la eficiencia energética en edificios proporciona un inmediato y predecible beneficio económico que se refleja en los recibos por concepto de consumo eléctrico.

Para analizar el consumo energético y estimar la relación beneficio/costo de las medidas de ahorro de energía, acción conocida como auditoría energética, existen gran cantidad de métodos y herramientas de simulación. Para seleccionar el método de análisis energético apropiado se deben considerar factores tales como la rapidez, costo, versatilidad, reproductibilidad, sensibilidad, exactitud y fiabilidad de la metodología o herramienta a emplear.

Una auditoría energética puede ser definida como el proceso de evaluar las aplicaciones donde usa energía un edificio o planta, e identifica oportunidades de reducir el consumo. Una auditoría en edificios comerciales e industriales incluye una amplia variedad de procesos para determinar la mejor medida de ahorro y obtener los más altos beneficios, es decir, la mejor relación beneficio/costo. El siguiente diagrama representa los pasos a seguir en una auditoría energética.

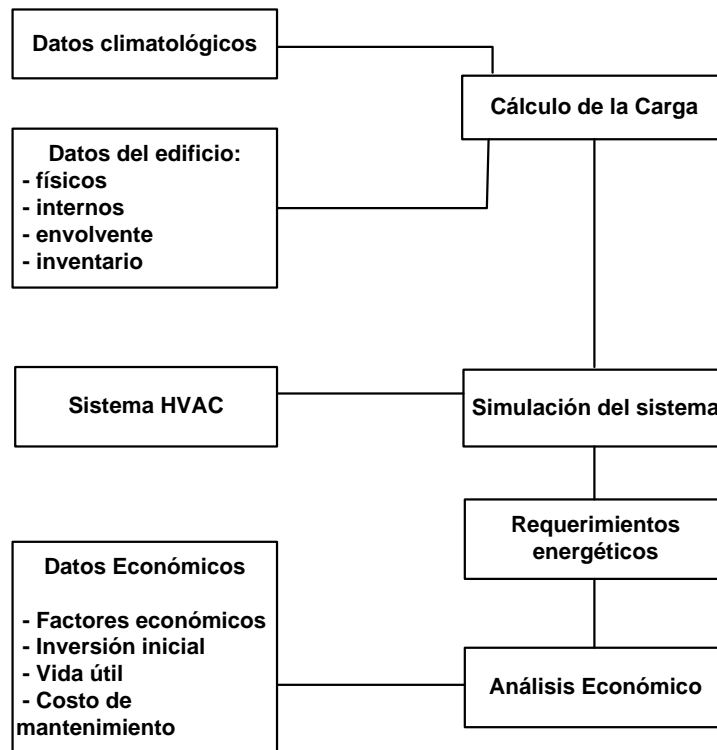


Fig. 2.2 Diagrama de flujo del proceso de una auditoría energética [19].

Los pasos para la auditoría energética son los siguientes:

1. Evaluación de las características del sistema energético (temperatura interior, nivel de iluminación, uso de la energía eléctrica).

- Patrón de uso de la energía.
 - Perfil de carga (factor de potencia, índice de factor de demanda).
 - Identificar los tipos de combustible usados.
 - Efectos ambientales en el patrón de consumo.
2. Identificación de las medidas de ahorro de energía.
 - Identificar las necesidades y requerimientos del consumidor.
 - Desarrollar un caso base que represente las condiciones de operación en el edificio.
 3. Evaluación de las medidas de ahorro de energía.
 - Estimar los costos iniciales requeridos para la implementación.
 - Evaluar el beneficio/ costo de la propuesta utilizando un método de análisis económico.
 4. Implementación del proyecto.

2.1 LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA COMO MEDIDA DE AHORRO DE ENERGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Actualmente la industria eléctrica se encuentra en medio de un periodo de reestructuración en el que se está incrementando la competencia. Tecnologías innovadoras están siendo consideradas y probadas para generar electricidad.

Mejorar la eficiencia energética en los sistemas eléctricos de potencia; en el lado de la generación, al implementar una fuente de generación distribuida, es un recurso importante para el ahorro de energía y disminución de costos, ya que aproximadamente 95 % de las fallas ocurren en el las áreas de transmisión y distribución.

En la mayoría de las aplicaciones de ahorro de energía, es necesaria una inversión inicial para implementar las medidas. Estos costos son justificados en términos de la reducción de costos de operación, ya que además de considerar la factibilidad técnica, ambiental y legal de un proyecto es importante la eficiencia económica. En el caso de proyectos de inversión de infraestructura económica que generen ingresos o ahorros monetarios, es necesario presentar un análisis de factibilidad financiera, donde se muestren, en términos de valor presente, los ingresos generados, los ahorros obtenidos y las erogaciones que implica la realización del proyecto. Para determinar esto se emplea el método del valor del dinero en el tiempo.

Hay muchas maneras de calcular la viabilidad económica de los proyectos de generación distribuida y ahorro energético. El costo de inversión de instalar nuevos equipos, el costo de operación y mantenimiento, y los costos del combustible deben ser combinados de tal manera que sea posible hacer una comparación con los costos del caso base (sin la implementación del proyecto de ahorro de energía).

Para que un proyecto de ahorro de energía sea económicamente viable, los costos iniciales deben ser menores que la suma de ahorros obtenidos por la reducción en los costos de operación sobre el curso de la vida útil del proyecto.

El análisis de Costo y Beneficio del programa o proyecto de inversión, debe demostrar que el proyecto es sustentable económicamente, es decir, es susceptible de generar beneficios netos adecuados por sí mismo bajo supuestos razonables, independientemente de cuál sea la fuente de los recursos con los que se financie dicho programa o proyecto.

Aun cuando la reducción de energía no suministrada debido a fallas representa beneficios económicos muy importantes para los consumidores, éstos no se contabilizan como ahorros o ingresos en la evaluación de proyectos sustentables económicamente, debido a que, para efectos prácticos, este ahorro no se refleja en su flujo de efectivo.

Los beneficios en la implementación de proyectos de generación de energía dividen como sigue:

Beneficios Directos

- Ingresos por la venta de energía.
- Ahorros en la operación debido a la presencia del proyecto.
- Ahorros por concepto de inversión evitada.
- Confiabilidad del suministro.
- Calidad del suministro.

Beneficios indirectos

- Generación de Empleo.
- Incremento de la Productividad en el País o Región.

2.2 ANÁLISIS ECONÓMICO: CONCEPTOS Y APLICACIÓN

Para decidir sobre la implementación de cualquier proyecto es necesario hacer un análisis para determinar su factibilidad técnica, económica, ambiental y legal y con base en esos resultados es posible tomar la decisión de realizarlo. Las etapas a considerar en el desarrollo de un proyecto son:

- a) Etapa de inicio y construcción (instalación): se identifican los costos de inversión correspondientes a la infraestructura productiva.
- b) Etapa de operación (vida útil): periodo de producción de los productos, bienes o servicios que generan los beneficios para los cuales fue concebido el proyecto.

La evaluación de proyectos, consiste en calcular el beneficio neto que produce un proyecto a lo largo del ciclo de vida del proyecto, es decir, al total de los beneficios estimados en valor presente neto (VPN), que pueden ser ingresos, ahorros o alguna combinación de ambos menos los costos totales en valor presente, es decir, los costos de inversión y de operación del proyecto. Estos beneficios son calculados mediante la relación siguiente.

$$\text{Valor presente Neto (VPN)} = \text{Beneficios} - \text{Costos}$$

Los costos asociados a un sistema fotovoltaico (FV) incluyen costos de adquisición, operación y reemplazo del sistema. Un paso esencial en el análisis económico para un proyecto de

implementación de un sistema de GD es el costo de electricidad o combustible que será desplazado por el sistema propuesto.

Los costos del proyecto ocurren a lo largo del ciclo completo de la vida de un proyecto que incluye los períodos de construcción y operación, o en su caso, de instalación y producción, mientras que los beneficios generalmente sólo se presentan durante la operación.

Los costos al invertir en un proyecto se dividen como; costos fijos y costos variables. Los costos fijos corresponden a los costos requeridos de inversión y en general a los costos en que se incurre durante la operación que no dependen del volumen de la producción, mientras que los costos variables corresponden a los insumos que son función directa de la cantidad de productos o volumen de los bienes o servicios que proporciona el proyecto, dentro de los costos variables se encuentran los costos de operación y mantenimiento.

Si hay varias opciones para la implementación de un proyecto se escoge aquél cuyo beneficio sea máximo:

$$\text{Máx } (B_k - C_k) \quad k=1,2,3,\dots, n$$

En donde:

k = número de opción en la implementación de un proyecto.

B_k = Valor presente de los beneficios del proyecto.

$C_k = I_k + O_k =$ Valor presente de los costos de inversión + valor presente de los costos de operación & mantenimiento a lo largo de la vida del proyecto k .

El objetivo de la evaluación, comparación y selección de proyectos en forma adecuada u óptima, consiste en identificar entre varias opciones técnicamente factibles, aquella (o aquellas ordenadas en forma jerárquica) que tenga como resultado de la evaluación el máximo beneficio neto, es decir, $\text{Máx}(B-C)$, sujeto a las condiciones de factibilidad a las que debe sujetarse el proyecto, como pueden ser, técnicas, económicas, ambientales y sociales, así como legales en su caso.

En la planeación económica, los gastos y ahorros de dinero durante un proyecto son llamados flujo de efectivo. Para comparar estos flujos sobre la vida de un proyecto, se usa un análisis de flujo de efectivo en el tiempo.

El flujo de efectivo se obtiene para cada año del análisis como la diferencia del total de beneficios menos el total de costos en cada año de la vida útil del proyecto.

Se debe presentar el cuadro que contiene el flujo de efectivo del proyecto dentro del horizonte de evaluación, mediante el cual se obtienen los indicadores de mérito correspondientes a la evaluación económica como son: valor presente de la inversión, resultado neto de operación, beneficio neto de la inversión, relación Beneficio/Costo, tasa interna de retorno y, en su caso, costo anual equivalente, tasa de rendimiento inmediato, etc., así como el año de referencia, año y mes de inicio de operación, tasa de descuento, y en su caso, los parámetros en los cuales se basa la estimación de los beneficios, ya sea debido a ingresos o ahorros producidos por el proyecto, costo de operación y mantenimiento anual, así como otros conceptos aplicables.

El total de beneficios corresponde a la suma de los que se presentan en el proyecto, en su caso, venta de energía incremental, ahorros por recuperación de capacidad existente no aprovechable, ahorros por reducción de pérdidas de capacidad y energía y ahorros operativos en general.

2.2.1 VALOR PRESENTE DE UN FLUJO DE EFECTIVO

Un Flujo de Efectivo consiste en una serie de Costos y/o Beneficios definidos a lo largo del tiempo. El valor presente del flujo de efectivo (VP) es la suma de los Valores Presentes de los Beneficios menos los Valores Presentes de los Costos, también llamado Valor Presente Neto (VPN).

Para el análisis en valor presente del flujo de efectivo se hace uso de las siguientes relaciones:

Valor Futuro: Consiste en un pago único en valor futuro al final del periodo de evaluación.

$$F = P (1 + r)^n$$

Donde:

P= Cantidad en valor presente.

F= Cantidad en valor futuro.

r= Tasa de Descuento o de Interés compuesto que se aplica en cada etapa del período de evaluación.

n= Número de intervalos o etapas (meses o años) consideradas en el período de evaluación.

Factor de Recuperación de Capital: es el factor por el cual debe multiplicarse una cantidad presente P para calcular la magnitud A, que representa la serie de flujo de efectivo uniforme o pagos constantes en cada etapa a lo largo del período de evaluación, durante un período con n etapas y una tasa de interés r, es decir, permite que se recupere el valor del capital P durante un período de n etapas, además de sus intereses.

$$A = \left[\frac{r}{1 - \frac{1}{(1+r)^n}} \right] * P$$

Dos fenómenos afectan el valor del dinero en el tiempo:

Tasa de inflación (i): es una medida de la disminución del valor del dinero en el tiempo.

Tasa de descuento (d): el total de intereses que se pueden generar de un ahorro.

Es conveniente realizar el análisis en moneda constante para no hacer explícita la inflación. Por lo tanto, en los flujos de efectivo sólo es importante saber a que tasa real (por encima de la inflación) se moverán los distintos costos.

2.2.2 COSTOS DE ENERGÍA AHORRADA

Ahorrar energía generalmente cuesta, los costos de inversión de una tecnología altamente eficiente son mayores que los de una convencional; la diferencia entre las inversiones representa el costo incurrido para ahorrar energía.

Este cálculo consiste en transformar las anualidades equivalentes, mediante una tasa de descuento, los costos de inversión, de las tecnologías eficiente y compararlo con el caso de la no implementación del proyecto, en este caso específico se calculara la energía ahorrada al implementar el sistema fotovoltaico. La ventaja de este método radica en que la comparación se hace respecto a los precios y tarifas de la energía, y es totalmente consistente con el método del valor presente.

Es conveniente realizar el análisis en moneda constante para no hacer implícita la inflación. Por lo tanto, en los flujos de efectivo sólo es importante saber la tasa real (por encima de la inflación) a la que se moverán los distintos costos.

Para el cálculo de los flujos de efectivo del proyecto deben pronosticarse los precios de los combustibles y las tarifas eléctricas para un horizonte de tiempo igual a la vida útil, aún y cuando se maneje moneda constante ya que el precio de los energéticos no necesariamente evolucionará a un ritmo similar a la inflación.

2.2.3 CRITERIOS DE EVALUACIÓN

La evaluación y comparación de proyectos consiste, de acuerdo a su objetivo, en la medición del desempeño económico o financiero. Esta comparación se puede hacer mediante distintos criterios de medida, los cuales se describen a continuación. Estos criterios que son de índole cuantitativa, no excluyen la incorporación de resultados de tipo cualitativo, que por su importancia pueden ayudar a orientar adecuadamente a los responsables de tomar las decisiones.

1. Valor Presente Neto (VPN) y Valor Presente del Costo (VPC): Estos criterios permiten medir y comparar los proyectos en función del máximo beneficio neto, o en su caso, en función del mínimo costo de su desempeño, respectivamente. Tienen como característica que proporcionan una magnitud del valor o el costo del proyecto en unidades monetarias o físicas según se trate de los recursos involucrados.

2. Relación de Beneficio / Costo (B/C): Este criterio proporciona un índice relativo que muestra la relación entre la magnitud de los beneficios cuantificados para el proyecto, con respecto a la magnitud de sus costos. Para un mismo proyecto, pueden calcularse distintas relaciones de B/C, las que dependen de la forma en que se definan los conceptos de B y C.

3. Tiempo de Recuperación de la Inversión: Este criterio proporciona la efectividad del proyecto en función del tiempo requerido para recuperar el costo de inversión, es decir, indica el número de periodos o años que deben transcurrir para que los beneficios acumulados después de cubrir los costos de operación, cubran los costos de inversión acumulados.

4. Tasa Interna de Retorno (TIR): Este índice mide el valor máximo que se puede asignar a la tasa de descuento para que el valor presente de los beneficios se reduzcan lo suficiente hasta llegar a equilibrarse con los costos del proyecto, es decir, cuando el beneficio neto $B - C = 0$. Este parámetro es útil como sensibilidad a la robustez financiera o como referencia del máximo costo financiero que puede soportar el proyecto.

5. Costo Nivelado de Producción « Unitario »: El costo nivelado de producción también es un concepto útil y valioso para comparar económica y financieramente, proyectos típicos o individuales entre si, o para estimar los precios o tarifas de bienes y servicios con características uniformes y estables a lo largo del horizonte de estudio.

El costo nivelado de un producto se obtiene a partir del concepto de equivalencia (o de igualdad) entre el valor presente del costo total del proyecto a lo largo del horizonte de estudio, con el valor presente del valor equivalente del recurso que dicho proyecto produce.

La importancia del concepto de costo nivelado es notable, ya que, además de permitir la comparación de diferentes tecnologías o proyectos típicos entre si, es útil para definir precios o tarifas con características adecuadas de estabilidad a lo largo del tiempo. El recíproco del costo nivelado representa un concepto de rendimiento físico o de productividad de la inversión, es decir, un promedio nivelado del rendimiento físico o intensidad de producción con respecto al costo del proyecto. Para un proyecto de generación de energía eléctrica, representa la energía eléctrica producida por cada unidad de costo incurrido en dicho proyecto, es decir, GWh/\$.

Cuando se trata de nuevas tecnologías, pueden utilizarse los factores existentes o disponibles de penetración tecnológica esperados, incluyendo su análisis de sensibilidad correspondiente. Estos factores representan la evolución de la productividad o eficiencia de producción de la tecnología propuesta, los cuales pueden estimarse como valores esperados o mediante funciones de distribución aplicables para la evaluación.

2.2.4 EXTERNALIDADES

Las externalidades son factores en la producción o generación de algún bien o servicio, que no se incorporan directamente en el precio de venta del mismo [20].

La ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética las define como: “Los impactos positivos o negativos que genera la provisión de un bien o servicio y que afectan a una tercera persona. Las externalidades ocurren cuando los costos o beneficios de los productores o compradores de un bien o servicio son diferentes de los costos o beneficios sociales totales que involucran su producción y consumo” [21].

En la siguiente tabla se muestran los impactos ambientales de diversas fuentes de generación de energía.

Despreciable= 1 Significativo= 2 Grande= 3 Mayor= 4	SO _x y NO _x	CO ₂	CH ₄	Salud	Partículas	Metales Pesados	Catástrofes	Desechos	Contaminación visual (parámetro subjetivo)	Ruido	Uso de suelo
Fotovoltaicas					1	1		1	1		1
Viento									3	1	1
Biomasa	1		3	1	1	1		1	1	1	3
Geotermia	1	1	1	1		1		2	1	1	
Hidroeléctrica							2		3		3
Marea							1		3		1
Olas							1		1		
Carbón	4	4	2	1	2	2	1	2	2	1	3
Petróleo	3	4	1	1	2	1	2	1	1		1
Gas natural	1	4	3	1			2		1		1
Nuclear	1	1		1			2	3	2		1

Fig. 2.4 Efectos ambientales relativos de diversas fuentes de energía renovables y no renovables [22]

2.3 ANÁLISIS ECONÓMICO EN LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Un sistema fotovoltaico tendrá altos beneficios netos cuando sea instalado en un área donde la red eléctrica este altamente congestionada, con alta insolación y los precios de los combustibles sean altos. También aumentarán los beneficios económicos si el lugar de instalación no cuenta con la infraestructura adecuada, ya que en ese caso sería más costoso construir las líneas de transmisión y distribución para llevar la energía eléctrica hacia esa locación.

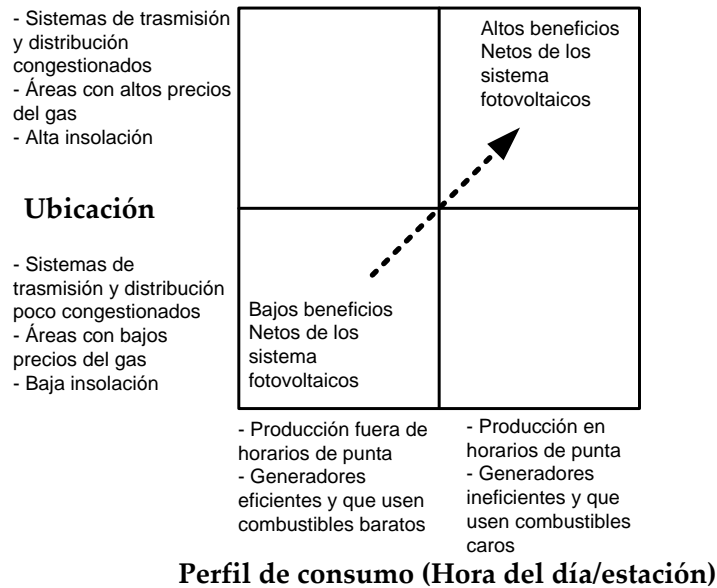


Fig. 2.3 Consideración para determinar el valor de sistemas fotovoltaicos [20].

La producción fotovoltaica es robusta, tolerante a fallas y de muy escaso mantenimiento, pero los costos actualmente no son competitivos con los costos de instalación de las fuentes de generación de electricidad basadas en combustibles fósiles, cuando las capacidades de generación son grandes (orden de los MW). A pesar de ello la energía fotovoltaica es un negocio seguro y con pocos riesgos económicos ya que con el estudio adecuado para calcular la potencia neta que entregará, el sistema el análisis de inversión y tiempo de recuperación en todos los casos resulta confiable, ya que la inversión y la producción son manejables y calculables a largo plazo.

Para favorecer la implementación de proyectos de que incorporen fuentes renovables de energía la Secretaria de Energía elaboró una metodología para el desarrollo de proyectos a partir de fuentes renovables de energía y que se verán reflejados en los indicadores del Programa Especial para el Aprovechamiento de las Energías Renovables.

El objetivo es calcular el valor monetario unitario de las externalidades asociadas a la generación de electricidad de los suministradores por tecnología y combustible, si es el caso. Para lograrlo, hay que obtener el cociente del valor monetario de las emisiones de sustancias contaminantes de cada suministrador, para cada una de sus tecnologías (y combustible si es el caso) $VM_{i,c}$, y dividirlo entre los $MWh_{i,c}$ de generación de electricidad para el Período Determinado.

$$X_{i,c} = \frac{VM_{i,c}}{MWh_{i,c}}$$

En donde $X_{i,c}$ es el valor en dólares por MWh de la externalidad para cada tecnología y combustible.

El valor resultante, por tecnología, deberá incorporarse a los Costos de Operación y Mantenimiento, lo que permitirá incluir externalidades en las comparaciones y análisis entre tecnologías, así como preparar escenarios de emisiones e impactos reducidos, entre otros [21].

2.4 PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN, COMPARACIÓN Y SELECCIÓN DE PROYECTOS

Es conveniente organizar el desarrollo de las distintas etapas o actividades requeridas para llevar a cabo la evaluación, comparación y selección de proyectos, con el fin de verificar que está correcto, tomando en cuenta los conceptos básicos que se requiere incorporar para que se cumpla con los requisitos de una evaluación adecuada y completa. Independientemente de estos conceptos, también será necesario recomendar y establecer una estructura para la elaboración de un documento o reporte cuyo contenido presente el detalle y la información mínima que respalde la factibilidad técnica y económica, incluyendo los aspectos ambientales.

Conceptualmente, las actividades que se deben llevar a cabo para la evaluación, comparación y selección de proyectos de implementación de sistemas fotovoltaicos, son las siguientes:

- Antecedentes, criterios y lineamientos de la entidad para la definición de proyectos
- Resumen ejecutivo
- Descripción del proyecto
- Balance de energía original y soluciones factibles
- Oportunidades de ahorro en los usos finales
- Nuevo balance de energía anualizado
- Definir un conjunto de opciones técnicamente factibles
- Dimensionamiento del sistema fotovoltaico.
- Situación con proyecto y su factibilidad técnica
- Factibilidad ambiental
- Factibilidad legal
- Evaluación del proyecto y su factibilidad económica
- Inversión propuesta
- Definir el horizonte de estudio (flujos comparables)
- Definir y estimar los flujos de costos y beneficios
- Evaluar las opciones [Máximo (Beneficio-Costo) o en su caso Mínimo Costo]
- Periodo de recuperación
- Análisis de sensibilidad y riesgos
- Seleccionar y recomendar la opción más conveniente
- Evaluar y monitorear el proyecto después de su implementación

Cuando se definen las opciones, es indispensable verificar que sean técnicamente factibles, es decir, reales o realizables. Es necesario indicar con detalle las soluciones analizadas para satisfacer las condiciones actuales de la demanda y el posible incremento de la misma.

Cuando se trata de nuevas tecnologías, pueden utilizarse los factores existentes o disponibles de penetración tecnológica esperados, incluyendo su análisis de sensibilidad correspondiente. Estos

factores representan la evolución de la productividad o eficiencia de producción de la tecnología propuesta, los cuales pueden estimarse como valores esperados o mediante funciones de distribución aplicables para la evaluación.

2.5 FINANCIAMIENTOS Y MARCO LEGAL

Actualmente existen varios apoyos y mecanismos de financiamiento para estos proyectos, como son:

1. “Ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética”, publicada en el Diario Oficial de la Federación (6 de agosto de 2009) [23].

En esta ley se establece una estrategia, encabezada por la Secretaría de Energía, cuyo objetivo primordial es promover la utilización, el desarrollo y la inversión en las energías renovables. Con esta ley se creó el Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, en el que se establecen pagos por los costos derivados de la capacidad de generación y por la generación de energía asociada al proyecto, también se establece el uso de recursos no recuperables para el otorgamiento de garantías de crédito u otro de apoyos financieros para los proyectos que cumplan con el objeto de la estrategia.

El Ejecutivo Federal diseñará e instrumentará las políticas y medidas para facilitar el flujo de recursos derivados de los mecanismos internacionales de financiamiento relacionados con la mitigación del cambio climático.

2. FIDE (Fideicomiso para el ahorro de energía)

En el caso de proyectos de fuentes renovables de energía:

- El FIDE podrá financiar hasta \$5,000,000.00 M.N.
- El financiamiento debe ser reembolsable por el usuario en un periodo máximo de 5 años.
- El financiamiento causará intereses sobre saldos insolutos.

Se establecen como equipos financiables los siguientes:

- Centros de carga
- Protecciones de corriente
- Cables de interconexión
- Accesorios
- Módulos fotovoltaicos
- Inversores de CD/CA
- Controladores de carga
- Seguidores de sol
- Centros de carga
- Protecciones de corriente
- Cables de interconexión

- Accesorios
- Así como su instalación, pruebas y puesta en servicio [24].

3. Proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio

El Cambio Climático ha obligado a la comunidad internacional a promover el desarrollo limpio y a buscar tecnologías bajas en emisiones contaminantes a fin de mitigar el calentamiento global.

A través del protocolo de Kyoto se establecieron compromisos para los países desarrollados (ANEXO I), a fin de reducir las emisiones contaminantes a la atmósfera, para cumplir con el objetivo se establecieron los llamados mecanismos flexibles, entre ellos está el Mecanismo de Desarrollo Limpio o MDL, que permite negociar, las reducciones certificadas de CO₂ que generen proyectos como: producción y uso de energías renovables, el manejo y disposición de residuos sólidos urbanos, uso eficiente de la energía, etc.

El MDL proporciona un mecanismo de mercado a los países del ANEXO I, para cumplir con sus compromisos e impulsa proyectos de desarrollo sustentable en países no industrializados, como México.

A nivel internacional se tienen experiencias de incrementos de TIR (tasa interna de retorno) en proyectos MDL de energía.

4. FOMECAR (Fondo Mexicano de Carbono)

El FOMECAR se constituyó como un Fondo de Promoción y Asistencia Técnica para fomentar el desarrollo de proyectos MDL.

Actualmente el FOMECAR está evolucionando hacia un Fondo Vendedor, que integre portafolios de CERs (Certified Emission Reduction) para negociar las mejores condiciones para proyectos MDL mexicanos.

Los proyectos deben cumplir con las siguientes características:

- Viabilidad técnica y económica del proyecto y un nivel razonable de rentabilidad.
- Capacidad y experiencia empresarial de los desarrolladores.
- Compromiso de los desarrolladores, reflejado en una suficiente aportación de capital (30% mínimo).
- Gestión medioambiental adecuada del proyecto.
- Aplicación de metodologías aprobadas para la posible acreditación de CERs o Bonos de Carbono.

5. NAFIN (Nacional Financiera)

Nafin creó la Unidad de proyectos sustentables y cambio climático (UPSCC) para estructurar financieramente proyectos que generen un balance positivo en el aprovechamiento de los recursos naturales, así como proyectos de uso eficiente de la energía.

6. Ley de Impuesto sobre la renta

En 2004 entró el vigor la modificación a la Ley del Impuesto Sobre la Renta, en donde se establece que los contribuyentes del Impuesto Sobre la Renta que inviertan en maquinaria y equipo para la generación de energía proveniente de fuentes renovables, pueden deducir 100% de la inversión en un solo ejercicio. Con el objeto de que estas inversiones no se hagan con el único fin de reducir la base gravable del impuesto, se contempla como obligación, que la maquinaria y equipo que se adquiriera, se mantenga en operación durante un periodo mínimo de cinco años.

7. DECRETO por el que se aprueba el Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables 2009-2012.

Tiene como objetivo propiciar la seguridad y la diversificación energética, estableciendo políticas públicas para la incorporación de las energías renovables a la matriz energética nacional, conciliando las necesidades de consumo de energía de la sociedad con el uso sustentable de los recursos naturales.

El Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables 2009-2012 se elaboró en términos de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, y con base en los objetivos, estrategias y líneas de acción del Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012 y del Programa Sectorial de Energía 2007-2012.

MARCO REGULATORIO

1. Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Solar en Pequeña Escala (ver ANEXO B)

El presente Contrato es aplicable a todos los generadores con fuente de energía solar en pequeña escala con capacidad hasta de 30 kW, que se interconectan a la red eléctrica del suministrador en tensiones inferiores a 1 kV, y que no requieren hacer uso del Sistema del Suministrador para portear energía a sus cargas.

Para proyectos con potencias mayores de 30 kW y menores de 500 kW, el contrato de interconexión está en fase de aprobación.

Proyectos mayores a 500 kW permiso de generación de energía eléctrica.

El contrato de interconexión permite la interconexión de los permisionarios con el sistema eléctrico nacional, regula su relación con respecto a:

- Servicio de transmisión (factor de planta).
- Intercambio de energía.
- Compra- venta de energía.

Capítulo 3

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA

La demanda a nivel mundial por hacer uso de la energía solar ha crecido gradualmente durante los últimos 20 años. Por ello una de las tecnologías que se encuentra en auge actualmente es la solar fotovoltaica. La necesidad por contar con sistemas confiables y de bajo costo en áreas aisladas, ha sido la principal motivación a nivel mundial para el desarrollo de la industria de los sistemas fotovoltaicos.

Los sistemas fotovoltaicos son una fuente importante de energía por muchas razones. Entre ellas están los claros beneficios ambientales y ahora que la oferta de sistemas fotovoltaicos se ha incrementado notablemente, su calidad y confiabilidad se han mejorado de manera constatable, y su costo ha bajado, empiezan a considerarse viables para aplicaciones industriales, comerciales, urbanas y domésticas.

3.1 ANTECEDENTES

México es uno de los países con mayor incidencia solar en el mundo, debido a su ubicación geográfica. Con una insolación media de 5 kWh/m^2 al día [25], el potencial en México es de los más altos del mundo, lo cual puede ser aprovechado para generar energía eléctrica con el uso de sistemas fotovoltaicos con un mercado potencial favorable para hacerlo un gran negocio; sin embargo esta tecnología tiene una penetración mínima en México.

De 1993 a 2003, la capacidad instalada de sistemas fotovoltaicos se incrementó de 7 a 15 MW, generando más de 8,000 MWh/año para electrificación rural, bombeo de agua y refrigeración. Actualmente esta generación es de 18.5 (MW) que si la comparamos con Alemania (3,846 MW), esto representa solo el 0.5 % de la generación de ese país.

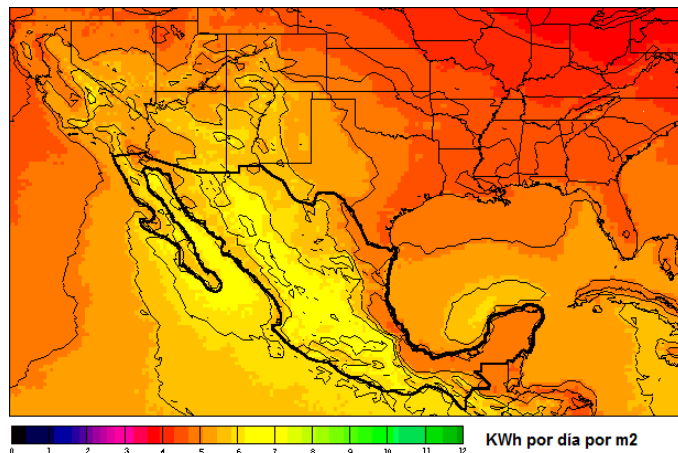


Fig. 3.1 Potencial de energía solar a nivel nacional

Para el caso particular del DF, la radiación solar promedio es de 5.06 kWh/m² al día, de acuerdo a los datos de la TABLA I.

TABLA I
DATOS VALIDOS PARA EL DF

MES	TEMPERATURA DEL AIRE	HUMEDAD RELATIVA	RADIACIÓN SOLAR DIARIA	PRESIÓN ATMOSFÉRICA	VELOCIDAD DEL VIENTO	TEMPERATURA
	°C	%	kWh/m ² /d	kPa	m/s	°C
Enero	14.1	54.3%	4.56	81.2	2.5	14.9
Febrero	15.4	50.3%	5.31	81.1	2.6	17.4
Marzo	17.5	46.4%	6.00	81.0	2.6	20.8
Abril	18.7	45.8%	5.86	81.0	3.0	23.5
Mayo	19.2	52.2%	5.61	81.0	3.0	23.6
Junio	18.6	62.2%	5.47	81.0	3.1	21.0
Julio	17.5	68.2%	5.06	81.2	2.7	20.2
Agosto	17.7	67.0%	5.00	81.1	2.4	20.2
Septiembre	17.4	67.5%	4.53	81.0	2.6	19.1
Octubre	16.4	63.6%	4.61	81.1	2.4	17.7
Noviembre	15.4	57.9%	4.47	81.2	2.1	16.1
Diciembre	14.2	57.4%	4.22	81.2	2.0	14.7
Anual	16.8	57.8%	5.06	81.1	2.6	19.1

Datos obtenidos del programa: RETScreen [26].

En el diseño e implementación de este tipo de proyectos, es importante considerar las siguientes desventajas de esta fuente de energía:

- La cantidad de radiación que llega a la superficie de la Tierra no es constante.
- Depende de la locación, hora del día, época del año y condiciones climatológicas.
- Su baja densidad energética; requiere una superficie amplia para coleccionar la energía.

Y en contraparte estos son los beneficios, los cuales favorecen la implementación de dichos proyectos:

- Bajos niveles de producción de gases de efecto invernadero.
- Diversificación en opciones energéticas.
- Poco mantenimiento de los sistemas, ya que se han desarrollado para soportar condiciones atmosféricas adversas.



Fig. 3.2 Panel Fotovoltaico. (Fotografía de Robb Williamson- NREL Pix.)

Tanto líderes nacionales como profesionales en el ramo identifican a la energía solar como una fuente de alto potencial para las nuevas construcciones, debido principalmente a los incentivos fiscales de reciente creación.

3.2 CÉLULAS SOLARES

La parte básica de un sistema fotovoltaico (FV) se llama celda o célula, estas producen de 1 a 2 watts de potencia a 0.5 volts de corriente directa, por lo que para incrementar esa potencia de salida, las células se interconectan en configuraciones serie o paralelo para conformar módulos, en el interior de un módulo se hallan conectadas eléctricamente en serie todas las células solares, estos módulos se conectan posteriormente en arreglos. El término arreglo o generador se refiere a la planta completa de generación, que está compuesta de cientos de módulos. El número de módulos conectados en un arreglo depende de la cantidad de potencia de salida necesaria.

El desempeño de un arreglo FV depende de la radiación solar recibida y de las condiciones ambientales, la potencia eléctrica de una célula solar, depende directamente de la radiación incidente.

3.2.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE LA CÉLULA SOLAR

La célula solar está fabricada de un material semiconductor, dividido en dos capas de material puestos en contacto uno con otro. Una capa es llamada región *n*, esta capa tiene una abundancia de electrones que deriva en una carga eléctrica negativa. La otra capa, llamada región *p*, tiene abundancia de huecos y carga eléctrica positiva.

Ambas regiones se sitúan muy próximas, con una separación de algunas micras, denominada barrera, esta separación evita la recombinación de las regiones a menos que exista la intervención

de fuerzas externas, como la fuerza ejercida por los fotones de luz que inciden sobre la superficie [27]. La incidencia de estos fotones provoca la separación de cargas que puede medirse por fuera como una diferencia de potencia.

Estos fotones contienen una cantidad de energía que varía de acuerdo a la longitud de onda del espectro electromagnético de la radiación solar. Cuando los fotones entran en contacto con la célula fotovoltaica, estos pueden ser reflejados, pasar a través de ella o ser absorbidos, y solo los fotones absorbidos proporcionan energía para generar electricidad.

El circuito equivalente de la Fig. 3.3, representa el modelo de una célula solar como una fuente de corriente en paralelo a un diodo y una resistencia en serie y en paralelo.

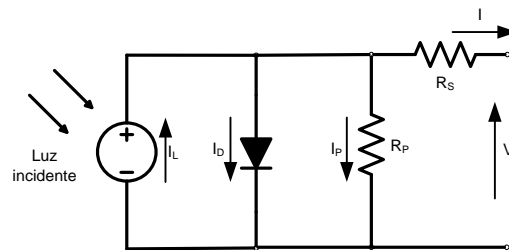


Fig. 3.3 Modelo de una célula fotovoltaica.

En el modelo R_s representa la resistencia interna de la célula, debido a la malla de metalización, a la resistencia de los contactos y a la resistencia del semiconductor con el que se ha fabricado.

La resistencia R_p , se debe a las fugas de corriente en la célula como consecuencia de las imperfecciones en la calidad de la unión *pn*.

3.3 COMPONENTES DE LA RADIACIÓN SOLAR

A medida que la radiación solar entra en la atmósfera de la tierra, esta puede ser absorbida o dispersada y alguna porción pasar a través de la atmósfera sin sufrir afectación por parte de las moléculas de la misma.

La radiación de procedencia solar que puede recibir un panel solar dispuesto sobre la superficie terrestre, con la inclinación adecuada, corresponde a la suma de las siguientes componentes:

- **Radiación directa o normal:** es aquella que alcanza la superficie de la tierra sin dispersión.
- **Radiación difusa:** su origen es la directa pero atenuada por la atmósfera como consecuencia de la reflexión en las nubes, en las que se modifica su dirección.
- **Radiación reflejada:** aquella que incide en la superficie y posteriormente es reflejada en el suelo [27].

La radiación total o global que incide sobre la superficie inclinada corresponde a la suma de las componentes indicadas anteriormente y su valor de referencia es 1.0 kW/ m^2 .

Para el caso del Distrito Federal, se presentan a continuación los datos del potencial de la energía solar, los cuales se derivaron del uso del programa RADII [28].

TABLA I
RADIACIÓN DIARIA PARA EL DF (kWh/m²)

MES	GLOBAL (TOTAL)	NORMAL O DIRECTA	DIFUSA
Enero	4.43	5.19	1.50
Febrero	5.12	5.92	1.68
Marzo	5.68	5.73	1.93
Abril	5.73	4.96	2.20
Mayo	5.70	4.58	2.32
Junio	5.26	4.13	2.39
Julio	5.09	3.89	2.38
Agosto	5.05	3.72	2.32
Septiembre	4.89	3.89	2.18
Octubre	4.53	4.11	1.95
Noviembre	4.28	4.84	1.65
Diciembre	3.86	4.22	1.53

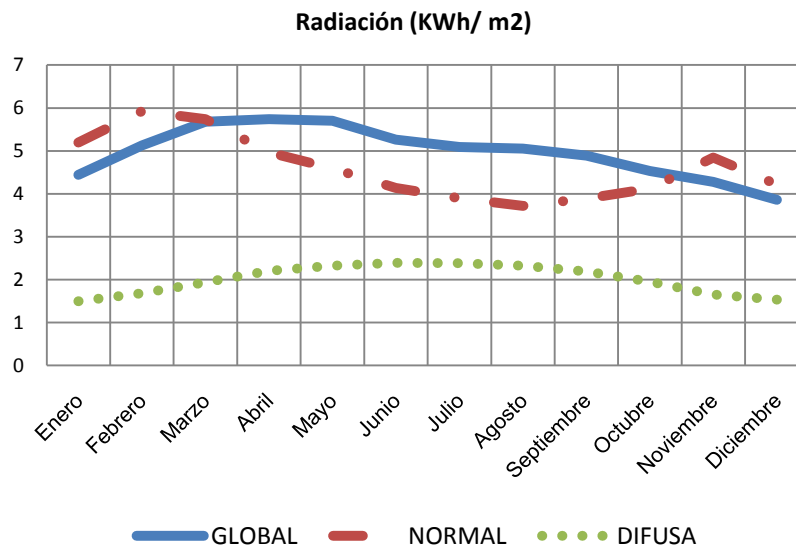


Fig.3.3 Radiación Solar en el DF.
(Elaborado a partir de datos de la TABLA I)

La localización de cualquier punto sobre la superficie terrestre está determinada por un sistema de coordenadas en las que intervienen dos ángulos, que son denominados cenit y acimut.

En el hemisferio norte los captadores solares, independientes de su aplicación, dirigen su ángulo de acimut hacia el Sur y el cenit se sitúa en un valor medio entre los correspondientes al invierno y al verano

Especificaciones de la insolación:

Irradiancia (W/m^2): Es la medida de densidad de potencia de la luz del sol; es una medida instantánea.

Irradiación (kWh/m^2): irradiación es la integral de la irradiancia, el tiempo de integración es un día.

Ambas son componentes de la radiación solar y dependen de la locación, condiciones atmosféricas y época del año.

La Constante solar, indica la energía incidente fuera de la atmosfera por m^2 :

$$I = \frac{P}{4\pi d^2} \cong 1.35 \text{ Kw}/\text{m}^2$$

Donde:

P= energía del Sol

d^2 = distancia Sol-tierra

La constante solar y su valor de $1,35 \text{ (kW/m}^2)$ se mide fuera de la atmosfera, pero con masa de aire uno, a nivel del mar, y en condiciones atmosféricas óptimas, el valor de referencia que se toma es de $1 \text{ (kW/m}^2)$.

En lo referente a la potencia que proporcionan los sistemas fotovoltaicos, una misma célula proporciona valores diferentes al variar la intensidad de radiación que recibe. Por este motivo, normalmente la potencia nominal de las células se mide en watt- pico (Wp), que es la potencia que puede proporcionar la célula con una intensidad de radiación constante de 1000 W/m^2 y una temperatura de la célula de 25°C .

Los sistemas FV se dividen en 3 tipos:

Monocrystalino: son el tipo más eficiente de celda FV, alrededor del 16% con respecto de la energía incidente en su superficie.

Policristalinos: tienen una eficiencia que varía del 12 al 14%, en su obtención intervienen un número menor de fases de cristalización con respecto al mono cristalino, lo que reduce su precio en el mercado.

Amorfos: su rendimiento está por debajo del 10%.

Clasificación según su eficiencia

TIPO DE CELDA	EFICIENCIA DE MÓDULO	SUPERFICIE DE LA CELDA NECESARIA PARA 1 KW
Silicio Monocrystalino	11 – 16%	7 – 9 m^2
Silicio Policristalino	10 – 14%	8 – 9 m^2
Capa fina de telurio de cadmio	8 – 10 %	9 – 11 m^2
Capa fina de diseleniuro de cobre e indio	6 – 8 %	11 – 13 m^2
Silicio Amorfo	4 – 7 %	16 – 20 m^2

Los parámetros eléctricos fundamentales de los paneles solares son:

- Potencia máxima
- Tensión de potencia máxima
- Intensidad de potencia máxima
- Corriente de corto circuito
- Tensión de circuito abierto
- Coeficiente de temperatura de I
- Coeficiente de temperatura de V
- Coeficiente de la temperatura de la potencia

3.4 CATEGORÍAS DE APLICACIÓN DE SISTEMA

La gama completa de los sistemas Fotovoltaicos (FV), incluye varias aplicaciones a niveles de potencia de 1 W hasta cientos de MW. Las cuatro categorías principales en las cuales los sistemas eléctricos fotovoltaicos pueden ser clasificados son:

Sistemas independientes o aislados de la red

1. Aislados

Son sistemas FV que funcionan sin una conexión a la red eléctrica y abastecen completamente las necesidades de una carga específica.

Ejemplos típicos incluyen los sistemas ubicados en poblados remotos y fuentes de alimentación para equipo eléctrico o electrónico. Tales sistemas pueden incluir fuentes de potencia auxiliar o almacenaje de energía, o ambas.

Sistemas conectados a la red eléctrica

2. Residencial

Sistemas FV situados en áreas residenciales y sujetos a normas y estándares relacionados con este tipo de inmuebles. Estas aplicaciones llegan hasta los 15 kW [29]. Generalmente son ubicados en azoteas; la potencia generada es bidireccional (del sistema de generación a la red o de la red a la carga conectada) y puede proporcionar el total de la potencia requerida o una fracción de esta.

3. Tamaño intermedio

Estas aplicaciones generalmente son mayores a 10 kW [30]. Tales sistemas emplean arreglos montados en azoteas o en el piso, son sistemas dinámicos ubicados a niveles de distribución y pueden proporcionar toda la energía que una carga requiere o una porción de esa carga. Los usos en esta categoría pueden incluir el uso en la agricultura y redes industriales y comerciales.

4. Plantas generadoras

Sistemas FV grandes, que producen energía eléctrica que fluye en el sistema de transmisión para uso general. Estos sistemas generalmente están en el rango de MW.

Los sistemas conectados a la red eléctrica se diseñan para cumplir con dos objetivos:

- Vender la totalidad de la energía eléctrica generada.
- Vender la energía sobrante con respecto a la necesidad del lugar de generación.

Los paneles fotovoltaicos pueden ser instalados con un sistema de control y paneles móviles, mediante los cuales es posible ajustarlos de acuerdo a la estación del año.

3.5 COMPONENTES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Regulador de carga: dispositivo electrónico destinado a controlar la carga de corriente de las baterías en correspondencia con la energía recibida por los generadores externos y el consumo interno producido.

Batería (sistema de almacenamiento): es la fuente energética de los dispositivos a alimentar, en ella se acumula la energía recibida de los paneles fotovoltaicos; también proporciona la función de supresión de transitorios, regulación de tensión y es una fuente de corriente.

Inversor (DC/AC): equipo que convierte la corriente directa (CD) a corriente alterna (CA), su función es la de ser una interface entre la salida de corriente directa del sistema FV y la red eléctrica. Sin embargo la definición de “convertidor estático de potencia” es más exacta ya que también funciona como un filtro, sistema de control y protección.

Debido a su naturaleza, el inversor requiere ser desconectado totalmente de la red eléctrica en los periodos de servicio y mantenimiento, para la desconexión del dispositivo es necesario emplear interruptores cuyas capacidades se establecen utilizando los criterios de la NEC (National Electric Code). En los periodos en los que el inversor transfiere energía del sistema FV a la red, los circuitos de control permanecen conectados para monitorear las condiciones de la red.

Sistema de monitoreo y control: Elementos eléctricos y mecánicos que aseguran el correcto funcionamiento eléctrico y térmico del arreglo.

Interfaz DC: conexión entre el arreglo (subsistema), la fuente de potencia auxiliar de CD y la entrada al sistema acondicionador a las terminales del sistema acondicionador del sistema.

Sistema térmico: es el subsistema que recibe energía en forma de calor (térmica) del arreglo fotovoltaico.

El sistema fotovoltaico debe diseñarse para soportar las condiciones ambientales, debe ser seguro y de fácil mantenimiento y debe ser compatible con las características de energía solar disponibles y las cargas conectadas al mismo, esquema del sistema, es el siguiente:

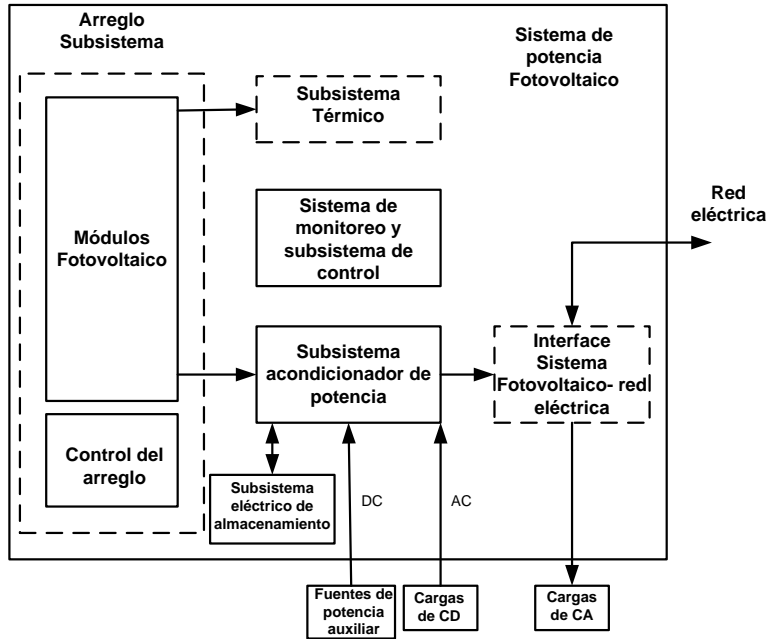


Fig.3.4 Diagrama de bloques del sistema fotovoltaico [30].

3.6 CONSIDERACIONES EN LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

En muchos países existen ya estudios que incluyen estándares, normas, análisis de flujos de potencia, entre otros, debido al nivel de penetración que este tipo de proyectos está teniendo en esas redes eléctricas.

En México, sin embargo esta penetración es todavía incipiente, pero con reformas como: la “Ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética” (6 de agosto 2009, Diario Oficial de la Federación) y la RESOLUCION por la que se aprueba el modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Solar en Pequeña Escala, se espera que aumenten, por esto es necesario establecer un marco de regulación de referencia para implementar estos proyectos.

Las consideraciones que afectan los proyectos son dinámicas, como lo es también la innovación tecnológica. La instalación del arreglo debe proporcionar acceso adecuado a la radiación solar y permitir que los módulos fotovoltaicos operen a temperaturas aceptables para la celda. El sistema debe ser diseñado para que sea compatible por una parte con la energía solar disponible y por otro con las cargas a alimentar.

3.6.1 CONSIDERACIONES ECONÓMICAS

El costo de un sistema FV varía en función de varios factores:

- Tamaño del sistema
- Diseño: sistema integrado al techo o montado en un techo existente

- Fabricantes
- Instalador

3.6.2 CONSIDERACIONES MECÁNICAS

En el diseño mecánico de un sistema fotovoltaico se debe seleccionar, dimensionar y configurar la estructura de soporte y los componentes para alcanzar los requerimientos necesarios para el diseño. Estos incluyen requerimientos operacionales y funcionales, así como restricciones en el diseño, para cumplir con este objetivo se siguen los siguientes pasos:

1. Determinar las fuerzas mecánicas que actúan en el sistema.
2. Seleccionar, dimensionar y configurar la estructura para soportar estas fuerzas con un margen de seguridad adecuado.
3. Seleccionar y configurar los materiales para evitar la degradación y deterioro en el ciclo de vida del sistema.
4. Situar, orientar e instalar el arreglo fotovoltaico de tal manera que tenga acceso adecuado a la radiación solar, para que produzca la salida eléctrica requerida y opere dentro del rango adecuado de temperatura.
5. Diseñar la estructura de soporte del arreglo tal que sea apropiada estéticamente para el lugar de aplicación y facilite la instalación y mantenimiento [31].

3.6.3 OPERACIÓN BAJO CONDICIONES ANORMALES

Durante la operación del sistema, una o más condiciones anormales pueden ocurrir, y cuando ocurren, el sistema debe detectarlas y tomar la acción apropiada. Algunas de estas condiciones anormales son:

1. Sobrecarga o descarga en la batería del arreglo
2. Baja/ sobre tensión en la línea de transmisión
3. Pérdida del sistema de alimentación
4. Transitorios momentáneos en la línea de voltaje CA
5. Anormalidades en el subsistema
6. Interferencia
7. Sobrecarga de CA
8. Desincronización en la línea de enlace
9. Oscilaciones transitorios
10. Desbalance en las fases
11. Transitorios inducidos de corriente directa
12. Pérdida de una o más fases en los sistemas trifásicos
13. Condiciones anormales de temperatura
14. Baja /Alta frecuencia

3.6.4 CONSIDERACIONES TÉCNICAS EN LA INSERCIÓN DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS A LA RED ELÉCTRICA

Para evitar que las condiciones anormales de operación citadas anteriormente afecten tanto a la red eléctrica como al sistema FV y las cargas conectadas a el, es necesario seguir una serie de lineamientos para la correcta instalación.

La rentabilidad, especialmente en las grandes instalaciones fotovoltaicas, es un factor determinante. Por ello es necesario garantizar una elevada disponibilidad y unos tiempos reducidos de intervención y mantenimiento.

Una correcta planificación, diseño, ejecución y posterior servicio de una instalación fotovoltaica, representa un gran desafío.

La calidad de potencia proporcionada por un sistema FV para las cargas a alimentar y la potencia liberada a la red eléctrica debe basarse en el seguimiento de prácticas y normas (estándares) de voltaje, flicker, frecuencia, armónicos y factor de potencia. Desviaciones en los límites normales de operación puede requerir la desconexión del sistema FV de la red eléctrica [29].

Todos los parámetros de la calidad de energía (tensión, frecuencia, armónicos, etc.) se deben monitorean en el punto de enlace a la red eléctrica.

La Fig. 6.1 muestra el circuito equivalente utilizado para interconectar el sistema FV al sistema eléctrico.

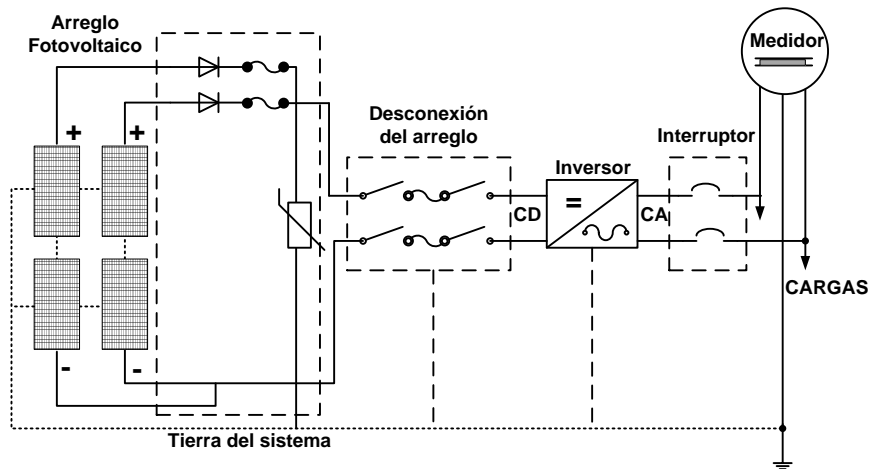


Fig. 6.1 Interconexión del sistema fotovoltaico a la red eléctrica [29].

3.6.4.1 VOLTAJE

Los sistemas FV interconectados con la red no regulan el voltaje, solo inyectan corriente a ella. Por ello, el rango el voltaje de operación del sistema se selecciona como una función de protección para responder a las condiciones anormales y no como función de regulación de voltaje.

El inversor deberá censar y responder a estos voltajes anormales, los valores están dados en RMS (root-mean-square):

VOLTAJE (EN EL PUNTO DE INTERCONEXIÓN)	TIEMPO DE FALLA*
$V < 50\%$	6 ciclos
$50\% \leq V \leq 88\%$	120 ciclos
$88\% \leq V \leq 110\%$	Operación normal
$110\% < V < 137\%$	120 ciclos
$137\% \leq V$	2 ciclos

*es el tiempo que le toma al inversor cesar de operar al momento de detectar un valor anormal en el voltaje.

Para sistemas de tamaño intermedio y grande (mayores a 10KW), el valor de ajuste del voltaje se ajusta en campo y previa aprobación de la compañía eléctrica a donde es conectado el sistema.

3.6.4.2 DISTORSIÓN DE LA FORMA DE ONDA

La salida de sistema FV debe tener niveles bajos de distorsión en la forma de onda de la corriente, para asegurar que no cause efectos adversos a los equipos conectados a la red. La salida eléctrica del sistema en el punto de conexión deberá cumplir con el estándar IEEE Std 519-1992, usado para definir el nivel aceptable de distorsión de la salida de los sistemas conectados con la red.

La distorsión de la corriente armónica total será menor al 5% de la frecuencia fundamental de la corriente en la salida del inversor.

Cada armónico deberá limitarse a los porcentajes enumerados en el siguiente cuadro. Los límites son un porcentaje de la frecuencia fundamental de la corriente en la salida de sistema.

ARMÓNICA	LIMITE DE DISTORSIÓN
3 - 9	< 4.0%
11 - 15	< 2.0 %
17 - 21	< 1.5 %
23- 33	<0.6%
mayor a 33	< 0.3%

3.6.4.3 FRECUENCIA

El sistema FV debe operar en sincronismo con la red eléctrica. Debe seguir los estándares de la compañía eléctrica, en el caso de México la red opera en un rango de 55- 65 (HZ)

Cuando la frecuencia de la red se encuentra fuera de este rango, el inversor debe cesar de energizar dentro de 6 ciclos.

3.6.4.4 FACTOR DE POTENCIA

Factor de potencia: deberá ser mayor a 0.85 [32], cuando este valor sea menor, es necesario instalar un dispositivo para la corrección de dicho factor.

3.6.4.5 SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Las sobretensiones destruyen un número considerable de aparatos y sistemas eléctricos. Sin medidas de protección que salvaguarden de manera eficaz contra las sobretensiones, se producen considerables gastos por reparaciones y nuevas adquisiciones en las instalaciones afectadas. Es claro entonces que las medidas de protección para la prevención es un tema importante a considerar.

Las sobretensiones transitorias se producen a causa de las descargas de rayos y en operaciones de maniobras en circuitos eléctricos. Sin las medidas de protección adecuadas en forma de pararrayos y un correcto aterrizamiento, el sistema no será capaz de resistir la energía de una descarga atmosférica.

Además de los gastos de reposición o reparación surgen costos adicionales debido a los tiempos de paro de los componentes afectados; en general, los daños se manifiestan en forma de cables destruidos, aparatos de maniobra dañados, e incluso pueden llegar a alcanzar niveles de siniestro tan serios como la destrucción mecánica evidente de la instalación eléctrica en un edificio. Dichos daños pueden evitarse con la ayuda de descargadores de pararrayos y de sobretensiones y con combinación de descargadores.

3.6.4.6 PUESTA A TIERRA

El sistema deberá instalarse con una tierra física apropiada aplicando los códigos y estándares adecuados.

Los esquemas de toma de tierra (sistemas IT ó TN) fijados en las normas IEC, tienen los mismos objetivos en lo que se refiere a la protección de las personas, bienes y en la seguridad contra incendios: dominar las consecuencias de fallos de aislamiento.

Todas las medidas en cuestión se consideran del mismo valor en el caso de contacto indirecto. Esto no tiene vigencia, necesariamente, para la seguridad de la instalación eléctrica en relación con:

- la disponibilidad de la energía eléctrica
- el mantenimiento de la instalación.

Por ello es importante conocer las características, ventajas y desventajas de cada configuración y poder decidir adecuadamente según las especificaciones y necesidades de cada instalación.

SISTEMA AISLADO DE TIERRA IT

En los sistemas IT todos los conductores activos están separados de tierra. Por eso, en caso de un fallo de aislamiento, solamente puede fluir una corriente de error muy pequeña, determinada fundamentalmente por la capacidad de derivación de la red. Los fusibles preconectados no se activan.

El suministro de tensión se mantiene, incluso en el caso de derivación a tierra unipolar directa.

SISTEMA PUESTO A TIERRA TN

En los sistemas TN un punto del sistema activo está puesto directamente a tierra; los cuerpos de la instalación eléctrica están unidos con este punto mediante conductores de protección. En caso de un fallo de aislamiento se produce una corriente proporcional a dicho fallo que retorna a través de la conexión a tierra del sistema.

PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS Y FALLAS

El sistema FV deberá tener protecciones de acuerdo a los estándares.

3.6.4.7 INVERSOR

El inversor es el encargado de transformar la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna para posteriormente inyectarla a la red de distribución eléctrica.

Dependiendo de los requerimientos de la carga, diferentes tipos de inversores están disponibles. La selección del inversor apropiado para una aplicación en particular depende de los requerimientos de la forma de onda de la carga y la eficiencia del mismo. La selección del inversor depende también de si se conectara a la red eléctrica u operara de manera aislada [33].

El National Electrical Code (NEC) requiere que el inversor esté conectado a un circuito en el que no se conecte ningún otro sistema y también establece limitaciones en el tamaño del inversor y la manera en la que debe ser conectado a la red.

3.7 METODOLOGÍA PARA EL DIMENSIONAMIENTO

Parte del proceso en el dimensionamiento de los sistemas PV es la determinación del número de módulos fotovoltaicos, así como la capacidad de la batería. Otro aspecto en el dimensionamiento incluye la conexión, sistema de control, inversores, etc.

El dimensionamiento para sistemas interconectados a la red hacerse considerando la combinación de los siguientes factores: el peor día de radiación solar, el máximo consumo y las pérdidas eléctricas en el sistema.

Un sobredimensionamiento adicional en el arreglo FV es aplicado para que ocurra la recarga de la batería aún en los periodos de baja radiación solar.

El desempeño del sistema FV depende directamente de la exactitud de los datos usados para la radiación solar y de la carga calculada. Inexactitudes en cualquiera de la información mencionada causará que el sistema sea sobre diseñado o el caso contrario.

3.8 METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO

1. Determinar la latitud de la locación
2. Calcular la inclinación para el día de diseño:

El diseñador de cualquier sistema fotovoltaico, debe decidir sobre el montaje del sistema. Quizás el montaje más fácil de la mayoría de los sistemas es montarlos horizontalmente. Sin embargo, esta orientación, no optimiza la colección solar, ya que la componente de radiación directa es proporcional al coseno del ángulo entre radiación directa incidente y la normal del plano del colector [30].

$$\delta = 23.45^\circ \text{sen} \left[\frac{360(n - 80)}{365} \right]$$

$n =$ al día de diseño

Como se mencionó anteriormente el diseño se puede hacer basándose en el día con las peores condiciones para de esta manera garantizar la máxima eficiencia del arreglo.

3. En el diseño también es necesario considerar la distancia que debe haber entre los módulos para evitar que se proyecte sombra de una fila sobre la adyacente, para determinar la separación necesaria que debe haber entre las filas de arreglo, se emplea la siguiente relación:

$$d = l \left(\frac{\text{sen } a}{\tan h_o} + \cos a \right)$$

$$d = d1 + d2 = l \left(\frac{\text{sen } \varphi}{\tan \beta} + \cos \varphi \right)$$

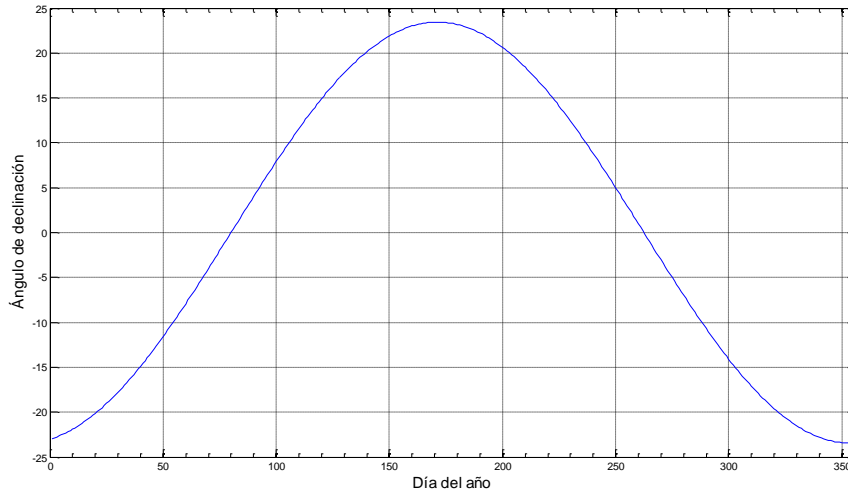
Donde:

$l =$ longitud de la placa

$\beta =$ al ángulo que corresponde a la altura mínima del Sol en todo el año a medio día:

$$\beta = 90^\circ - \text{latitud del lugar} - 23.5^\circ$$

4. Determinar la hora del día para la máxima potencia de salida para el sistema fotovoltaico:



La cantidad de energía que el módulo es capaz de entregar durante el día está representada por el área comprendida bajo la curva de la gráfica anterior y se mide en Watts hora/día. Se observa que no es posible hablar de un valor constante de energía entregada por el módulo en Watts hora ya que varía dependiendo de la hora del día. Será necesario entonces trabajar con valores de cantidad de energía diarios entregados. (Watts hora/día).

5. Calcular el desplazamiento angular del sol con respecto al medio día en el plano de recorrido solar. El ángulo horario es la diferencia del mediodía y la hora deseada del día en términos de una rotación de 360° en 24 horas.

$$\omega = \frac{12 - T}{24} \times 360^\circ$$

Donde T= hora del día expresado con respecto al mediodía.

6. Calcular el número de módulos de la instalación:

$$\frac{\text{Potencia total de la planta (W)}}{\text{Potencia del módulo (W)}} = \text{número de módulos}$$

7. Determinar la tensión de trabajo del inversor:

$$V_{inv} = N_{fv} * V_{m\acute{a}x}$$

Donde:

$V_{m\acute{a}x}$ =Tensión a potencia máxima del panel solar (V).

N_{fv} = Número de módulos en serie.

V_{inv} = Tensión de trabajo del inversor.

8. Calcular la corriente de entrada del inversor:

$$I_{entrada} = \frac{P_{inv}}{V_{inv}}$$

Donde:

$I_{entrada}$ = corriente de entrada del inversor.

P_{inv} = potencia del inversor.

V_{inv} = Tensión del inversor.

9. El número de módulos en paralelo que pueden ser conectados a cada inversor se calcula de la siguiente manera:

$$N_p = \frac{I_{entrada}}{I_m} = \text{número de módulos}$$

Donde:

N_p = número de módulos en paralelo.

I_m = corriente máxima del módulo (A).

10. Determinar la intensidad total de la instalación:

$$I_{total} = N_p * I_m$$

Donde:

I_{total} = corriente de la instalación (A).

I_m = corriente máxima del módulo fotovoltaico (A).

11. Determinar la potencia total instalada del sistema:

$$P_{total} = I_{total} * V_{inv}$$

12. Determinar el número de inversores necesarios en la instalación:

$$No_{inver} = \frac{P_{generador}}{P_{total}} = \frac{66.67kW}{2858.32W} = 23.32 \text{ módulos}$$

Donde:

$P_{generador}$ = potencia de diseño del sistema fotovoltaico.

El número total de módulos, se obtiene al multiplicar el número de módulos conectados en serie y paralelo por el número de inversores.

Y finalmente al multiplicar el número de inversores por la potencia producida por cada uno de ellos se obtiene la potencia total del arreglo:

$$P_{arreglo} = NO_{inv} * P_{total}$$

Capítulo 4

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED EN LA TORRE DE INGENIERÍA, COMO EJEMPLO DE GENERACION DISTRIBUIDA.

La Torre de Ingeniería (TI) de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), desde su concepción, en 1998, fue diseñada con el objetivo de implementar las más recientes tecnologías en cuanto al uso y aprovechamiento de la energía.

La TI se localiza en la Ciudad Universitaria, al oriente de la alberca universitaria, entre los edificios 1 y 5 del Instituto de Ingeniería, en un predio que mide 27 metros en dirección este-oeste y 54 metros en dirección norte-sur. El edificio tiene una superficie de 13,360 m² destinados para uso de oficinas.



Fig. 4.1 Torre de Ingeniería.

Actualmente, y debido a que la TI es considerada un prototipo de construcción energéticamente eficiente, se continúa experimentando y analizando las perspectivas para reducir aún más la intensidad energética en el edificio. Se estudia la manera de incorporar fuentes renovables de energía en el edificio, para la generación de electricidad.

4.1 DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO DE LA TORRE DE INGENIERÍA, CONECTADO A LA RED

La demanda energética de la TI está conformada principalmente por los sistemas de iluminación, equipos electrónicos y computadoras, por lo que la electricidad es la fuente de energía más utilizada. Actualmente el consumo anual por concepto de electricidad es de 1,162,094 kWh/año y el costo para abastecer esta demanda de energía asciende a los \$2,858,750.59 M.N.

Con la finalidad de disminuir este gasto y además coadyuvar en la preservación del medio ambiente se instalará un sistema de generación distribuida (DG) basado en paneles fotovoltaicos (FV), interconectado a la red eléctrica del edificio mencionado.

En este proyecto será instalado un sistema FV en el techo del edificio, con una capacidad de generación de 68.6 kW y el sistema será usado para abastecer parte de la demanda eléctrica del edificio.

Para generar esta potencia se dispondrán de 24 inversores y a cada uno de ellos se le conectarán 12 paneles fotovoltaicos. Los paneles estarán orientados al sur, con una inclinación respecto a la horizontal de $22.23^\circ + 15^\circ$. El valor de 15° como estándar para conseguir un valor constante en la captación de radiación solar en el transcurso de todo el año.

En la instalación del sistema hay varios factores a considerar: orientación, inclinación y posibles sombras, la distancia para que no existan sombras entre las placas es de 2.1 metros.

4.2 DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

- Sitio: Torre de Ingeniería Ciudad Universitaria, D.F.
- Ubicación: Techo del Edificio
- Dimensiones Generales del techo: aproximadamente 790 m²
- Área útil: 500 m²
- Voltaje de interconexión: 440 VCA, 60 Hz

SISTEMA DE GENERACIÓN (VER ANEXO A)

Características del módulo:

- Potencia Nominal: 68.6 KW
- Consiste en: 288 módulos solares de 235 W

Características del inversor:

- Potencia: 3000 Watts
- Número de inversores: 24

Dispositivos de protección:

Los módulos solares están seccionados por un interruptor de seguridad de 3 polos con capacidad máxima de 30 Amperes a 600 VCD y conectados a un inversor de capacidad de 2000 Watts, que convierte la energía de CD en energía de CA para sincronizarse a la red.

A la salida del inversor se cuenta con un interruptor de 2 polos con capacidad máxima de 30 Amperes y 240 VCA, con el fin de desconectar el sistema para seguridad y mantenimiento. El sistema fotovoltaico está conectado de lado de la carga (conectado en paralelo junto con la compañía suministradora), al interruptor principal de capacidad de 40 Amperes.

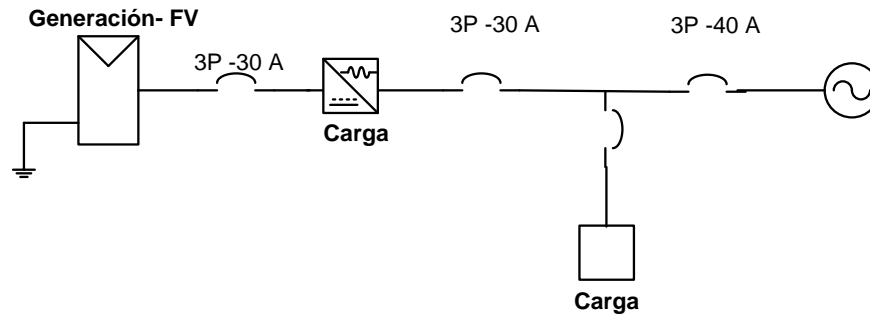


Fig. 4.2 Esquema unifilar.

DISEÑO: (ANEXO C)

TABLA I
DATOS VALIDOS PARA EL DF

	UNIDADES	LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO
Latitud	°N	19.4
Longitud	°E	-99.1
Altitud	m	2,234.0

1. Determinar la latitud de la locación: 19.4° N.

+15° para tener una captación constante durante todo el año, lo que es igual 34.4 y como valor estándar estableceremos 34.0°.

2. Calcular la declinación para el día de diseño

$$\delta = 23.45^\circ \text{sen} \left[\frac{360(190 - 80)}{365} \right] = 22.23^\circ$$

3. *Determinar la distancia para evitar sombras entre los paneles: 2.1 metros.*
4. *Determinar el número de módulos conectados en serie: 12.*
5. *Calcular la tensión de trabajo del inversor: 356.4(V).*
6. *Calcular la corriente de entrada del inversor: 8.41 (A).*
7. *Determinar el número de módulos en paralelo que pueden ser conectados a cada inversor:
1*

De acuerdo a lo anterior instalaremos 12 módulos en serie por cada inversor.

8. *Calcular la intensidad total de la instalación: 8.02 (A).*
9. *Calcular la potencia total instalada del sistema: 2858.32 (W).*
10. *Determinar el número de inversores necesarios en la instalación: 24 inversores.*
11. *El número total de módulos: 288*
12. *Calcular la potencia producida por el arreglo: 68.6 (kW)*

Estructura de fijación

Los módulos fotovoltaicos deberán ir montados sobre una estructura que les proporcione la inclinación idónea para optimizar la energía generada. Para la latitud objeto de nuestro estudio la inclinación óptima es de 34° con la horizontal y orientación Sur sin desviaciones, y evitando cualquier tipo de sombras.

4.3 MONITOREO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

De acuerdo al diseño del sistema, la potencia máxima mensual entregada será la representada en la siguiente gráfica:

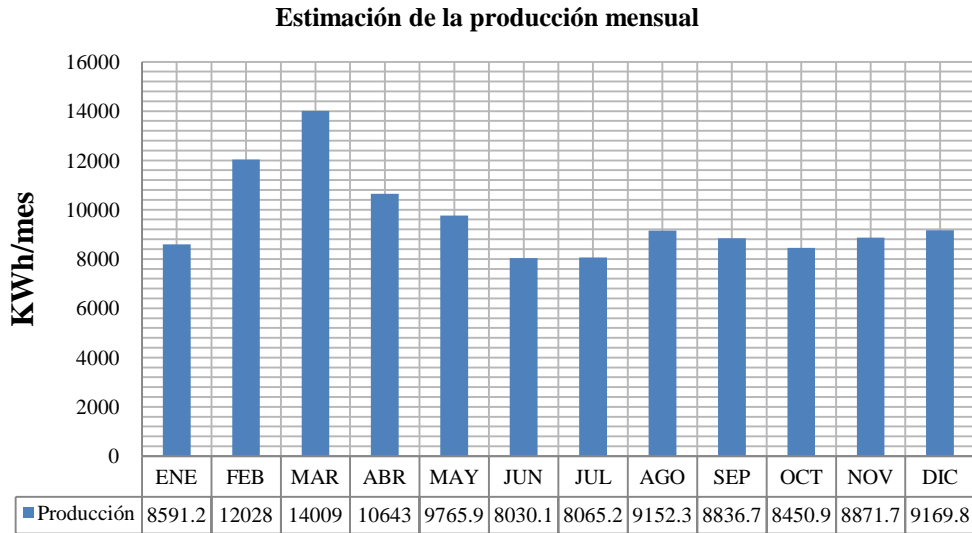


Fig. 4.2 Potencia de salida mensual estimada para el sistema fotovoltaico.

4.4 AHORRO ESTIMADO EN LA DEMANDA A LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA TORRE DE INGENIERÍA

De acuerdo a la auditoria energética hecha en el edificio (Anexo A), la energía eléctrica consumida mensualmente es en promedio de 96,841.145 kWh/mes y aproximadamente el 41.38% de este consumo corresponde a la iluminación.

El sistema FV será instalado para abastecer la demanda por concepto de iluminación, con lo que el 24% de este consumo será abastecido por esta fuente renovable, de acuerdo a lo observado en la Fig. 4.3.

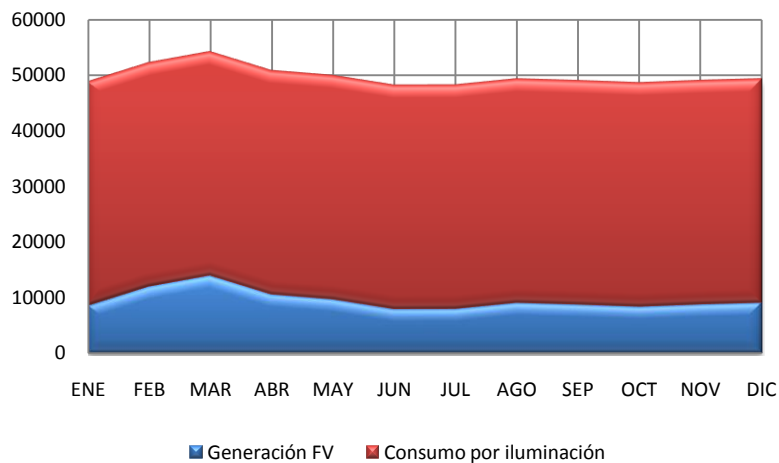


Fig. 4.3 Comparativa de la generación FV y el consumo de electricidad.

4.5 BENEFICIOS ECONÓMICOS

Para determinar los beneficios económicos que obtendremos al implementar este sistema, es necesario hacer una comparación del consumo eléctrico de la instalación antes del proyecto y el consumo después de implementar el sistema de GD, para esto se realizó una auditoría energética.

Cabe hacer mención que el estudio presentado (Anexo A), el cual se llevó a cabo bajo la dirección y asesoría del Dr. José Luis Fernández Zayas, formó parte importante del reporte ejecutivo final que hizo meritoria a la Torre de Ingeniería y a la UNAM del Premio de Ahorro de Energía en Edificaciones y Comercios, en la categoría: Modernización de instalaciones y aplicación de nuevas tecnologías, reconocimiento otorgado por la Secretaría de Energía, en el año 2008.

De acuerdo al estudio mencionado, el consumo eléctrico de la Torre de Ingeniería durante los tres primeros meses del año 2008, con base en mediciones efectuadas en la subestación eléctrica No. 3 del edificio (Anexo A), fue el siguiente:

MES	ENERGÍA CONSUMIDA (kWh/mes)
Enero	96,613.196
Febrero	99,123.400
Marzo	94,786.838
Promedio	96,841.145

Con los datos obtenidos de la información que gráfica, obtenemos el consumo total anual y el costo derivado.

CONSUMO ANUAL (kWh/AÑO)	COSTO ANUAL (\$/AÑO)
1,162,093.74	2,858,750.59

Para determinar el beneficio económico del sistema de generación a implementar se determinan los costos derivados de su inclusión a la instalación eléctrica del edificio.

Los costos involucrados en este proyecto son, el monto de inversión, la factura eléctrica y los costos de operación y mantenimiento, estos últimos en el caso del sistema fotovoltaico no los consideraremos, ya que representa una fracción muy pequeña frente a los otros costos.

En el siguiente diagrama se representan los costos asociados al proyecto en el horizonte de vida del proyecto:

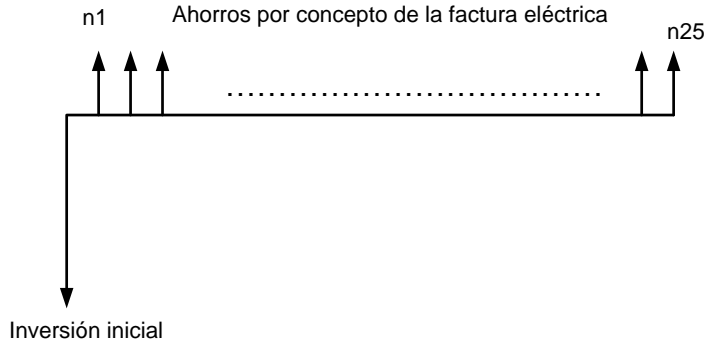


Fig. 4.3. Flujo de efectivo.

El monto de la inversión puede determinarse en moneda valor presente, mediante cotizaciones. Sin embargo, para el cálculo de los flujos futuros de efectivo del proyecto deben pronosticarse los precios de la tarifa eléctrica para un horizonte de tiempo igual a la vida útil, aún y cuando se maneje moneda constante ya que el precio de los energéticos no necesariamente evolucionará a un ritmo similar a la inflación. Este pronóstico es importante ya que la factura energética es casi siempre el rubro de costos que representa la mayor participación en el valor presente de flujo de efectivo del proyecto.

Las tarifas de baja tensión de uso no residencial (2,3 y 7) se revisan mensualmente en función únicamente de un índice de inflación, mientras que las de media y alta tensión se ajustan utilizando también un índice de precio de combustible.

CONCEPTO	COSTO INICIAL (M.N)	VP (M.N)
Arreglo	1,928,880.00	1,928,880.00
Inversores	407,837	407,837
Otros	100,000	100,000
TOTAL	2,436,716.80	2,436,716.80

Por concepto de electricidad el ahorro anual será de: \$284,407.9336 M.N.

El tiempo de recuperación de la inversión es de 7 años (Anexo D).

AÑO	GASTOS DE INVERSIÓN	AHORROS	FLUJOS (AHORROS-GASTOS)	VALOR PRESENTE DE LOS BENEFICIOS ECONÓMICOS
0	\$ 2,436,716.80	\$ 284,407.93	\$ 2,152,308.87	\$ 284,407.93
1	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	\$ 568,815.87
2	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	\$ 853,223.80
3	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	\$ 1,137,631.73
4	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	\$ 1,422,039.67
5	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	\$ 1,706,447.60
6	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	\$ 1,990,855.54
7	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	\$ 2,275,263.47
8	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	
9	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	
10	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	
11	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	
12	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	
13	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	
14	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	
15	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	

El tiempo de vida del proyecto es de aproximadamente 25 y al hacer el análisis en un periodo de 15 obtenemos un TIR (tasa interna de descuento) de 10%, por lo que entonces podemos concluir que el proyecto es viable.

4.6 INTERCONEXIÓN A LA RED

En el año 2007 fue aprobada por el Congreso de la Unión la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el financiamiento de la Transición Energética y su Reglamento.

En la que se busca promover la generación, exportación e importación de energía eléctrica que realicen los particulares. Esta ley establece los lineamientos para otorgar y revocar los permisos, para la generación de energía eléctrica.

El contrato de interconexión permite la interconexión de los permisionarios con el sistema eléctrico nacional, regula su relación con respecto a:

- Servicios de transmisión
- Intercambio de energía
- Compraventa de energía

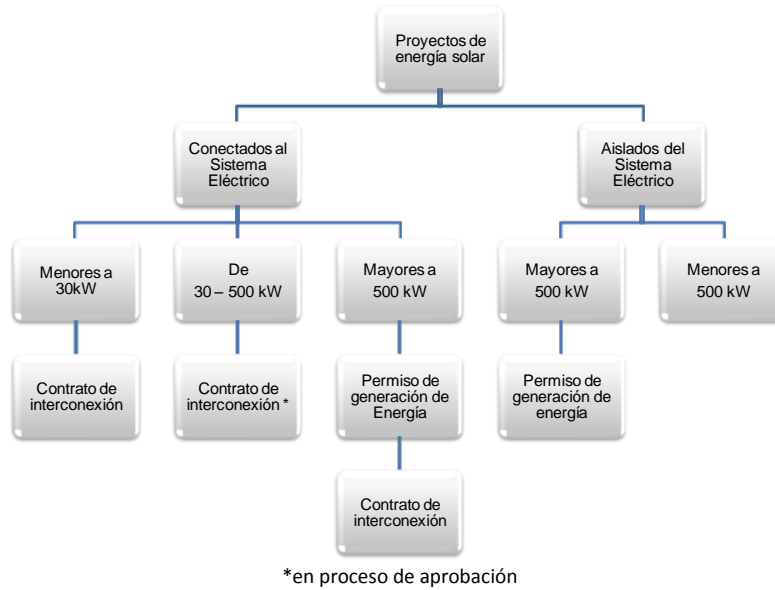


Fig. 4.3. Proceso para la interconexión de un sistema GD a la red eléctrica.

En el caso de la TI, es posible prescindir del contrato de interconexión ya que por el nivel de consumo y la producción del arreglo FV, no exportaremos energía eléctrica al red de distribución.

4.7 BENEFICIOS AMBIENTALES

No solo la inversión de la instalación FV será amortizada económicamente en un periodo de tiempo, también hay beneficios medioambientales que producirá la instalación, al inyectar a la red energía limpia y renovable, que sustituirá el consumo de energía eléctrica producida por fuentes de energía no renovables (combustibles fósiles, energía nuclear).

El principal beneficio ambiental derivado del diseño integral de la Torre de Ingeniería es el relacionado con las emisiones evitadas de gases de efecto invernadero, entre los cuales destaca el anhídrido carbónico o dióxido de carbono (CO₂) por ser el gas que mayoritariamente se genera durante la combustión de las fuentes energéticas convencionales (hidrocarburos).

Para calcular las emisiones evitadas de dióxido de carbono se requiere primero determinar las emisiones de CO₂ asociadas al consumo de electricidad en la Torre de Ingeniería. De acuerdo al Balance Nacional de Energía 2006, las fuentes energéticas emisoras de dióxido de carbono empleadas en la producción de electricidad fueron: carbón, diesel, combustóleo y gas seco.

Las toneladas de CO₂ emitidas durante 2006 en las plantas generadoras de electricidad, tanto de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) como de los “productores independientes de electricidad” (PIE), fueron calculadas empleando la siguiente fórmula:

$$\text{Toneladas de CO}_2 = \sum (\text{Factor de Emisión del Energético})(\text{Consumo del Energético})$$

El cálculo de las emisiones de CO₂ emitidas en 2006 por las plantas eléctricas se muestra en la siguiente tabla:

Energético	Factor de Emisión (ton CO ₂ /PJ)	Consumo (PJ/año)	Toneladas de CO ₂ anuales (2006)
Carbón	101,000	317.097	32,026,797.0
Diesel	74,100	14.436	1,069,707.6
Combustóleo	77,400	501.373	38,806,270.2
Gas Seco	56,100	775.748	43,519,462.8
Total			115,422,237.6

FUENTE: INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE; 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2 Energy; Institute for Global Environmental Strategies (IGES), Japón: 2006 [34]
 SENER; Balance Nacional de Energía 2006; Secretaría de Energía, México: 2007

Se estima que cada kWh producido evita la emisión a la atmósfera de:

CONTAMINANTE	KG EVITADOS POR CADA KWH GENERADO
CO ₂	0.6
SO ₂	1.33
NO _X	1.67

Cálculo de las Emisiones evitadas en la Torre de Ingeniería:

CONTAMINANTE	TONELADAS EVITADAS ANUALMENTE
CO ₂	697.256242
SO ₂	1545.58467
NO _x	1940.69654

Con los resultados obtenidos y a pesar de que el tiempo de recuperación es largo comparado con alguna otra medida de ahorro, debemos considerar no solo el costo sino también los beneficios ambientales que tendremos con este proyecto, por lo que podemos concluir que el proyecto es rentable.

Capítulo 5

ANÁLISIS TÉCNICO, MEDIANTE FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA

Como fue abordado en el Capítulo 1 de este trabajo, el crecimiento esperado en la demanda de la energía eléctrica, así como las preocupaciones ambientales están modificando la dinámica actual en la expansión del sistema eléctrico.

Los sistemas de distribución y transmisión están creciendo constantemente, principalmente en las grandes ciudades. Este crecimiento es el resultado de nuevos clientes, nuevas cargas instaladas o el cambio del patrón de uso de la electricidad, así como de las interconexiones de los sistemas y el aumento en la inclusión de sistemas de generación en el lugar de consumo, concepto denominado como generación distribuida (GD).

Al aumentar el porcentaje de proyectos de GD, se espera que cambie la dinámica del comportamiento de los sistemas eléctricos, ya que en la actualidad los sistemas de distribución son diseñados y operados basados en el concepto de la generación descentralizada, infiriendo que la energía siempre fluye de la subestación de distribución a los usuarios finales. Sin embargo, si una mayor cantidad de nuevas tecnologías de generación son introducidas al sistema eléctrico de potencia (SEP), estas empezarán a influir en el comportamiento global del mismo.

Investigaciones previas han demostrado que los sistemas de GD tienen impactos en la estabilidad del sistema de transmisión en niveles de penetración altos, donde la penetración está definida como el porcentaje de potencia total de GD en el sistema; con una penetración significativa de GD el flujo de potencia puede revertirse y la red de distribución no ser considerada un circuito pasivo que alimenta a las cargas, sino un sistema activo con flujos de potencia y tensiones determinados por la generación, así como por las cargas. El flujo de energía en el sentido inverso a través del sistema de distribución puede derivar en los siguientes problemas operacionales:

- Sobretensión en el alimentador de distribución (pérdida de regulación de voltaje).
- Aumento en la corriente de cortocircuito, que puede alcanzar niveles perjudiciales.
- Malfuncionamiento de la coordinación y apertura potencial de la protección.
- Operación incorrecta del equipo del control que puede llevar a un aumento en el número de operaciones y de desgaste relacionado del equipo [35].
- Generación o consumo de potencia activa y reactiva, lo que afecta la estabilidad del sistema [36].

Por lo anterior el sistema de GD debe ser usado como instrumento para alcanzar la estabilidad en el sistema y mejorar la calidad de energía.

A medida que los niveles de penetración de instalaciones fotovoltaicas (FV) aumenten en la red eléctrica, estas instalaciones deberán cumplir con las características de funcionamiento similares a las de los generadores tradicionales. Tales requisitos podrían incluir respuesta de inercia, respuesta en frecuencia, inyección de energía reactiva y la capacidad de disminuir la producción [37].

El objetivo de este capítulo es, hacer un estudio del cambio de flujos de potencia que sufre una red eléctrica de distribución al interconectar un sistema de generación FV a la red.

5.1 ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA

El objetivo de un SEP es mantener los porcentajes de disponibilidad requeridos a un costo razonable y satisfacer en cualquier instante de tiempo la demanda de potencia contratada por los consumidores, la cual es variable en el tiempo. Para cumplir con esta meta, durante años, los planificadores de los sistemas de distribución han desarrollado una serie de herramientas y técnicas para analizar y monitorear el crecimiento de la demanda de la energía eléctrica, para determinar la expansión del sistema eléctrico.

Como parte de estos análisis, en la expansión, planeación y operación diaria de un SEP, es necesario un estudio extensivo de flujo de potencia; donde son tomados como datos de partida el consumo o inyección de potencia en todos los nodos del sistema; con el objetivo de predecir los voltajes y flujos en todos los componentes de la red.

Este estudio es de gran importancia en la planeación y diseño de la expansión futura de la red eléctrica, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes, lo que comúnmente es llamado como calidad de la energía. La información que se obtiene en un estudio de flujo de potencias es la magnitud y ángulo de fase del voltaje en cada barra y la potencia real (P) y reactiva (Q) que fluye en cada línea de transmisión o transformadores y que va dirigido a las cargas conectadas al sistema.

Un flujo óptimo de potencias establece la programación de los generadores para reducir el costo total de operar el sistema de potencia y simultáneamente asegura que ningún elemento del sistema de transmisión esté sobrecargado y agiliza la toma de decisiones relacionadas con la administración de gestiones, comercialización de energía, organización del mercado y planificación de la inversión a largo plazo.

Actualmente los planificadores del sistema se enfrentan a una serie de desafíos y oportunidades entre los que se incluyen, la desregulación, la automatización de la distribución, y expectativas cada vez mayores con respecto a la confiabilidad y la calidad en el servicio; además del aumento de las instalaciones de fuentes de GD al sistema y los dispositivos de almacenamiento de energía.

Al incorporar una fuente de GD al SEP, se espera que el flujo de potencias se revierta (del consumidor hacia la red), y con el objetivo de determinar este comportamiento y determinar los beneficios o perjuicios que este flujo puede tener en la red realizaremos una simulación computacional en el caso de estudio que es presentado a continuación.

5.2 CASO DE ESTUDIO

En este caso de estudio utilizaremos una red de prueba para medir los impactos del cambio de flujo de potencia que se presenta, al incorporar un sistema de generación fotovoltaico, como fuente de generación distribuida.

El programa utilizado, es el presentado en la referencia [38] de la bibliografía de este trabajo, dicho programa calcula los flujos de potencia en la secuencia positiva usando el método de Newton- Raphson (Anexo F). La red de prueba es la mostrada en la misma referencia (figura 4.6) la cual consiste de una red de cinco nodos, compuesta de dos generadores, siete líneas de transmisión y cuatro cargas.

Consideraremos al panel fotovoltaico como un generador cuya potencia estará en función del flujo de combustible (radiación solar) suministrado a él en un instante de tiempo. Se considerará un porcentaje

de operación en función de la máxima potencia nominal; la potencia total de generación de la fuente es de 1 MW.

El sistema de GD será conectado al uno de los nodos del sistema de prueba mencionado. Los casos aquí presentados son cuando no opera el sistema fotovoltaico (0%) que representa el caso base, operando a una potencia de 200 kW (20%) y a 1 MW (100%).

A través del análisis de flujos de potencia obtenemos los resultados presentado en la Tabla I, para el caso donde el sistema opera sin la presencia del sistema de GD (0% de generación FV), es decir el caso baso base.

TABLA I
DATOS CASO BASE

NODO	MAGNITUD (P.U.)	ÁNGULO DE FASE (°)
REFERENCIA	1.06	0.00
GENERADOR (PV)	1.00	-2.06
CARGA (PQ)	1.00	-4.64
CARGA (PQ)	0.984	-4.96
NODO DE CARGA	0.972	-5.77

En este caso los resultados del análisis de flujos son los presentados en Fig. 6.1; donde las pérdidas totales del sistema son; potencia activa 0.65 W y potencia reactiva 1.078 VAR.

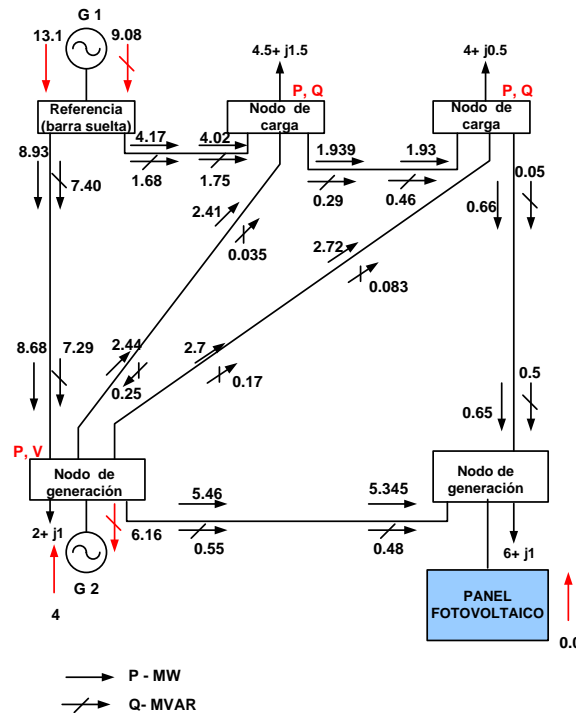


Fig. 6.1 Red eléctrica (caso de estudio)

A continuación se presentan los casos en los que el sistema opera al 100% y al 20% de la capacidad total.

En la Tabla II se muestran los datos del sistema cuando el sistema de GD está generando 1MW, es decir el 100% de operación.

TABLA II
DATOS CASO CON EL PANEL (100% POTENCIA DEL ARREGLO)

NODO	MAGNITUD (P.U.)	ÁNGULO DE FASE (°)
REFERENCIA	1.06	0.00
GENERADOR (PV)	1.00	-1.7624
CARGA (PQ)	0.9881	-4.3214
GENERADOR (PQ)	0.9852	-4.5970
NODO DE ESTUDIO	0.9753	-4.9631

En el caso de operación del panel al 100% las pérdidas fueron las siguientes: potencia activa 0.35 W y potencia reactiva 1.2 VAR.

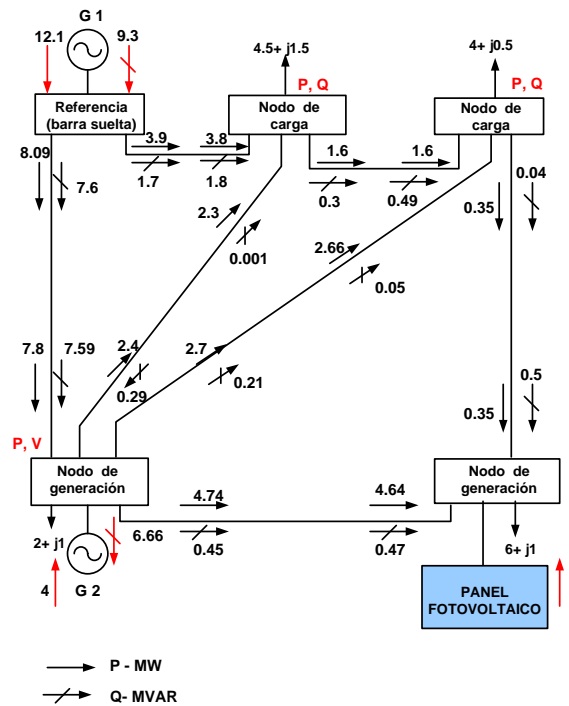


Fig 6.2 Red eléctrica (celda al 100% de capacidad de generación)

A continuación, en la Tabla III se resumen los datos para el caso en que el sistema genera 200 kW es decir el 20% de generación.

TABLA III
DATOS CASO CON CELDA (20% POTENCIA DEL ARREGLO)

NODO	MAGNITUD (P.U.)	ÁNGULO DE FASE (°)
REFERENCIA	1.06	0.00
GENERADOR (PV)	1.00	-2.0013
CARGA (PQ)	0.9881	-4.5735
GENERADOR (PQ)	0.9852	-4.8848
NODO DE ESTUDIO	0.9724	-5.0640

Para la operación al 20% de capacidad las pérdidas fueron: potencia activa 0.59 W y potencia reactiva 1.1 VAR.

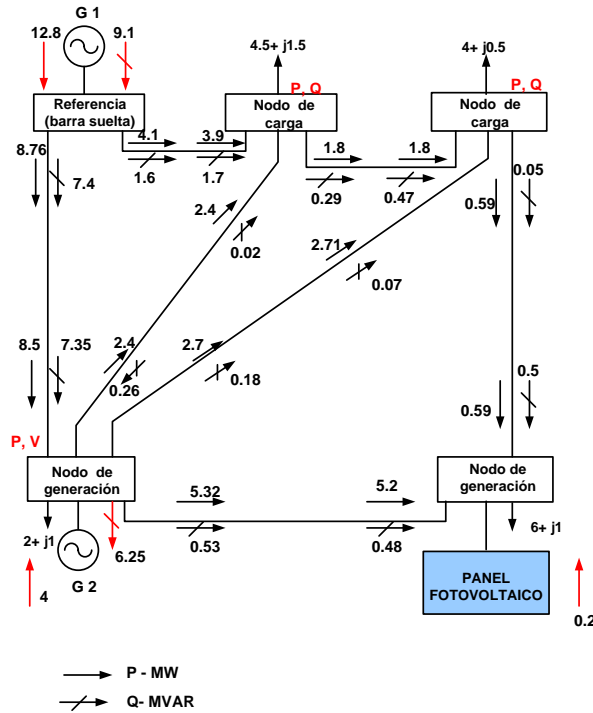


Fig. 6.3 Red eléctrica (celda al 20% de capacidad de generación)

Los resultados muestran las ventajas de la GD como se puede observar en las Fig. 6.2 y 6.3 de donde se puede observar que las pérdidas de potencia real totales del sistema disminuyen en aproximadamente 40%, de acuerdo a la Tabla IV, lo cual representa un 14% global en la reducción de las pérdidas del sistema.

TABLA IV
PÉRDIDAS EN EL SISTEMA

% DE OPERACIÓN DE SISTEMA DE GD	PÉRDIDAS DE POTENCIA REAL (P)	% EN PÉRDIDAS
0%	0.6	100%
20%	0.59	98%
50%	0.46	77%
75%	0.4	67%
100%	0.35	58%

En la Fig. 6.4, es mostrado otro de los beneficios dado observado en las líneas de transmisión, pues menor potencia es transmitida por las líneas conforme aumenta el porcentaje de generación de las fuentes de GD; particularmente la línea que conecta el nodo de referencia con el nodo de generación deja de transmitir 1 MW aproximadamente y este fenómeno también se da con los voltajes nodales.

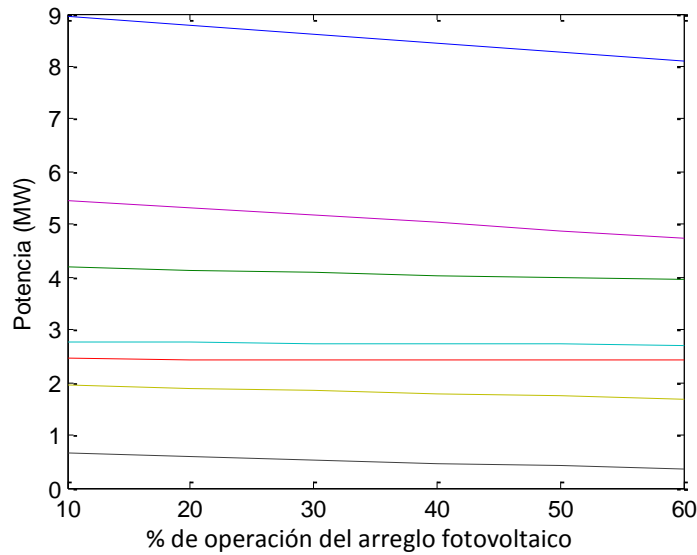


Fig 6.4 Comportamiento de la potencia activa en las líneas de transmisión en función de la operación del panel.

De este caso de estudio podemos concluir que de los beneficios derivados de la inclusión de fuentes de GD a la red destaca la no generación ni transportación de energía eléctrica a través de las líneas de transmisión y distribución, lo cual a su vez conlleva a menores pérdidas de electricidad.

Capítulo 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El potencial para el uso de las energías renovables no ha sido explotado totalmente en nuestro país, sin embargo actualmente la sociedad reconoce la necesidad de promover el uso de las fuentes renovables de energía, como una medida prioritaria, ya que su desarrollo contribuye a la protección ambiental al evitar las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera, además de contribuir en el desarrollo sostenible de la nación y a la creación local de empleos; por ello es necesario promover y favorecer la explotación de este mercado dentro del marco interno de la industria eléctrica.

En el caso particular de México, si bien la energía solar fotovoltaica no es barata comparada con el costo de la electricidad generada por fuentes convencionales de energía, si representa un medio para mejorar la calidad ambiental en el Valle de México (lugar donde ubicamos el estudio presentado), además de los claros beneficios técnicos que nos ofrece como fuente de respaldo, ya que a pesar de su intermitencia, existen medios (baterías) para almacenar la energía producida para ser usada en caso de un desabasto por parte de la compañía que suministra el servicio eléctrico.

Y si además consideramos nuestra ubicación geográfica, al tener una alto índice de radiación solar, y con las medidas adecuadas de financiamiento estos proyectos son altamente rentables a largo plazo.

Con las nuevas leyes aprobadas para la interconexión de fuentes de generación distribuida a la red eléctrica, así como el Plan de Desarrollo Nacional, donde se favorece a las fuentes renovables como medida para disminuir los niveles de contaminación ambiental, se espera que estos proyectos empiecen a incrementar su inserción a la red, por ello uno de los objetivos de este trabajo es el presentar una metodología para el diseño de estos proyectos, para asegurar su correcta instalación, así como un estudio de los impactos en la red al incorporarse a la red eléctrica de distribución.

Con respecto a los resultados obtenidos del análisis de flujos de potencia al incorporar una fuente de generación distribuida a la red de distribución podemos concluir que el impacto más importante de una fuente de estas características es la descarga de las líneas de transmisión y el soporte a los voltajes nodales, esto se traduce en menores pérdidas eléctricas, lo cual representa un mayor rango de confiabilidad y una energía de mejor calidad a los usuarios. Además, a nivel local los paneles fotovoltaicos podrían operar como autoabastecimiento a la carga local en la presencia de fallas en la red eléctrica.

Respecto a los beneficios económicos, el proyecto tiene un tiempo de recuperación de 7 años, que si bien representa un largo plazo para la recuperación del capital de inversión, al considerar los beneficios ambientales el proyecto resulta más atractivo, aunado con el tiempo de vida del sistema, que en este caso es de 25 años, con lo que podemos suponer que el proyecto seguirá generando ganancias después de recuperada la inversión. Otro punto a considerar para la viabilidad del proyecto se refiere a los posibles financiamientos a los que el proyecto puede acceder, por lo que este tiempo de recuperación puede ser menor.

Como trabajos futuros en esta misma línea de investigación se plantean dos, principalmente, el primero es llevar a cabo la implementación física del sistema en el edificio mencionado tomando como punto de partida el estudio realizado.

El segundo punto importante sería hacer un estudio del comportamiento de nuestra fuente y las cargas conectadas a la misma para determinar si existe una manera más eficiente de distribuir las cargas que la alimentan, haciendo uso de los sistemas de monitoreo ya instalados en el edificio.

ANEXO A

MEMORIA DE CÁLCULO DE LA AUDITORIA ENERGÉTICA EN LA TORRE DE INGENIERÍA

Área Total = 13,360 (m²)

Porcentaje de ocupación:

NIVEL	TOTAL	OCUPADOS
Cubículos	175	133
Módulos	287	130
Lugares	462	263
Porcentaje de ocupación		56.93%

Inventario de la Torre de Ingeniería por concepto de iluminación:

NIVEL	AUDITORIO (lámparas)	ÁREAS COMUNES (lámparas)	BAÑOS (lámparas)	TOTAL (lámparas)
Sótano	81	57	14	212

NIVEL	RECEPCIÓN (lámparas)	RESTAURANTE (lámparas)	ALA NORTE (lámparas)	TOTAL (lámparas)
Planta Baja	82	36	36	154

NIVEL	ALA NORTE (luminarios)	ALA SUR (lámparas)	BAÑOS (lámparas)	COCINETAS (lámparas)	TOTAL (lámparas)
1er Piso	103	104	20	6	233
2o Piso	103	104	20	6	243
3er Piso	103	104	20	6	233
4o Piso	107	107	20	6	240
5o Piso	107	107	20	6	240
6o Piso	107	107	20	6	240

TOTAL DE LÁMPARAS EN LA TORRE	1795
--------------------------------------	-------------

Potencia Promedio de las Lámparas (W)	32
Demanda por Iluminación (W)	114880
Demanda por Iluminación (kW)	114.88
Demanda Máxima Promedio Total (kW)	277.59
Consumo Eléctrico por Iluminación	41.38%
Consumo por Iluminación (kWh/día)	1838.08
Potencia Promedio de las Lámparas (W)	50.30

Consumo eléctrico en la Torre de Ingeniería

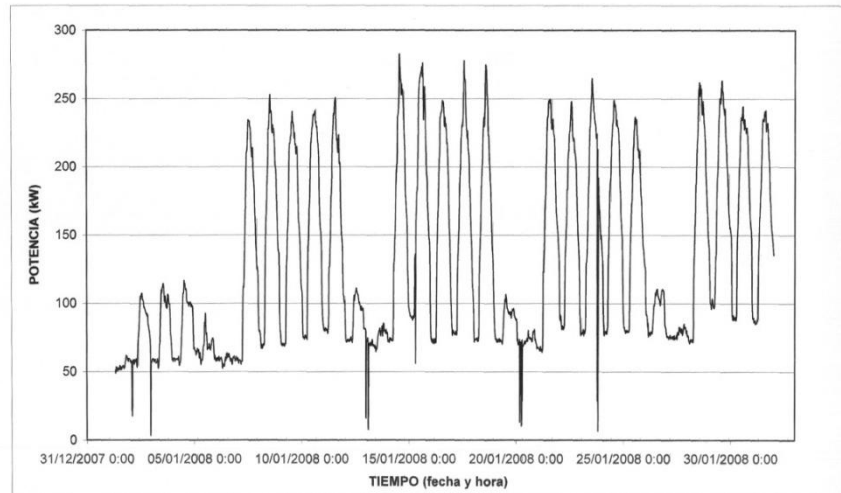
Como se demuestra en los materiales gráficos de este anexo, una de las principales fuentes de información ha sido la obtenida de la red de monitoreo automático, la cual está diseñada para medir, procesar y almacenar los registros de las principales variables eléctricas en cada subestación, para poder determinar la calidad de la energía suministrada y el perfil de consumo. La siguiente tabla resume la información contenida en las gráficas:

MES	ENERGÍA CONSUMIDA (kWh/mes)	DEMANDA MÁXIMA (kWh)	DEMANDA MÍNIMA (kWh)	DEMANDA NETA DIARIA (kWh)	INTENSIDAD ENERGÉTICA MENSUAL (kWh/m²)	INTENSIDAD ENERGÉTICA ANUALIZADA (kWh/m²)	INTENSIDAD ENERGÉTICA REAL (kWh/m² año)
Enero	96613.196	140.842	28	113	7.243	86.921	152.691
Febrero	99123.400	137.407	35	102	7.432	89.180	156.658
Marzo	94786.838	138.136	30	108	7.107	85.278	149.804
Promedio	96841.145	138.795	31	108	7.261	87.127	153.051

Consumo del mes de Enero:

REPORTE DE CONSUMO ELÉCTRICO 1 AL 31 DE ENERO DE 2008, SUBESTACIÓN NO. 3, TORRE DE INGENIERÍA, UNAM.

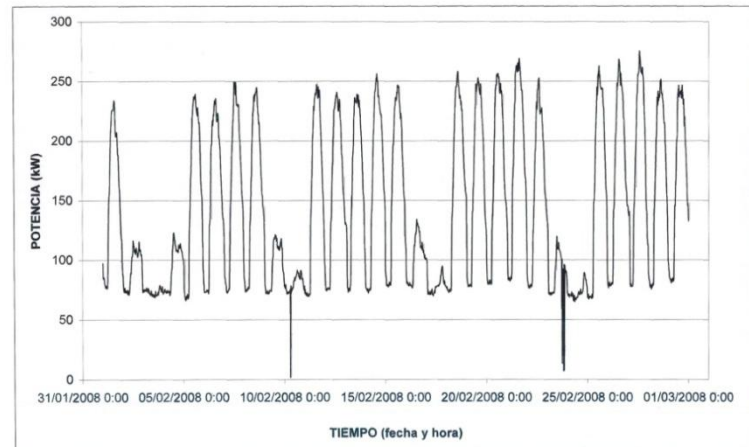
Potencia nominal =	550	kVA	Tiempo de integración =	30	minutos
Voltaje nominal =	440	VCA			
Energía consumida fase A =	33610,208	kW-h	Demanda máxima de consumo =	140,842	kW-h
Energía consumida fase B =	26778,119	kW-h	Inicio de consumo máximo =	14/01/2008 13.03	
Energía consumida fase C =	36190,917	kW-h	Final de consumo máximo =	14/01/2008 13.33	
Energía consumida Total =	96613,196	kW-h			



Consumo del mes de Febrero:

REPORTE DE CONSUMO ELÉCTRICO 1 AL 29 DE FEBRERO DE 2008, SUBESTACIÓN NO. 3, TORRE DE INGENIERÍA, UNAM.

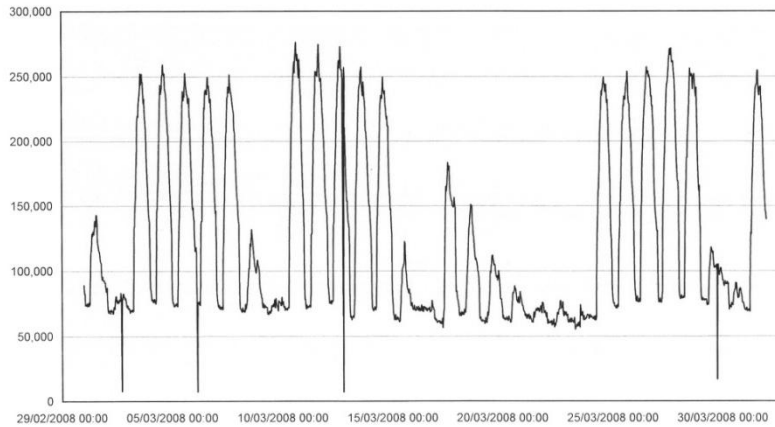
Potencia nominal =	550	kVA	Tiempo de integración =	30	minutos
Voltaje nominal =	440	VCA			
Energía consumida fase A =	34155,372	kW-h	Demanda máxima de consumo =	137,407	kW-h
Energía consumida fase B =	28089,608	kW-h	Inicio de consumo máximo =	27/02/2008 13.20	
Energía consumida fase C =	38963,188	kW-h	Final de consumo máximo =	27/02/2008 13.50	
Energía consumida Total =	99123,400	kW-h			



Consumo del mes de Marzo:

REPORTE DE CONSUMO ELÉCTRICO 1 AL 31 DE MARZO DE 2008, SUBESTACIÓN 3, TORRE DE INGENIERÍA, UNAM.

Potencia nominal =	550	kVA	Tiempo de integración =	30	minutos
Voltaje nominal =	440	VCA			
Energía consumida fase A =	32576,849	kW-h	Demanda máxima de consumo =	138,136	kW-h
Energía consumida fase B =	26597,270	kW-h	Inicio de consumo máximo =	10/03/2008 14:50	
Energía consumida fase C =	35610,823	kW-h	Final de consumo máximo =	10/03/2008 15:20	
Energía consumida Total =	94786,838	kW-h			



Costo por consumo de electricidad:

Tarifa 2

Cargo por energía (\$/kWh)													
Rango	Dic. 2008	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
ene-50	2.012	1.812	1.74	1.706	1.737	1.709	1.672	1.675	1.753	1.728	1.756	1.84	1.89
51 - 100	2.43	2.188	2.11	2.06	2.097	2.064	2.019	2.023	2.117	2.086	2.12	2.222	2.29
Adic.	2.677	2.41	2.32	2.268	2.309	2.272	2.223	2.227	2.33	2.296	2.333	2.445	2.52
Mensual	46.32	46.15	45.7	45.51	45.8	45.99	45.41	44.9	44.89	45.03	45.27	45.93	45.9

Con el promedio más el 15% de IVA obtenemos el costo Tarifa 2 para el año 2006, es de 2.46 \$/kWh.

Con los datos del consumo y el costo de la electricidad se obtiene el promedio anual.

CONSUMO ANUAL (kWh/año)	COSTO ANUAL (\$/año)
1,162,093.74	2,858,750.59

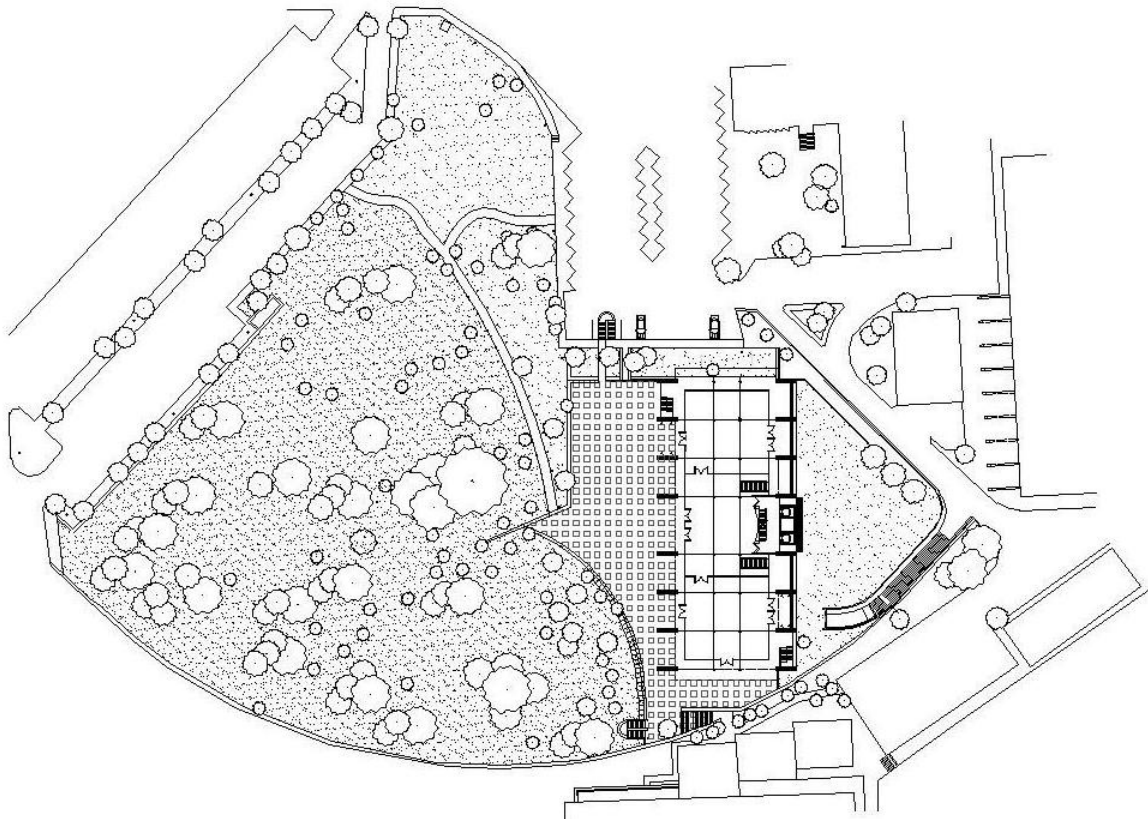
ANEXO B

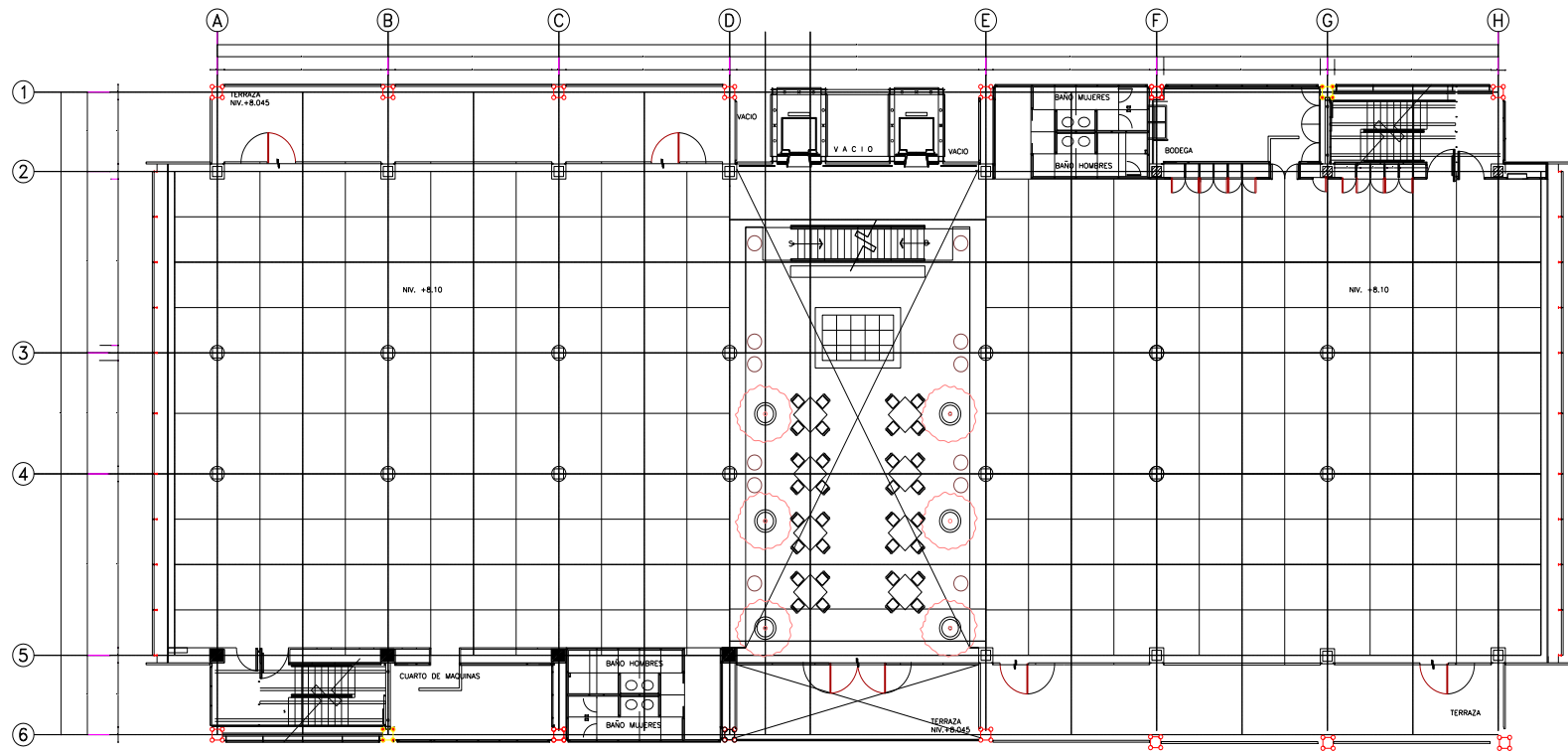
PLANOS DE INSTALACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Ubicación del sistema:

- Sitio: Torre de Ingeniería Ciudad Universitaria, D.F.
- Ubicación: Techo del Edificio

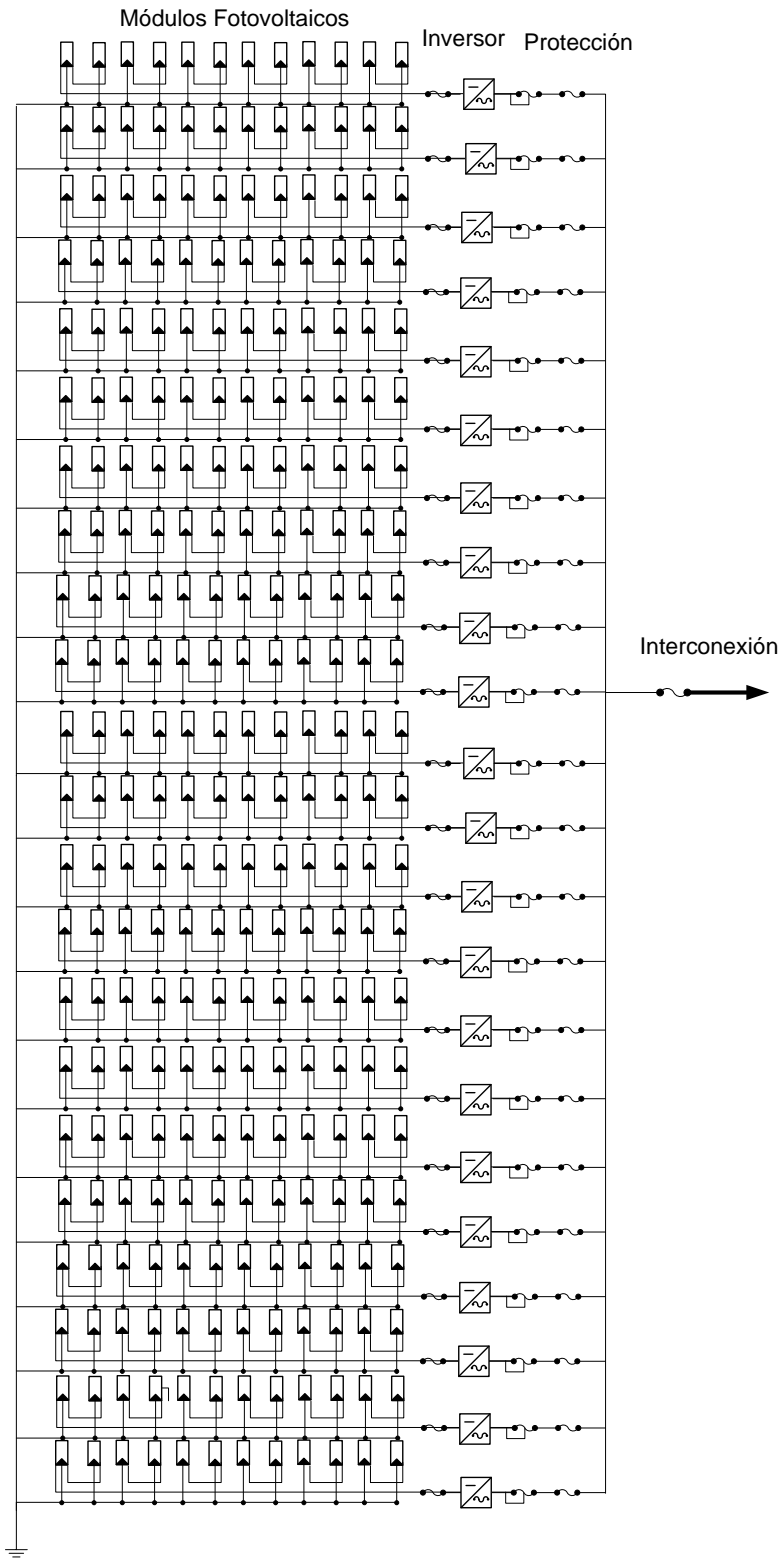
	UNIDADES	LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO
Latitud	°N	19.4
Longitud	°E	-99.1
Altitud	m	2,234.0





	PROYECTO: TORRE DE INGENIERIA	PLANO DE PLANO: A-4	MODIFICACIONES 27/ENERO/19
	UBICACION: Ciudad Universitaria, Mexico, D.F.	CONSULTA: Sanchez Arquitectos y Asociados.	
INSTITUTO DE INGENIERIA UNAM	PLANTA TIPO 1 NIVEL +8.10	ESCALA: 1:75	

Diagrama Unifilar del Arreglo Fotovoltaico



ANEXO C

MEMORIA DE CÁLCULO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO

Características del módulo:

Modelo	Potencia (W)	Intensidad a potencia Máx. (A)	Tensión a potencia Máx. (V)	Intensidad de corto circuito (A)	Tensión de circuito abierto (V)
Nt-175UC1	235	8.02	29.7	8.39	37.0

- Dimensiones del módulo solar: 826 mm x 1575 mm x 46 mm
- Peso: 16 kg
- Garantía: 90% del valor nominal a 10 años, 80% a 25 años
- Vida útil mayor a 25 años

Dimensionamiento:

Para obtener la mayor potencia en la instalación con la superficie disponible del techo, se elige los módulos monocristalinos:

$$P_{\text{salida}} = 175 \text{ W}$$

$$\text{Área} = 826 \times 1575 \times 46 \text{ mm} = 1.3 \text{ m}^2 \times \text{módulos}$$

$$\text{Módulos}_{\text{monocristalinos}} = \frac{9 \text{ m}^2}{\text{kW}}$$

$$600 \text{ m}^2 \left(\frac{\text{kW}}{9 \text{ m}^2} \right) = 66.67 \text{ kWp}$$

Para calcular el número de módulos:

$$\frac{\text{Potencia total de la planta (W)}}{\text{Potencia del módulo (W)}} = \frac{66.67 \times 10^3}{235} = 283 \text{ módulos}$$

381 módulos, que al multiplicarlos por su área de 1.3 m², obtenemos un área para el arreglo de 495.2 m², lo cual cumple con nuestras condiciones de área disponible para el arreglo (500 m²).

Inversor:

Modelo	PVP3000EVR*
Potencia de salida (W)	3000
Eficiencia (%)	93.5
Tensión de entrada máxima en CD (V)	500
Tensión de operación entrada (V)	170- 450
Corriente Máxima en DC(a)	26
Corriente nominal (A)	18
Tensión nominal (V)	240
Rango de operación salida (V)	211- 264
Frecuencia de operación (Hz)	59.3- 60.5
Corriente continua máxima (a)	13

*EVR= extenden voltage range

$V_{\text{máx}}$ =Tensión a potencia máxima del panel solar (V)

N_{fv} = número de módulos en serie

V_{inv} = Tensión de trabajo del inversor

$$V_{\text{inv}}=N_{\text{fv}}*V_{\text{máx}}=12*29.7=356.4 \text{ (V)}$$

Para calcular la corriente de entrada del inversor:

I_{entrada} = corriente de entrada del inversor

P_{inv} = potencia del inversor

V_{inv} = Tensión del inversor

$$I_{\text{entrada}}=\frac{P_{\text{inv}}}{V_{\text{inv}}}=\frac{3000 \text{ (W)}}{356.4 \text{ (V)}}=8.41 \text{ (A)}$$

El número de módulos en paralelo que pueden ser conectados a cada inversor se calcula de la siguiente manera:

N_{p} = número de módulos en paralelo

I_m = corriente máxima del módulo (A)

$$N_p = \frac{I_{\text{entrada}}}{I_m} = \frac{8.41 \text{ (A)}}{8.02 \text{ (A)}} = 1.05 \text{ módulos}$$

De acuerdo a lo anterior instalaremos 12 módulos en serie por cada inversor.

La intensidad total de la instalación está dada por:

I_{total} = corriente de la instalación (A)

I_m = corriente máxima del módulo fotovoltaico (A)

$$I_{\text{total}} = N_p * I_m = 1 * 8.02 = 8.02 \text{ (A)}$$

La potencia total instalada del sistema:

$$P_{\text{total}} = I_{\text{total}} * V_{\text{inv}} = 8.02 \text{ A} * 356.4 \text{ V} = 2858.32 \text{ (W)}$$

Para determinar el número de inversores necesarios en la instalación:

$P_{\text{generador}}$ = potencia del sistema fotovoltaico

$$\text{No. inver} = \frac{P_{\text{generador}}}{P_{\text{total}}} = \frac{66.67 \text{ kW}}{2858.32 \text{ W}} = 23.32 \text{ módulos}$$

El número de inversores será 24.

El número total de módulos, se obtiene al multiplicar el número de módulos conectados en serie y paralelo por el número de inversores:

$$N_m = 12 * 24 = 288 \text{ módulos}$$

Al multiplicar el número de inversores por la potencia producida por cada uno de ellos obtenemos la potencia total del arreglo:

$$P_{\text{arreglo}} = N_{\text{inv}} * P_{\text{total}} = 24 * 2858.32 \text{W} = 68.60 \text{(kW)}$$

La potencia nominal del módulo (68.6 kW), representa el 24% de potencia demandada por concepto de iluminación (1,838.08 kWh/día) y por ser una carga casi constante destinaremos la generación del arreglo fotovoltaico a abastecer únicamente a esta carga.

En el diseño también es necesario considerar la distancia que debe haber entre los módulos para evitar sombras entre ellos, es necesario calcular la altura solar al mediodía del mes más desfavorable (h_o):

$$h_o = (90^\circ - \text{latitud del lugar}) - 23.5^\circ = (90^\circ - 19.4^\circ) - 23.5^\circ = 47.1^\circ$$

La distancia entre las placas está determinada por:

$$d = l \left(\frac{\text{sen } a}{\tan h_o} + \cos a \right)$$

Donde:

l = longitud de la placa

a = inclinación de la placa

Con los valor de díselo obtenemos:

$$d = 1.575 \text{m} \left(\frac{\text{sen } 37.23}{\tan 47.1} + \cos 37.23 \right) = 2.1 \text{ metros}$$

ANEXO D

MEMORIA DE CÁLCULO DE LOS BENEFICIOS ECONÓMICOS

El promedio mensual de generación del sistema Fotovoltaico es el siguiente:

GENERACIÓN (kWh/MES)	
ENERO	8591.19
FEBRERO	12027.67
MARZO	14008.91
ABRIL	10642.56
MAYO	9765.91
JUNIO	8030.14
JULIO	8065.20
AGOSTO	9152.25
SEPTIEMBRE	8836.66
OCTUBRE	8450.93
NOVIEMBRE	8871.72
DICIEMBRE	9169.78
Total Anual	115,612.98

De acuerdo con esta capacidad de generación, habrá un ahorro del 10%, por concepto de la factura eléctrica, que es igual a \$ 284,407.9336 M.N. anuales.

Los costos generados en el proyecto son los siguientes:

CONCEPTO	COSTO INICIAL (M.N)	VP (M.N)
Arreglo	1,928,880.00	1,928,880.00
Inversores	407,837	407,837
Otros	100,000	100,000
TOTAL	2,436,716.80	2,436,716.80

En cuanto al tiempo de recuperación de la inversión:

AÑO	GASTOS DE INVERSIÓN	AHORROS	FLUJOS (AHORROS-GASTOS)	VALOR PRESENTE DE LOS BENEFICIOS ECONÓMICOS
0	\$ 2,436,716.80	\$ 284,407.93	\$ 2,152,308.87	\$ 284,407.93
1	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	\$ 568,815.87
2	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	\$ 853,223.80
3	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	\$ 1,137,631.73
4	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	\$ 1,422,039.67
5	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	\$ 1,706,447.60
6	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	\$ 1,990,855.54
7	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	\$ 2,275,263.47
8	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	
9	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	
10	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	
11	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	
12	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	
13	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	
14	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	
15	0	\$ 284,407.93	\$ 284,407.93	

El tiempo de recuperación de la inversión es de 7 años.

En el análisis en el tiempo del flujo de efectivo para un plazo de 15 años, obtenemos una TIR de 10%.

AÑO	GASTOS DE INVERSIÓN	AHORROS	FLUJOS (AHORROS-GASTOS)
0	2436716.8	284407.9	-2152308.8
1	0	284407.9	284407.9
2	0	284407.9	284407.9
3	0	284407.9	284407.9
4	0	284407.9	284407.9
5	0	284407.9	284407.9
6	0	284407.9	284407.9
7	0	284407.9	284407.9
8	0	284407.9	284407.9
9	0	284407.9	284407.9
10	0	284407.9	284407.9
11	0	284407.9	284407.9
12	0	284407.9	284407.9
13	0	284407.9	284407.9
14	0	284407.9	284407.9
15	0	284407.9	284407.9

ANEXO E

MEMORIA DE CÁLCULO DE LOS BENEFICIOS AMBIENTALES

Cálculo del Factor de Emisión de CO₂ de la electricidad consumida en México: (2006)

ENERGÉTICO	FACTOR DE EMISIÓN (TON CO ₂ /PJ)	CONSUMO (PJ)	TONELADAS DE CO ₂ ANUALES
Carbón	101000	317.097	32026797.0
Diesel	74100	14.436	1069707.6
Combustóleo	77400	501.373	38806270.2
Gas Seco	56100	775.748	43519462.8
Total			115422237.6

FUENTE: INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE; 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2 Energy; Institute for Global Environmental Strategies (IGES), Japón; 2006

ELECTRICIDAD PRODUCIDA EN 2006 (PJ)	810.284
Factor de Emisión de la Electricidad en México (ton CO ₂ /PJ)	142446.6

FUENTE: SENER; Balance Nacional de Energía 2008; Secretaría de Energía, México: 2007

Se estima que cada kWh producido evita la emisión a la atmósfera de:

CONTAMINANTE	KG EVITADOS POR CADA kWh GENERADO
CO ₂	0.6
SO ₂	1.33
NO _x	1.67

Cálculo de las Emisiones evitadas en la Torre de Ingeniería:

CONTAMINANTE	TONELADAS EVITADAS ANUALMENTE
CO ₂	697.25
SO ₂	1545.58
NO _x	1940.69

CONTAMINANTE	TONELADAS EVITADAS ANUALMENTE	FACTOR DE CONVERSIÓN A CO ₂	TONELADAS DEGEI EVITADAS ANUALMENTE COMO CO ₂
CO ₂	697.25	1	697.3
SO ₂	1545.58	0.6875	1062.6
NO _x	1940.69	0.956521739	1856.3
TOTAL DE TONELADAS DE GEI			3616.2

ANEXO F

MÉTODO DE NEWTON- RAPHSON

El interés actual en los flujos óptimos de potencia (FOP) se centra alrededor de su habilidad para obtener una solución óptima en la operación del SEP.

El problema de flujo de potencia se formula como un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales y existen varios métodos para obtener la solución, entre ellos uno de los más empleados es el método de Newton el cual se basa en la expansión en series de Taylor para una función de dos o más variables. Cuando se desea resolver el problema de flujo de potencias, el método de Newton se extiende a un caso multivariable y este es conocido como el método de Newton-Raphson, cuyo proceso de solución se resume en el siguiente diagrama de flujo.

Método de Newton Raphson tiene una función de error $f(x)$ llevada a 0 mediante ajustes a la variable dependiente (Δx) asociada a la función. Se basa en la idea de calcular las correcciones tomando en cuenta todas las interacciones.

$$\Delta P_k = P_{k, \text{especificado}} - P_{k, \text{calculado}}$$

$$\Delta Q_k = Q_{k, \text{especificado}} - Q_{k, \text{calculado}}$$

Los valores obtenidos, son usados para calcular nuevos valores para las tensiones de la barra, mediante el cálculo de la matriz jacobina del sistema de ecuaciones y el proceso se repite hasta que los valores de P y Q son menores que la tolerancia de error en el bus.

El número de iteraciones requeridas por el método de Newton- Raphson usando las admitancias de las barras es prácticamente independiente del número de barras.

El diagrama de flujo de la Fig.1, resume el proceso que sigue la solución por medio de flujos de potencia, utilizando el método de Newton- Raphson.

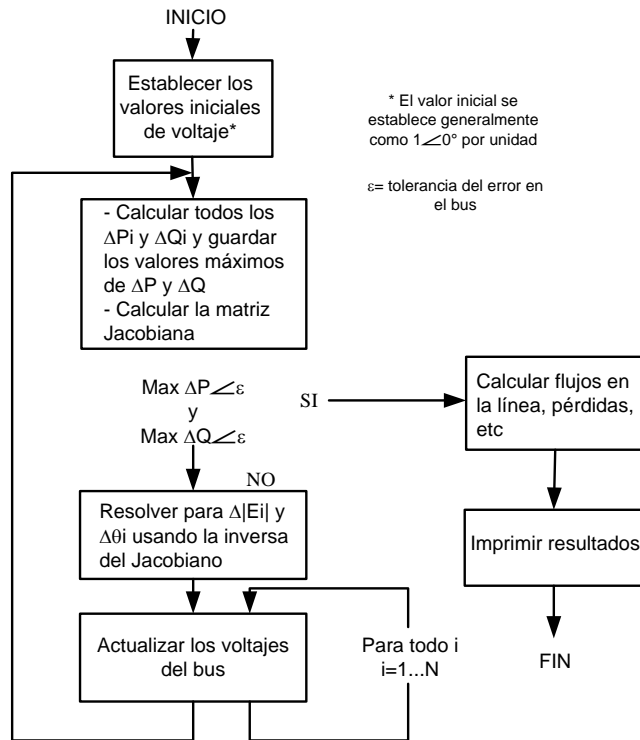


Fig. 1 Diagrama de flujo de la solución del Método de Newton-Raphson [40]

Bibliografía

- [1] *Proyecto de “Generación Distribuida” en Luz y Fuerza del Centro, avances y pruebas en fabrica de la unidad generadora.* REUNIÓN DE VERANO, RVP-AI /2006.
- [2] *Prospectiva del sector eléctrico 2009-2024,* Dirección General de Planeación Energética, Secretaría de Energía (SENER), 2009.
- [3] *Prontuario Estadístico del Sector Energético Octubre de 2008,* Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico (www.sener.gob.mx).
- [4] *IEEE Power & Energy for Electric Power Professionals,* volumen 6, número 2, Marzo- Abril 2008.
- [5] Stevenson W.D. y Grainger, John J, *Análisis de sistemas eléctricos de potencia,* Mc Graw Hill, 1996.
- [6] *Banking on DE, International financial institutions and cogeneration,* WADE (World Alliance for Decentralized Energy, Marzo 2005.
- [7] A.M. Borbely and J.F. Kreider, *Distributed generation (The power paradigm for the new millennium)* Boca Raton, CRC Press LLC, 2001.
- [8] Schuwartz Lisa, *Distributed Generation in Oregon: Overview, Regulatory Barriers and Recommendations,* Febrero 2005.
- [9] N. Jenkins, et al., *Embedded generation, London Institution of Electrical Engineers,* 2000.
- [10] *Towards Smart Power Networks, Lessons learned from European research FP5 projects,* European Commission, 2005.
- [11] Ferret F.A. y Simoes M. G, *Integration of Alternative Sources of Energy,* IEEE Wiley Interscience, USA, 2006.
- [12] *World Survey of Decentralized Energy 2006,* WADE, Edinburg, Mayo 2006.
- [13] *Segundo informe de labores,* SENER – dentro del periodo del 1 de septiembre de 2007 al 31 de agosto de 2008.
- [14] de Swaan Arons, Jakob y Van der Kooi, Hedzer, *Efficiency and sustainability in the energy and Chemical Industries,* Editorial Marcel Dekker, Inc, EUA, 2004.
- [15] Messenger, Roger, *Photovoltaic Systems engineering,*1ª edición, CRC Press LCC, 2000, EUA.
- [16] E. Liu, J. Bebic, *Distribution System Voltage Performance Analysis for High- Penetration Photovoltaics,* NREL, Febrero 2008, EUA.

- [17] EurObserv'ER, *Photovoltaic Energy Barometer*, *SYSTÈMES SOLAIRES le journal des énergies renouvelables* N° 184 – 2008.
- [18] *Prontuario Estadístico del Sector Energético Octubre de 2008*, Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico (www.sener.gob.mx).
- [19] Krarti, Moncef, *Energy Audit of Building Systems- an engineering approach*, CRC Press, año 2000.
- [20] J.L. Contreras, L. Frantzis, S. Blazewicz, *Photovoltaic Value Analysis*, National Renewable energy Laboratory.
- [21] *Metodología para Valorar Externalidades Asociadas con la Generación de Electricidad en México*, SENER.
- [22] Messenger, Roger, *Photovoltaic system engineering*, CRC Press, 2000.
- [23] *Ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética*, Diario Oficial de la Federación, 2009.
- [24] <http://www.fide.org.mx/tecnologias/desarrollo2.html>, fecha de consulta (enero 2010).
- [25] *Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México*, SENER, 2006.
- [26] *Clean Energy Project Analysis Software*, RETScreen International, www.etscreen.net.
- [27] Perales Benito, Tomás, *Guía del instalador de Energías Renovables*, Editorial Limusa, 2007.
- [28] *RADII*, Programa para obtener los datos de irradiación diaria promedio mensual para cualquier punto de la República Mexicana (MJ/m²).
- [29] ANSI/IEEE Std 928-1986, *IEEE Recommended Criteria for Terrestrial Photovoltaic Power Systems*.
- [30] Messenger, Roger, *Photovoltaic Systems engineering*, CRC Press, 2000.
- [31] Masters, Gilbert M., *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, John Wiley & Sons, INC., 2004.
- [32] ANSI/IEEE Std 929-1988, *IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Residential and Intermediate Photovoltaic (PV) Systems*.
- [33] *Photovoltaic Power Systems and the National Electrical Code: Suggested Practices*, John Wiles, Southwest Technology Development Institute, 2001.
- [34] Intergovernmental Panel on Climate Change; 2006 IPCC *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, Volume 2.
- [35] *Distribution System Voltage Performance Analysis for High-Penetration Photovoltaics*, NREL Technical Monitor: Ben Kroposki, Febrero 2008.

- [36] N. Jenkins, et al., *Embedded generation*, London Institution of Electrical Engineers, 2000.
- [37] Ortmeyer Thomas, Dungan Roger, *Renewable Systems Interconnection Study: Utility Models, analysis, and Simulation Tools*, DOE, Estados Unidos, Febrero 2008.
- [38] E. Acha, et al., *FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks*, Chichester, UK: Wiley, 2004.
- [39] Stevenson W.D. y Grainger, John J, *Análisis de sistemas eléctricos de potencia*, Mc Graw Hill, 1996.
- [40] Wood, Allen J. y Wollenberg, Bruce F., *Power Generation, Operation, and Control*, John Wiley & Sons, INC. 1996.