



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y EL FUTURO
DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO**

PRESENTA

JOSÉ MANUEL HERNÁNDEZ LÓPEZ

DIRECTOR DE TESIS

ING. AUGUSTO OCTAVIO HINTZE VALDEZ



Ciudad Universitaria, Octubre de 2015



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.

Í N D I C E

Objetivo	1
Introducción.....	3

CAPÍTULO I. SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

I.1 Definición de Generación Distribuida.....	8
I.2 Historia de la Generación Distribuida.....	10
I.3 Arquitectura.....	15
I.4 Subsistemas de la Generación Distribuida.....	18
I.4.1 Tecnologías de generación.....	19
I.4.1.1 Motor alternativo.....	22
I.4.1.2 Turbina de Gas.....	24
I.4.1.3 Minihidráulica.....	27
I.4.1.4 Eólica.....	31
I.4.1.5 Solar térmica.....	33
I.4.1.6 Solar fotovoltaica.....	36
I.4.1.7 Residuos sólidos urbanos.....	41
I.4.1.8 Biomasa.....	43
I.4.1.9 Microturbinas.....	48
I.4.1.10 Pilas de Combustible.....	50
I.4.1.11 Tecnologías emergentes.....	52
I.3.2 Almacenamiento de energía.....	56
I.3.3 Interconexión a la red.....	60

CAPÍTULO II. PROTECCIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

II.1 Protecciones de la interconexión.....	66
II.2 Protecciones del generador.....	69

CAPÍTULO III. REQUISITOS PARA LA INTERCONEXIÓN A LA RED EN MÉXICO

III.1.1 Requisitos técnicos para la interconexión de Fuentes Distribuidas de Generación en Pequeña escala.....	76
III.1.2 Requisitos técnicos para la interconexión de Fuentes Distribuidas de Generación en Mediana escala.....	80

CAPÍTULO IV. ESTUDIOS NECESARIOS EN UN PROYECTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

IV.1	Estudio de la cargas eléctricas.....	86
IV.2	Estudios económicos, estructura de las tarifas eléctricas, y de confiabilidad.....	90
IV.3	Estudio de la corriente de cortocircuito.....	95
IV.4	Estudio de coordinación de los dispositivos de protección.....	99
IV.5	Estudio flujos de carga/arranque de motores.....	102
IV.6	Estudio de estabilidad.....	106
IV.7	Resumen de Estudios.....	109

CAPÍTULO V. DESARROLLO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN MÉXICO

V.1	Proyectos de aplicación tecnológica de Generación Distribuida en México.....	113
-----	--	-----

CAPÍTULO VI. ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES

VI.1	Análisis medioambiental.....	127
------	------------------------------	-----

CAPÍTULO VII. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA A MICRORREDES

VII.1	¿Qué es la Microrred?.....	132
VII.2	Tecnologías de Generación Distribuida susceptibles de integración en Microrredes urbanas o de distrito.....	134
VII.3	Implementación de las Microrredes.....	138
VII.4	Metodologías de configuración y gestionamiento para la optimización de Microrredes.....	146
	Conclusiones.....	148
	Fuentes de consulta.....	149

O B J E T I V O

La **Generación Distribuida** no es un tema nuevo, pero debido a la reciente Reforma Energética, se presenta hoy en día como un tópico de gran actualidad, sobre todo por los cambios en la operación de los Sistemas de Distribución y en los cambios tecnológicos en los generadores, en los sistemas de interconexión a la red y también porque será una fuente de trabajo muy importante para un gran número de ingenieros y merece, por lo tanto, se actualice la información al respecto, brindando un panorama general de la Generación Distribuida y su reestructuración a Microrredes para así, tener las bases y poder entrar a un caso particular.

INTRODUCCIÓN



INTRODUCCIÓN

A lo largo de nuestras vidas nos hemos dado cuenta de la importancia de la energía eléctrica, imaginamos, en algún momento, panoramas en los que nos encontramos sin el suministro de ésta, por lo tanto nos hace entender su importancia de dicho suministro y deseamos que nunca se vea interrumpido, lo cual se entiende como continuidad del servicio del suministro eléctrico.

Como ya se sabe, el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es el encargado de generar la energía eléctrica, transportarla, distribuirla y suministrarla al consumidor, lo cual se entiende como servicio eléctrico, el cual debe ser, continuo, seguro, eficiente y a un costo accesible.

Para cumplir con el objetivo de suministrar energía eléctrica al consumidor, en un principio se comenzó a instalar pequeñas redes eléctricas por todo el país de México, las cuales conducían la energía eléctrica generada, hacia los puntos cercanos de consumo (Generación Distribuida). A este pequeño sistema, se le conoce como redes en isla. Con el paso del tiempo se fueron desplazando estas redes en isla, interconectándose todas estas hasta

tender a una sola red eléctrica (una red de potencia) por todo el país de México, a lo que hoy en día son contadas las redes que se encuentran en isla.

En aquel momento la nueva idea, en la cual consistía en tener una sola red en todo el país de México, se pretendía generar más potencia, por lo cual se instaló generadores muy grandes con la idea de *“entre más grande mejor”* a lo cual para poder meter estos grandes generadores se tuvieron que instalarse lejos de los puntos de consumo.

Al realizar el suministro eléctrico de ésta nueva forma, implicó cierta problemática ya conocida hoy en día, como es la pérdida de potencia en la red de transmisión, lo cual significa una cantidad considerable de dinero tirado a la basura, la contaminación al medio ambiente por el uso de ciertos tipos de combustibles y el agotamiento de estos mismos, al igual que también resulta complejo controlar una red de esta magnitud, entre otros.

La solución a esta problemática es mediante la **Generación Distribuida** y su desarrollo de ésta a Microrred, lo cual implica regresar a la forma de suministrar energía eléctrica de antes, operar en isla. Las ventajas de suministrar de esta forma son, por ejemplo, la disminución de las pérdidas de potencia por transmisión, mejor control del sistema eléctrico y siendo usadas fuentes de energía renovables para generar, disminución de la contaminación al medio ambiente y por consecuente no ser dependientes de aquellos combustibles, los cuales están en agotamiento.

Teniendo en cuenta los cambios propuestos en la Reforma Energética, los avances en la electrónica de potencia, el incremento en las eficiencias de las fuentes de generación de energía convencionales de baja capacidad, el abatimiento de los costos en las celdas fotovoltaicas y de las turbinas eólicas, el desarrollo actual, las tendencias en los dispositivos para el almacenamiento de energía, la posibilidad de obtener gas combustible a precios accesibles, así como ya se mencionó las consideraciones para abatir la contaminación ambiental que ha llevado a un calentamiento global, presentan a la industria un área de oportunidad para autoabastecer su demanda, cogenerar, o producir energía para su venta

a otros industriales vecinos. Esto a su vez, ofrece ya y seguirá ofreciendo un enorme volumen de trabajo para los ingenieros mexicanos.

Se espera que la demanda de energía eléctrica en México se incremente a medida que la infraestructura industrial, comercial, y de casas habitación continúe su ritmo de crecimiento. Lo anterior requiere a su vez incrementar la generación, transmisión, y distribución de energía eléctrica.

El concepto de instalar generadores de mayor capacidad está en entredicho con la propuesta actual de generadores de baja capacidad, por ejemplo un generador de 1,000 a 15,000 kW que tienen una mejor eficiencia. Esa capacidad puede ser acomodada en las redes de distribución sin necesidad de incrementar las líneas de transmisión de alta tensión, evitando la inversión y los problemas de los derechos de paso. El combustible principal, el gas natural, está prácticamente disponible en las principales ciudades del país y del mundo y estamos viendo cómo existe una tendencia mundial para aprovechar estas circunstancias. Además en muchas empresas eléctricas, universidades y centros de investigación existen proyectos piloto para organizar sistemas de distribución geográficamente limitadas para operar en forma aislada o bien interconectadas a los sistemas de distribución convencionales mediante dispositivos de electrónica de potencia para independizarlas eléctricamente de las perturbaciones que se presenten en dicho sistema.

Las Microrredes las cuales son la evolución de la Generación Distribuida requieren sistemas de control, de programación de generación y de todos los sistemas de tecnología de la información para despachar y operar el microsistema y cumplir los requerimientos de confiabilidad y de calidad que actualmente requiere una sociedad que se mueve a base de computadoras, tanto en el ámbito industrial, comercial, y aún en el de trabajo en casa.

Este trabajo está orientado para obtener una visión del desarrollo actual de la Generación Distribuida y de los sistemas de distribución y su posible reestructuración en Microrredes, la cual tiene como objetivo satisfacer la demanda de energía eléctrica con máquinas de capacidad reducida, aprovechando las facilidades que ofrece la recién aprobada reforma energética y los avances tecnológicos. Para ofrecer un servicio con la calidad y confiabilidad basado en los principios de sostenibilidad energética, económica y ambiental, que la sociedad digital y la industria mexicana está requiriendo actualmente.

CAPÍTULO I

SISTEMAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA



Definición de Generación Distribuida

A grandes rasgos, se trata de acercar la producción de energía al consumidor, haciendo esto posible por medio de las tecnologías.

Existen más de una definición de Generación Distribuida (GD) a nivel mundial, puesto que existen diversos factores en los que se basan para definirla, como son tecnologías empleadas, límite de potencia, conexión a red, etc.

La DPCA (Distribution Power Coalition of America) la define como cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor o a la red de transmisión o distribución. Por otra parte, la IEA (International Energy Agency) considera como GD, únicamente, la que se conecta a la red de distribución en baja tensión y la asocia a tecnologías como los motores, miniturbinas y microturbinas, pilas de combustible y energía solar fotovoltaica. General Electric entiende como GD a la energía generada cerca de los puntos de consumo, lo cual incluye tecnologías que suministren tanto energía eléctrica como mecánica, la cual proporciona el torque para mover líquidos (tales como petróleo) y objetos (tales como barcos y trenes). Las tecnologías de GD pueden ser estacionarias (aplicaciones típicas de electricidad) o móviles (como en aplicaciones marinas y locomotoras).

Cabe mencionar que las aplicaciones eléctricas de la GD, difiere con las aplicaciones de las estaciones centrales de energía, la cual suministra energía eléctrica desde una ubicación centralizada, a menudo lejos de los usuarios. La electricidad de esta **Generación Centralizada (GC)** es transmitida a los usuarios vía líneas de transmisión y de distribución. La GC no suministra energía mecánica y son siempre estacionarias y no son móviles.

La definición de GD se basa en generar energía cerca de los puntos de consumo, pero no implica el uso de una tecnología en particular.

Definición de Generación Distribuida

Existe una gran variedad de criterios a la hora de establecer los límites de potencia para la GD. El **departamento de Energía (DOE)** de Estados Unidos establece unos límites que van desde 1KW hasta decenas de MW. En España, el **Régimen Especial** contempla un límite máximo de potencia de 50 MW. **EscoVale Cosultancy**, prestigiosa consultoría del Reino Unido, amplía el rango de potencias hasta 100 MW, limitando a 10MW la potencia máxima para instalaciones basadas en fuentes de energía renovable.

Considerando diversos rangos de potencia se habla de microgeneración para instalaciones de potencia inferior a 5kW, minigeneración entre 5kW y 5MW y generación de media y gran escala para sistemas cuya potencia este entre 5 y 50 MW y 50 y 100MW respectivamente.

Las aplicaciones de la GD van desde la generación en base, generación en punta, cogeneración, hasta la mejora de calidad de suministro, respaldo y soporte a la red de transmisión y distribución. Ninguna tecnología abarca todo el rango de beneficios por sí misma, sino que cada una se ajusta mejor a unas aplicaciones que a otras.

Historia de la Generación Distribuida

Las tecnologías de generación distribuida no es algo nuevo. Antes del desarrollo de las plantas de energía de gran escala a principios del siglo veinte, toda la energía requerida (incluyendo calefacción, refrigeración, iluminación, energía mecánica y eléctrica) era suministrada cerca de los puntos de consumo. Los avances tecnológicos, economías de escala y un marco regulatorio apoyo a la energía centralizada permitiendo el crecimiento de grandes plantas de energía.

La primera planta de energía, llamada **Pearl Street Station** de Thomas Edison, comenzó a suministrar energía en septiembre de 1882 en la ciudad de New York. Los motores alternativos en la Pearl Street Station eran de vapor, tecnología desarrollada por James Watt. El motor de combustión interna no se inventó hasta después de la Pearl Street Station. El sistema de energía distribuida de la Pearl Street Station era de corriente directa (DC) que servía a las necesidades de los clientes cercanos, así como todas las primeras plantas de energía construidas por la compañía de Thomas Edison, Edison General Electric. General Electric se formó a través de una fusión de Edison General Electric y Thomson-Houston Electric Company en 1892.

Figura 1. Historia de la Generación Distribuida

La primera planta eléctrica de Thomas Edison fue un pequeño motor alternativo. La energía distribuida está haciendo una reaparición en el siglo XXI.



1900

Las plantas de energía representaron el 100% de la capacidad eléctrica instalada mundialmente.



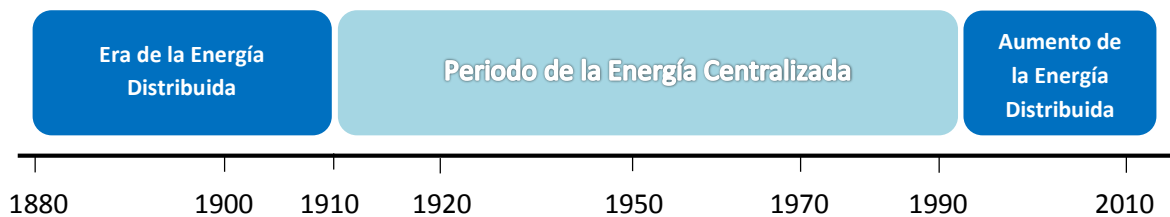
1950

Las tecnologías de energía distribuida representaron menos del 10% de la capacidad eléctrica instalada mundialmente.



2010

Las tecnologías de energía distribuida representaron el 36% de la capacidad eléctrica instalada mundialmente.



1882

La planta de energía distribuida de la Pearl Stret Station de Thomas Edison comenzó a suministrar energía en la ciudad de New York.

1893

Rudolf Diesel desarrollo los motores diesel.

1900–1950

GE coloco su primer turbina de vapor en operación en 1901. Por 1902, GE ofrecio turbinas con capacidades nominales de 500, 1,500 y 5,000KW. Por 1913, los grandes generadores en Estados Unidos fueron de 35MW. Por 1922, Plantas de energía con 175MW fueron construidas.

1950–1960s

En 1950, Jenbacher comenzó a producir motores de gas. En 1959, GE introdujo su primer aeroderivada turbinas de gas que era derivada de aeronaves de GE. J79 y C6 de los motores.

1994–2012

Jenbacher comienza centrándose en motores de eficiencia ultra altas. El último motor de gas ofrece hasta 9.5MW con un eficiencia eléctrica de 48,7% y una eficiencia de CHP de más del 90%.

2010

La cartera de aeroderivadas de GE incluye turbinas con potencia salida de 18 a 100MW con eficiencias térmicas de más del 40%.

La Pearl Street Station estaba compuesta por seis motores alternativos, cada uno conectado a un generador de 12KW para dar una capacidad total de 72KW. Después de la Pearl Street Station, la cantidad de electricidad que podría ser producida por una sola planta de energía, creció rápidamente. El desarrollo de plantas de energía que eran cada vez más grandes fue facilitado por las turbinas de vapor de Charles Curtis. El señor Curtis presentó el concepto de un generador impulsado por una turbina de vapor a la gestión de GE en 1896. Por 1897, él estaba dirigiendo el desarrollo de la turbina de vapor para GE.

El movimiento de las estaciones de plantas de energía central se inició formalmente en 1891, cuando George Westinghouse montó el primer sistema de corriente alterna (AC) en Telluride, Colorado. El sistema de AC permitió la transmisión de energía a largas distancias. Esto resultó en el desarrollo de plantas de energía cada vez más grandes con el aumento de las economías de escala. Menores costos de producción de energía se realizaron en el proceso. En 1922, 175MW de potencia en plantas de energía estaban siendo construidas. La era de la GC estaba en marcha, y tecnologías de GD fueron enviadas a brindar respaldo.

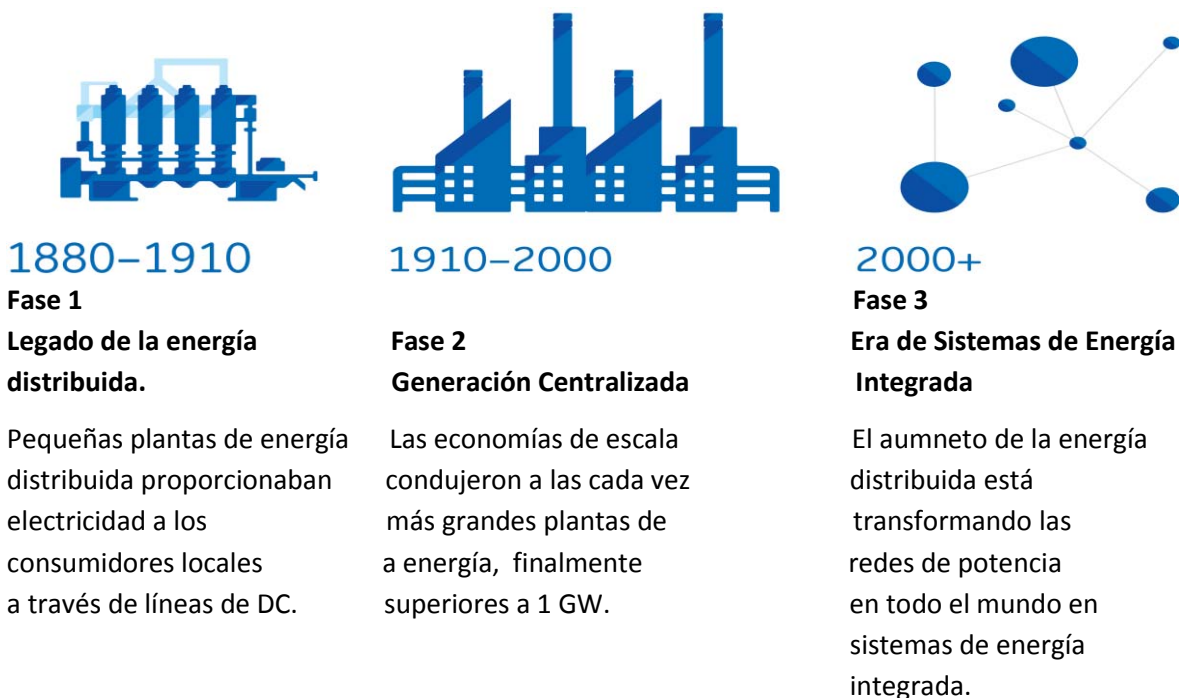
Tres fases de la evolución de los sistemas de potencia

Como la pieza central del modelo de las estaciones centrales, las turbinas de vapor experimentaron un alto crecimiento de innovación. Entre 1903 y 1907, GE solo obtuvo 49 patentes relacionadas con turbinas de vapor. Además de esto permitió mejoramientos en eficiencia en las turbinas de vapor. Esta innovación tecnológica cimiento el movimiento de la GC que tuvo lugar en el siglo veinte.

Pero el cambio tecnológico es constante. Hoy, los avances tecnológicos han permitido el desarrollo de una nueva versión de tecnologías de GD que tiene la habilidad de serle frente a los costos y eficiencia de la GC, pero en un paquete mucho más pequeño. Las tecnologías de GD de hoy permiten el control y personalización para que ocurra cerca del sitio o remotamente. Así, la operación de las tecnologías de energía distribuida pueden ser sincronizadas dentro del contexto de un sistema de energía más amplio que se compone de tanto plantas de energía distribuida como centralizada.

Figura 2. Las tres fases de la evolución de los sistemas de potencia.

El resurgimiento de la energía distribuida representa la tercera fase de la evolución de los sistemas de potencia. Los sistemas de potencia del siglo XXI será un sistema híbrido de GD y DC.



El sistema de potencia mundial se está desarrollando en tres eras; La era de la energía distribuida (1890-1910). La era de las Centrales de energía (1910-2000) y la era de la los sistemas de Energía integrada (2000-actualidad). Adiferencia de las eras previas, cuando los sistemas de GD o GC dominaron en su época, hoy la era de los Sistemas de Energía Integrada es caracterizado por una combinación de sistemas de generación centralizada y generación distribuida que pueden operar aisladamente o en paralelo. La expansión de las tecnologías de energía distribuida marca el comienzo de un nuevo paisaje energético donde las tecnologías trabajan en conjunto para proporcionar una gama de servicios que podrían ser proporcionados ya sea por la GC o por la GD en isla.

Arquitectura

El sistema de GD se suma al sistema de GC, como se ilustra en figura 3.

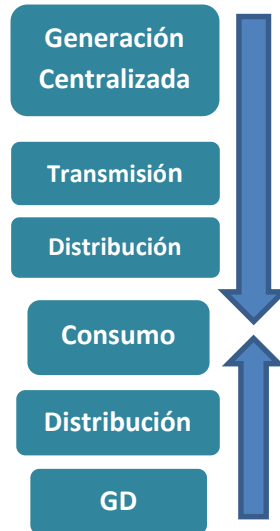


Figura 3: Topología del Sistema Eléctrico de Potencia con integración de GD.

Teniendo en cuenta los subsistemas que componen a un Sistema Eléctrico de Potencia, el sistema de GD se adhiere a éste interconectándose a las redes de media o baja tensión.

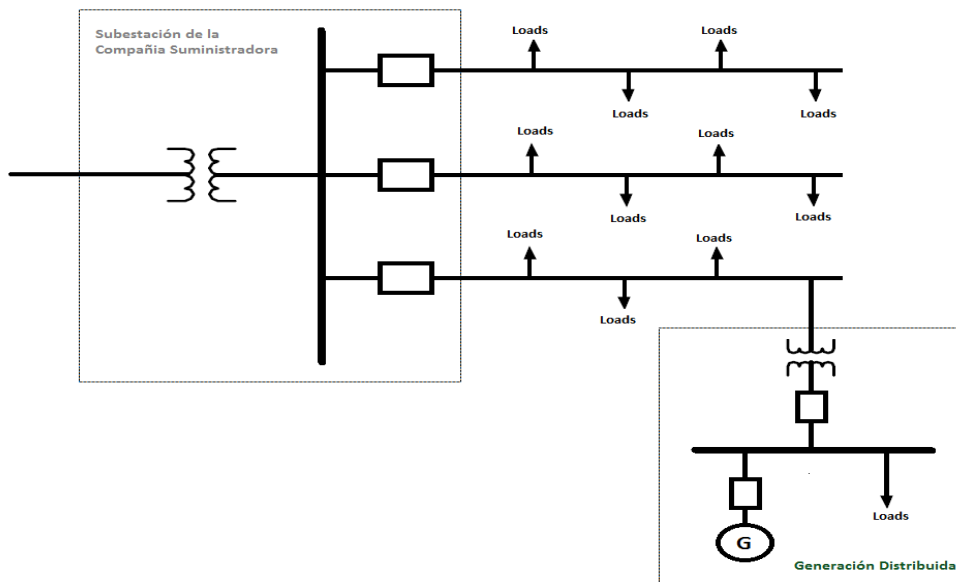


Figura 4: GD interconectada a la red de media o baja tensión.

En la figura 4, se puede apreciar más a detalle como la GD genera energía cerca de los puntos de consumo, interconectándose a la red de distribución de media o baja tensión de la compañía suministradora.

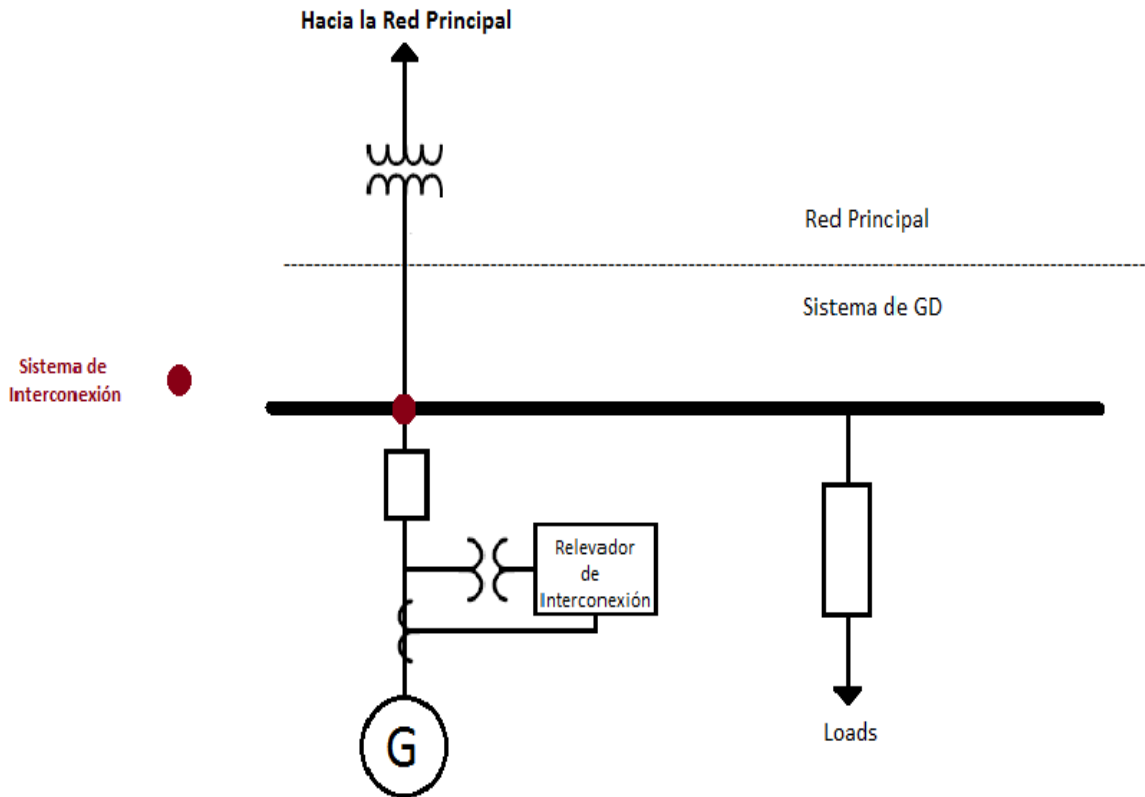


Figura 5: Observando más a fondo el sistema de GD.

Haciendo un “Zoom” se distinguen los límites del sistema de GD y la red principal, así como también la ubicación del sistema de interconexión.

En la siguiente figura se aprecia al sistema de GD estar compuesto por tres subsistemas: **Interconexión, generación y almacenamiento de energía.**

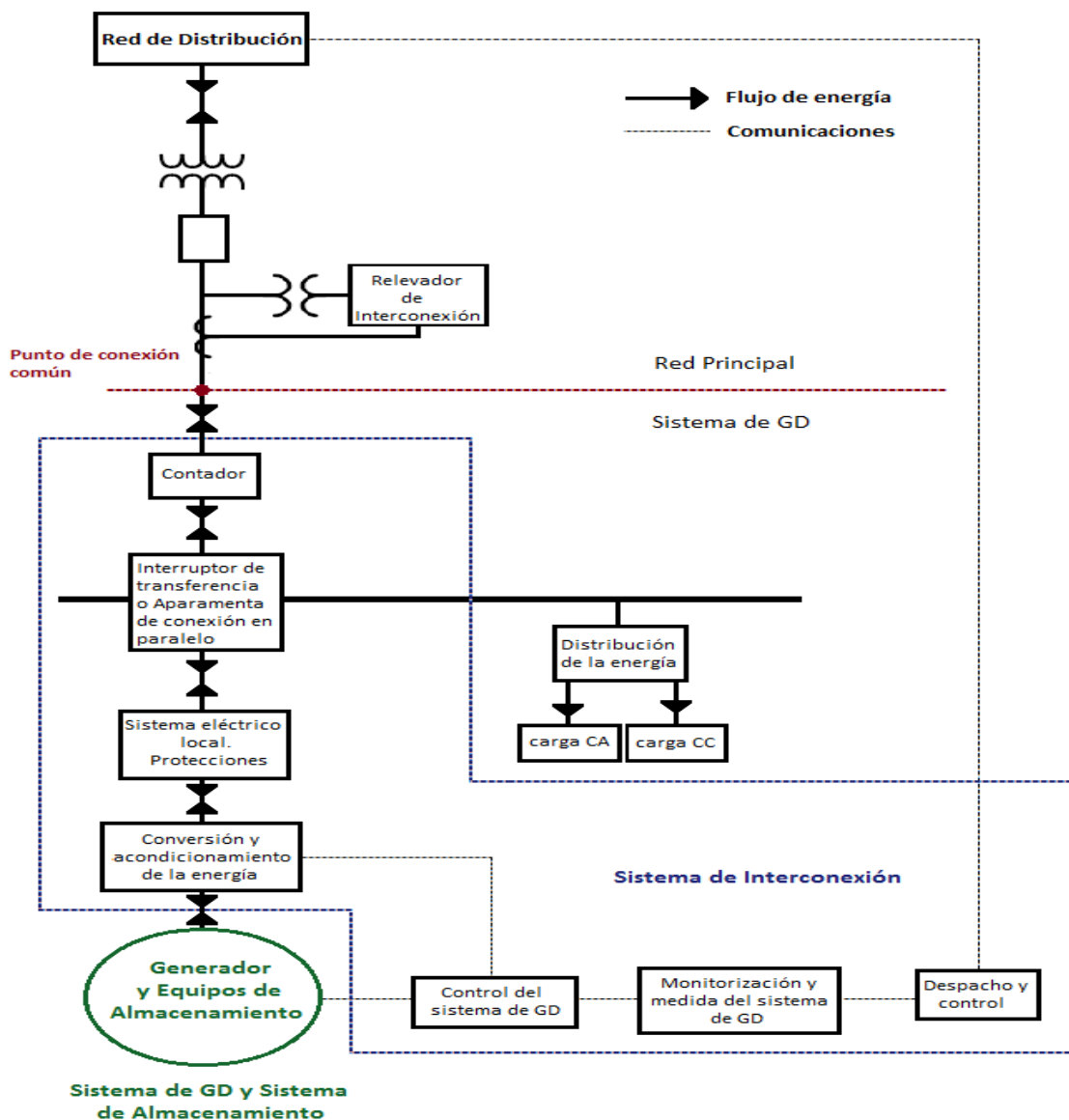


Figura 6: Subsistemas de la GD.

La GD genera energía cerca de los puntos de consumo, haciendo esto posible por medio de estos tres subsistemas, a grandes rasgos su función de cada uno de ellos son:

Sistema de Generación: Es el encargado de generar energía.

Sistema de Almacenamiento: Este sistema permite almacenar la energía generada.

Sistema de interconexión: Permite realizar la conexión física del generador distribuido y los equipos de almacenamiento con la red eléctrica (normalmente, la red de distribución local) y con las cargas locales (consumidores).

Subsistemas de la Generación Distribuida

Como antes ya mencionado, el sistema de GD esta compuesto por tres subsistemas los cuales se muestran a continuación en la figura 7.

Tecnologías de GD	Maduras	Motor alternativo Turbina de Gas Minihidráulica Eólica Solar térmica Fotovoltaica Residuos
	Semi-Maduras	Biomasa Microturbina Pila de combustible
	Emergentes	Marina Geotérmica
Sistemas de Almacenamiento	Maduras	Bombeo Batería
	Semi-Maduras	Térmico Volante Aire a presión
	Emergentes	Hidrógeno SMES Ultracapacidades
Sistemas de Interconexión		

Figura 7: Subsistemas y sus tecnologías.

Los subsistemas están compuestos a su vez por otros sistemas, como lo muestra la figura 7.

Tecnologías de generación

Se presenta a continuación una descripción de las **tecnologías de generación** que existe en la actualidad, ordenadas de mayor a menor de acuerdo a su madurez y grado de penetración en el mercado.

Tecnologías	Energía Primaria	Potencia [MW]	Eficiencia Eléctrica [%]	Coste de inversión [€/KW]	Disponibilidad comercial
Motor Alternativo	Gas natural	0.08-20	26-42% Gas natural	500-900	Actual
	Diésel		30-50% Diésel		
Turbina de Gas	Biogás	0.25-500	80-55% <i>Cogeneración</i>	600-1400 CHP	Actual
	Propano		25-60% Gas natural		
Minihidráulica	Gas natural	0.01-10	70-90% <i>Cogeneración</i>	1000-1800	Actual
	Agua		80-90% Agua		
Eólica	Viento	0.0002-200	43% Viento	1100-1700	Actual
	Solar Térmica	<0.001-0.1	13-21% Sol	3500-8000	Actual
Fotovoltaica	14% Sol				
Biomasa	Sol	0.025-0.4	32% Biomasa	1500-2500	Actual
	Biomasa		25-30% Gas natural		
Microturbina	Gas natural	0.026-0.4	Hasta 85% <i>Cogeneración</i>	900-2000	Actual limitada
	Hidrógeno				
	Propano				
	Diésel				
Pilas de combustible	Biogás	0.001-11	35-65%	2500-3700	Algunas ya disponibles (PAFC, MCFC, PEMFC, SOFC)
	Gas natural		Hasta 85% <i>Cogeneración</i>		
	Metano				
	Propano				
	Hidrogeno				

Figura 8: Tecnologías de generación.

- Como ya se conoce, la eficiencia es la relación de energía eléctrica que se genera y la energía primaria aportada.
- Dentro de la tecnología solar térmica se han considerado todos los tipos de sistemas existentes en la actualidad, incluyendo los más experimentales. Esto da lugar a amplios rangos de potencias, rendimientos y costes de inversión (de hasta 8 000 €/KW).
- Datos del 2004 y 2005.

Cabe mencionar que si bien, algunas tecnologías que se utilizan principalmente para generación a gran escala, se dan casos en que su aprovechamiento a pequeña escala puede ser una solución viable.

De acuerdo en la energía primaria que utilicen estas tecnologías de generación, se pueden clasificar en dos grandes categorías: **GD no renovable y GD renovable**

El primer grupo comprende aquellas tecnologías que utilizan como energía primaria combustibles fósiles, esto es:

GD no renovable

- **Motores alternativos.**
- **Turbinas de gas.**
- **Pilas de combustible.**
- **Microturbinas.**

En la siguiente grafica se compara los costes mínimos de inversión y la eficiencia eléctrica media de las tecnologías de GD más desarrolladas y de los ciclos combinados de gas y las centrales nucleares, que no entran en la categoría de GD, pero permite comparar la GD con la GC.

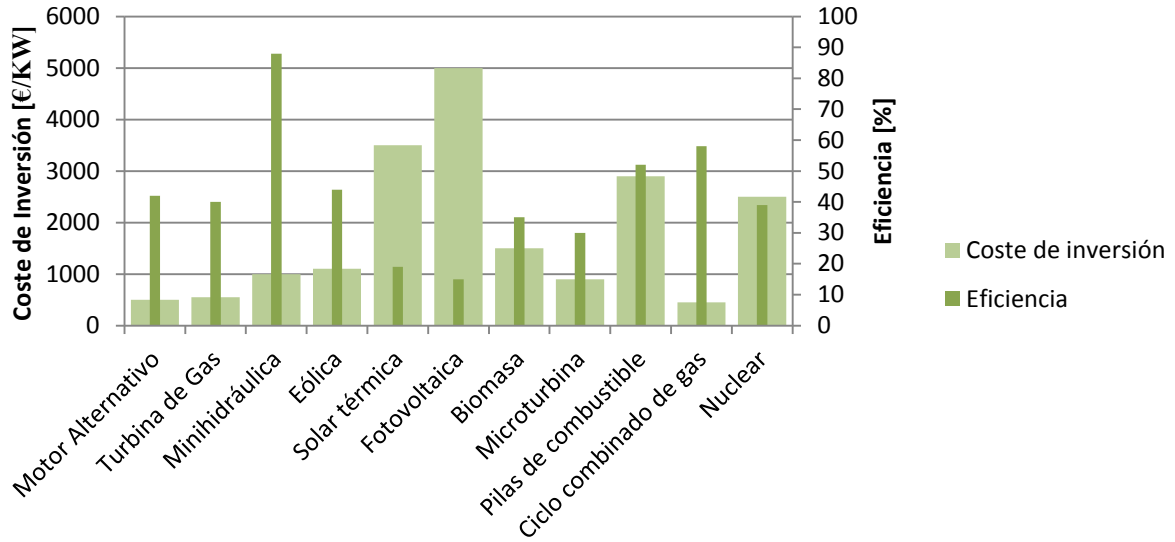


Figura 9: Comparativa de costes de inversión y eficiencia eléctrica para las diferentes tecnologías de generación.

Asimismo, algunas de estas tecnologías se utilizan para la obtención simultánea de electricidad y calor -en forma de agua caliente, vapor, aire caliente- (cogeneración) o calor, frío y electricidad (trigeneración). Las tecnologías más utilizadas para cogeneración son los motores alternativos, las turbinas de gas, las microturbinas y las pilas de combustible. También se utilizan turbinas de vapor, aunque en menor medida.

Motor Alternativo

Los motores alternativos de combustión interna son motores térmicos en los que los gases resultantes de un proceso de combustión empujan un embolo o pistón que se desplaza en el interior de un cilindro haciendo girar un cigüeñal y obteniendo un movimiento de rotación. Se emplea principalmente en plantas de cogeneración en sectores tan diversos como el agroalimentario, construcción, pasta y papel o textil.

Poseen una mayor flexibilidad ante variaciones de carga que las **turbinas de gas** y son capaces, en función de su diseño, de utilizar diversos combustibles como energía primaria. El más empleado es el gas natural.

Estos motores se pueden clasificar en función de diferentes aspectos:

En función del encendido, los cuales se distinguen:

- El Motor Otto, o de encendido provocado, en el que la combustión se inicia mediante una chispa.
- El Motor Diésel, o de encendido por compresión, de eficiencia superior por aprovechar mejor el combustible.



Figura 10: Motor diésel Gascor.

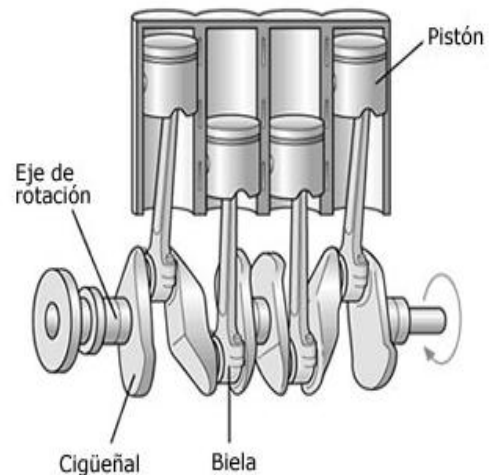


Figura 11: El cigüeñal convierte el movimiento alternativo de los pistones en movimiento rotativo.

En función del ciclo, los motores pueden funcionar en dos y cuatro tiempos, esto es:

- En Cuatro; cuatro carreras del émbolo y dos vueltas del cigüeñal.
- En Dos; dos carreras del émbolo y una vuelta del cigüeñal.

Carrera: longitud recorrida por el pistón desde el punto muerto superior hasta el inferior en los motores alternativos.

En cuanto a la refrigeración, el fluido refrigerante podrá ser un líquido, normalmente agua, evacuando el calor en un radiador, o el aire, utilizando un ventilador que será de aplicación sobre todo en motores de pequeña potencia.

El 75% de las plantas de cogeneración existentes en España (según datos del 2004) utilizan motores alternativos, de los cuales, la gran mayoría (70%), son de gas natural y el 28% diésel. En muy pocas ocasiones se utilizan combinaciones: motor diésel-motor de gas natural, motor de gas- turbina de vapor, motor diésel-turbina de vapor.

Existen, pues, numerosos **ejemplos de instalaciones** de este tipo, en España en la Universidad de Santiago de Compostela, se ha puesto en funcionamiento un "anillo de cogeneración" de 3.1 MW formado por 10 módulos de cogeneración por gas natural (equipos motor alternador) que abastecen de energía térmica y eléctrica a tres Facultades y otras dependencias de la universidad. Emplea



Figura 12: Equipos de generación de la Universidad de Santiago Compostela.

para ello motores de gas Guascor de 310kW y un sistema de recuperación de calor. Por otro lado, el Hospital Central de Defensa de Madrid, España dispone de una instalación de cogeneración con motor de gas de 6MW de potencia, que suministra energía eléctrica y térmica a las instalaciones del hospital, que cuenta con más de 2,000 camas hospitalarias.

La planta permite disminuir los costes energéticos del hospital y aumentar la fiabilidad y garantía del suministro, al tiempo que éste se beneficia de las ventajas medioambientales que aporta el uso del gas natural como combustible. Incluye también un grupo frigorífico de absorción de 2,200 kW de potencia que complementa las necesidades de frío del hospital con un coste eléctrico prácticamente nulo.

TURBINA DE GAS

La turbina de gas es una máquina térmica que desarrolla trabajo al expandir un gas. El aire comprimido se mezcla con combustible y se quema bajo condiciones de presión constante.

Básicamente, se compone de un compresor, la cámara de combustión y la turbina de gas propiamente dicha. Se pueden utilizar en varias configuraciones: **ciclo simple** (que es una turbina produciendo sólo electricidad), **cogeneración** (en la que se añade a la turbina de ciclo simple un recuperador de calor que permite obtener vapor o agua caliente del calor de los gases de escape) y **ciclo combinado, turbina de gas-turbina de vapor** (añadiendo una turbina de vapor que aprovecha el calor recuperado para obtener más energía eléctrica).

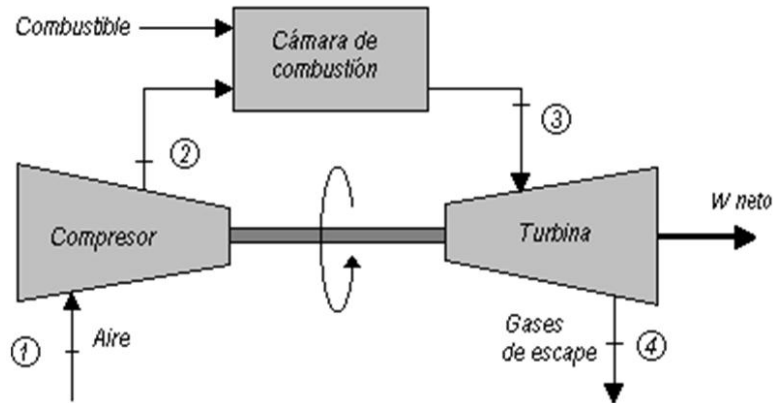


Figura 13: Ciclo simple esquema de ciclo Brayton.
Las turbinas de gas son usadas en
los ciclos de potencia como
el ciclo Brayton.

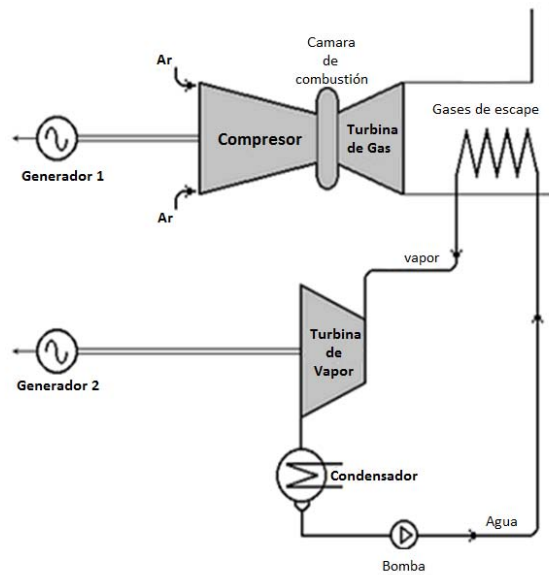


Figura 14: Ciclo combinado.
Turbina de gas turbina de vapor.

El tamaño de las turbinas varía entre 0.25-500 MW, con algunas aplicaciones comerciales entre 1 y 2 MW, y su eficiencia ronda el 40 %, en ciclo simple; entre el 40-60 %, en ciclo combinado; y entre el 70-90 %, en cogeneración.

La configuración de ciclo simple es la más común en instalaciones de menos de 40 MW. Por otro lado, la cogeneración es una aplicación muy apropiada para consumidores con demandas eléctricas por encima de los 5 MW y se utiliza frecuentemente en sistemas de "district heating" o "calefacción colectiva" que son redes de distribución de calor.

En 2004, más del 17 % de las plantas de cogeneración en España eran de turbina de gas.

En España se pueden encontrar **ejemplos de utilización** de turbina de gas a pequeña escala en Galicia y el País Vasco. En la factoría de Leche Pascual de Otero de Rey (Lugo) se encuentra en funcionamiento una planta de cogeneración con turbina de gas y caldera de recuperación de gases de 4.6 MW y en la fábrica de Papelera del Oria en Zizurkil (Guipúzcoa) disponen de una planta de cogeneración en ciclo combinado de contrapresión de 9.25 MW. Esta última está compuesta por dos turbinas de gas, dos generadores de vapor con post-combustión y una turbina de vapor, abasteciendo con gran eficiencia tanto la demanda térmica como la demanda eléctrica de la fábrica.

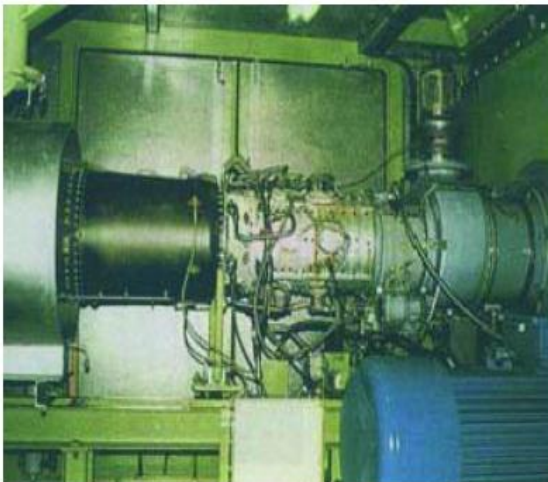


Figura 15: Turbina de gas de 4.6MW. Leche Pascual.



Figura 16: Turbina de gas 3.8 MW.
Papelera del Oria.

MINIHIDRÁULICA

El fundamento básico de este tipo de generación consiste en el aprovechamiento de la energía potencial del agua, almacenada en un embalse o procedente de un río, para producir energía eléctrica. La energía potencial del agua se transforma en energía cinética en su camino descendiente por las tuberías forzadas. A continuación, se transforma la energía cinética en energía de presión, energía mecánica y, finalmente, en energía eléctrica.

Dentro de este tipo de generación, únicamente se consideran como GD las llamadas centrales minihidráulicas, es decir, aquéllas cuya potencia máxima instalada no supera los 10MW, definiéndose la potencia de la instalación como el producto del caudal por el salto. Los caudales pueden variar desde 0,4 hasta 200m³/s y los saltos desde 3 hasta 250m, empleándose, en cada caso, la turbina más apropiada. Asimismo, entre la toma de agua y el punto en el que se restituye de nuevo al cauce no suele haber más de un kilómetro.

Las centrales minihidráulicas para generación eléctrica pueden ser de dos tipos:

- a) Central de agua fluyente o en derivación: son aquellas en las que parte del agua del río se desvía de su cauce por medio de un azud y de uno o varios canales, siendo devuelta al río aguas abajo. En este tipo de centrales, el caudal del agua varía durante el año, en función del régimen hidrológico del curso de agua.
- b) Central de embalse o de regulación: en este caso, se construye una presa en el cauce del río formándose un embalse en el que se almacena agua. Puede estar situada a pie de presa o más alejada para mejorar el salto (mixta).

Los elementos básicos de una central minihidráulica no difieren de los empleados en una central hidráulica de gran potencia. El elemento diferenciador de una central hidráulica lo constituye la turbina, que puede ser de acción (Pelton), en las que la energía de presión del agua se transforma íntegramente en energía cinética en la parte fija (inyector), o de reacción (Francis, Kaplan), en las que la transformación en energía cinética se produce tanto en la parte fija (caracol, distribuidor) como en la móvil (rodete).

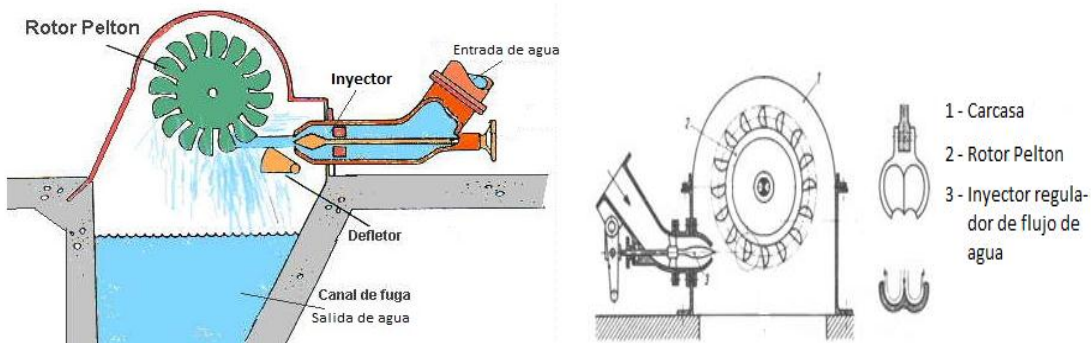


Figura 17: Turbina Pelton. Ideal para grandes saltos (alto flujo de agua) y pequeños caudales.

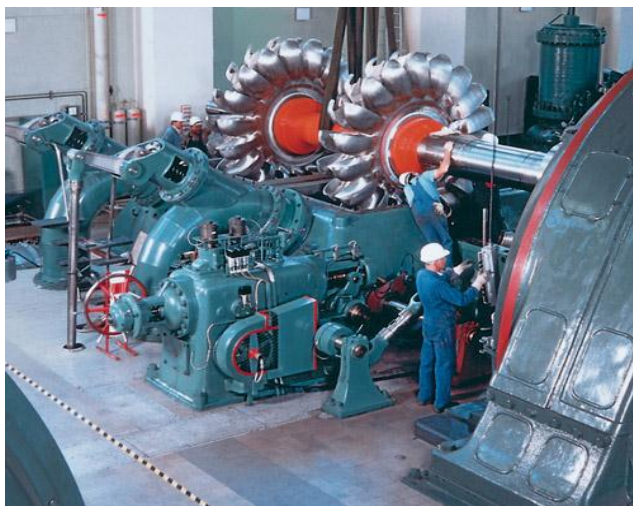


Figura 19: Turbina Pelton.

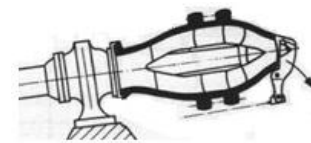


Figura 18: Deflector
los deflectores se utilizan para absorber energía, para ralentizar el flujo o para producir una distribución de velocidades más uniforme. Puede desviar, guiar o agitar el líquido y puede mitigar la existencia de remolinos.

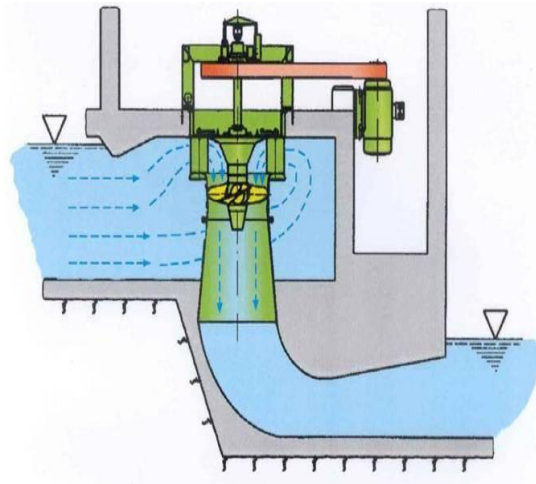


Figura 20: Turbina Kaplan.
Ideal para saltos pequeños y
grandes caudales.

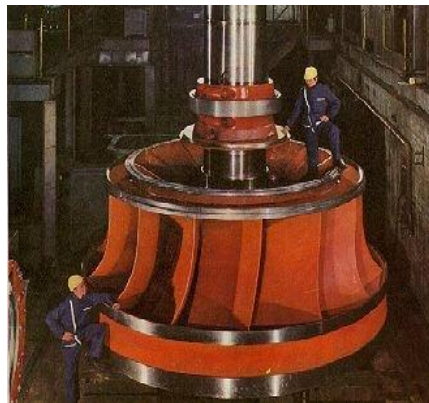
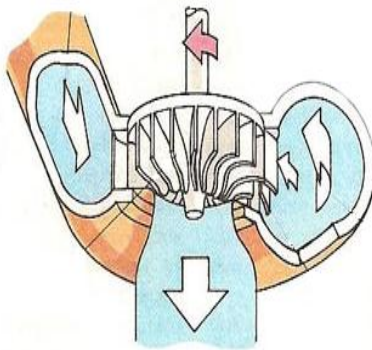


Figura 21: Turbina Francis. Es una combinación de las
dos turbina anteriores.

**Subsistemas de la Generación Distribuida
Tecnologías de Generación**

La figura 22 muestra el rango de saltos y caudales para el óptimo aprovechamiento energético de cada tipo de turbina. La turbina Pelton se emplea generalmente en centrales con grandes saltos; la Francis, en centrales con saltos comprendidos entre 30 y 550 metros; y la Kaplan, con saltos pequeños (por debajo de 70 metros) y grandes caudales.

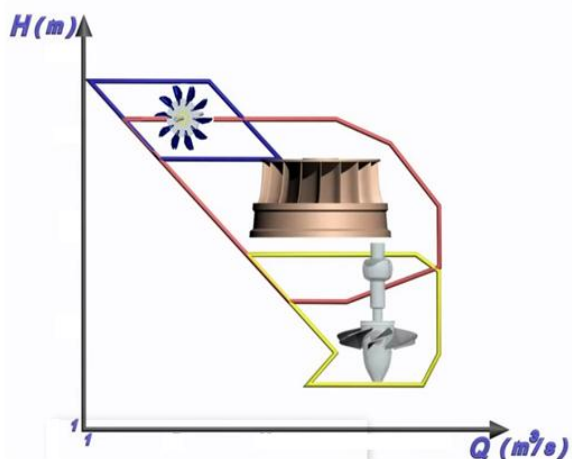


Figura 22: Rango de operación de las turbinas. Donde “H” es la altura del caudal y “Q” la velocidad del caudal.

Como **ejemplos de instalación** se tiene en el 2004, existían 1,183 centrales minihidráulicas en España. Concretamente, en la Comunidad de Madrid, existen en la actualidad siete minicentrales, dos de ellas (las centrales de Navallar y Torrelaguna) de agua fluyente y el resto (Pinilla, Riosequillo, Puentes Viejas, El Villar y El Atazar) de embalse. Todas ellas cuentan con turbinas de tipo Francis de eje horizontal o vertical.

Central	Potencia Activa Total [m]	Salto Neto [m]	Caudal Mínimo [m³/s]	Caudal Máximo [m³/s]	Generación en 2004 [GWh/año]
MCH pinilla	2320	24.5	0.9	8	7.68
MCH Riosequillo	7200	44	8	18	20.1
MCH Puentes Viejas	7200	44	8	18	27.86
MCH El Villar	5680	37	7	17	18.97
MCH El Atazar	8640	56	3.2	8	38.95
MCH Torrelaguna	4560	150	1.35	3.6	13.91
MCH Navallar	3600	91.5	1.4	4.3	10.38
Total					137.85

Figura 23: Minicentrales Hidroeléctricas en la Comunidad de Madrid.

EÓLICA

En las instalaciones de aprovechamiento de la energía eólica, la fuente primaria de energía es el viento, aire en movimiento originado por la diferencia de presión provocada por el calentamiento desigual de la superficie terrestre por efecto del Sol.

Al incidir sobre las palas del aerogenerador (elementos móviles), la energía cinética del viento se transforma en energía de presión, transmitiendo un giro al eje. Finalmente, un generador transforma esta energía mecánica en energía eléctrica. Hoy en día, la gran mayoría de las aplicaciones de la energía eólica son consideradas GC (por tratarse de grandes parques eólicos) o **generación remota** (por estar situados lejos del punto de consumo). En España, se ha pasado de una potencia instalada de 7MW en 1990 a 10.941MW en Julio de 2006 (aproximadamente, el 17 % de la capacidad instalada en todo el mundo), convirtiéndose en la segunda potencia a nivel mundial, después de Alemania.

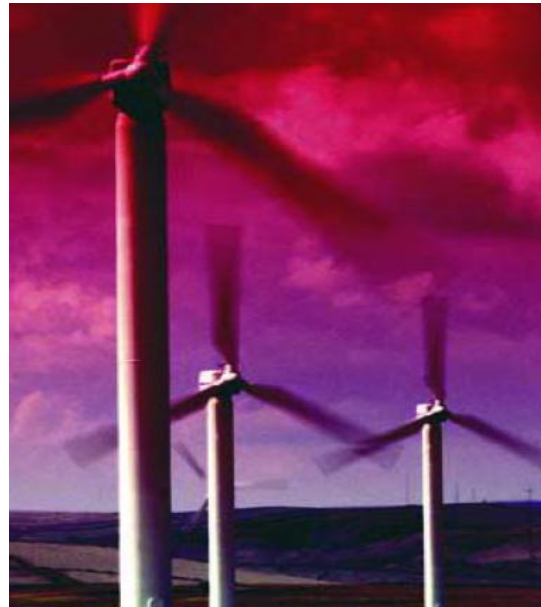


Figura 24: Generadores eólicos.

Como GD puede considerarse, únicamente, las pequeñas instalaciones de aerogeneradores instaladas cerca del consumo que pueden servir para llevar suministro eléctrico a lugares aislados, alejados de la red eléctrica, y utilizadas comúnmente para el bombeo de agua, etc. Aparte de las aplicaciones para lugares remotos, una aplicación emergente es la integración eólica a pequeña escala en edificios.

Un **ejemplo de instalación** es el sistema que el grupo Sacyr Valle Hermoso en Madrid, en la azotea de su torre en la Ciudad Deportiva, a 235 metros de altura. El molino de eje vertical y las palas, de tres metros de diámetro, con movimiento horizontal, como las de un helicóptero. En total, con una potencia de 20 kW en las turbinas. Además de las turbinas eólicas, con paneles solares con otros 20kW. La energía generada se utiliza para producir hidrógeno por electrolisis del agua que es almacenado en pilas de combustible para volver a producir electricidad cuando haya problemas de abastecimiento en la torre.

Otro ejemplo de integración arquitectónica son los aerogeneradores instalados en el techo de un supermercado de la cadena Tesco, en Estados Unidos, que, junto a otras medidas de eficiencia energética, les reportan ahorros de hasta un 20 % en la factura eléctrica.



Figura 25: Ejemplo de integración arquitectónica de aerogeneradores.

SOLAR TÉRMICA

La energía solar térmica se basa en la conversión de la energía procedente de la radiación solar en calor transferido a un fluido (normalmente agua). En el caso de pequeñas instalaciones, no se produce electricidad de forma directa, aprovechándose la energía en su forma térmica.



Figura 26: Solar térmica en el hotel Husa Princesa (Madrid).

En función de la temperatura máxima que alcanza el fluido, se distinguen tres tipos de sistemas: **de baja** (captadores planos y captadores con tubo de vacío), **media** (espejo cilindro-parabólico) y **alta temperatura** (discos parabólicos y centrales de torre). Sólo se puede considerar GD los sistemas de baja temperatura y los discos parabólicos, pues las potencias de generación, en los otros casos, son superiores a los 10MW y no están situados cerca de los puntos de consumo. Para aplicaciones individuales o pequeños sistemas eléctricos aislados, los sistemas de disco parabólico son una opción viable, con eficiencias teóricas muy altas. Sin embargo, se encuentran actualmente en fase de experimentación, siendo los sistemas que más alejados están de la comercialización.

Los sistemas de baja temperatura (por debajo de 100°C) se utilizan en aplicaciones tales como calefacción, climatización de piscinas, agua caliente sanitaria (ACS), etc. Los receptores más habituales son los captadores planos vidriados y los captadores con tubo de vacío. Cabe señalar que, si bien con estos últimos se pueden alcanzar temperaturas más elevadas, los captadores planos son los más utilizados debido, principalmente, a que se consiguen aumentos de temperatura importantes (del orden de 60°C) a un coste reducido.

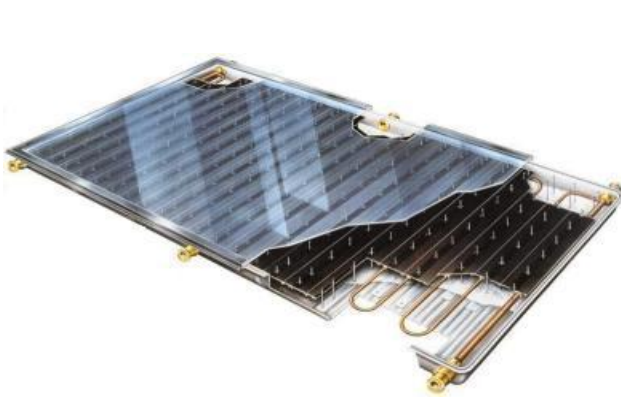


Figura 27: Captador solar plano.



Figura 28. Captador de tubos de vacío.

Los sistemas de captador plano disponen, básicamente, de una placa absorbente, un aislamiento térmico, un fluido portador del calor, un sistema de conducción del fluido y un tanque de almacenamiento térmico convenientemente aislado.

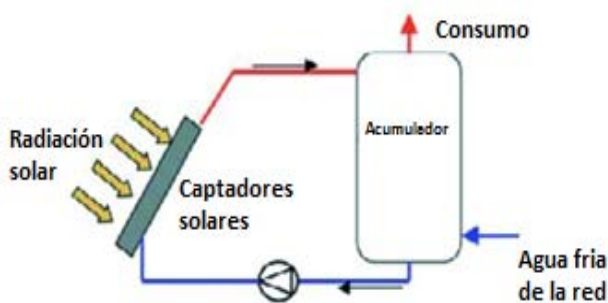


Figura 29. Instalación solar térmica.

Cabe mencionar que en junio de 2005, se inició en la Comunidad de Madrid la campaña "Madridsolar", pensada para promover la energía solar mediante la difusión y la concienciación social de las ventajas de este tipo de instalaciones. Dentro de esta campaña, se firmó en noviembre del mismo año un Convenio de Colaboración entre la Comunidad de Madrid y Caja Madrid para la financiación de instalaciones de energía solar, tanto térmica como fotovoltaica, con el objetivo de multiplicar por nueve la implantación de este tipo de energía.

Respecto a la solar térmica, se persigue alcanzar una superficie de paneles superior a los $400,000m^2$, que permitirán suministrar el 60 % del agua caliente necesaria para abastecer a 25,000 familias, pasando de 3 a 20 ktep (tonelada equivalente de petróleo, unidad de energía).

Se tiende a utilizar la energía solar térmica, no sólo para la producción de agua caliente sanitaria (ACS) y para calefacción (de aplicación en edificios de viviendas, comerciales e industriales), sino también para la producción de frío. Con ello se busca una alternativa a los sistemas de refrigeración de alto consumo energético y aprovechar el mercado existente, ya consolidado, de energía solar térmica.

SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía fotovoltaica aprovecha la radiación solar para producir energía eléctrica. Se basa en la absorción de la radiación solar por parte de un material semiconductor, que constituye las denominadas celdas fotovoltaicas, provocando un desplazamiento de cargas en su interior y originando la generación de una corriente continua.



Figura 30. Instalación de energía fotovoltaica en IFEMA (Madrid).

Originalmente orientada al suministro eléctrico en zonas de difícil acceso para la red de distribución y con pequeños consumos, está evolucionando hacia Instalaciones de generación de gran extensión (Huertas Solares). Existen grandes instalaciones fotovoltaicas que podrían considerarse generación centralizada; sin embargo, la mayoría tienen potencias bajas y pueden encontrarse conectadas a la red de baja tensión o aisladas de la red (conectadas directamente a las cargas) por lo que pueden considerarse incluidas en el concepto de la GD.

Sistema Fotovoltaico

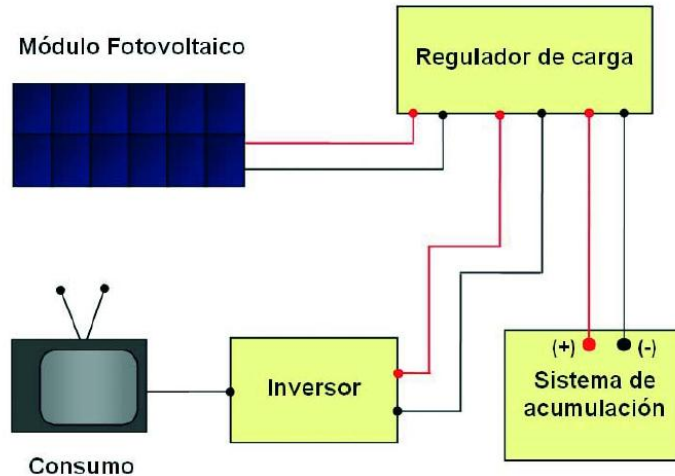


Figura 31. Esquema básico de conexión de una instalación fotovoltaica aislada.

Básicamente, una instalación fotovoltaica se compone de:

- a) **Sistema de generación:** Consiste en paneles o módulos compuestos por celdas fotovoltaicas de material semiconductor conectadas entre sí, encapsuladas para formar un conjunto estanco y resistente.

Aunque, por razones de eficiencia, las celdas fotovoltaicas más utilizadas están fabricadas en silicio monocristalino (eficiencia 15-17 %), existen otros tipos de semiconductores: silicio policristalino (eficiencia 12-14 %), silicio amorfo (eficiencia menor del 10 %), telurio de cadmio (Cd Te), diseleniuro de indio-cobre (Cu In Se₂ o CIS) y arseniuro de galio (Ga As), algunos de ellos en periodo de experimentación. El rendimiento de estas celdas viene a ser de entre un 12 % y un 25 % y es menor cuanto más alta es la temperatura.

- b) **Sistema de regulación de carga:** Asociado al sistema de acumulación de energía, controla la carga y descarga de las baterías y las protege frente a la sobrecarga y la sobredescarga.

c) **Sistema de acumulación:** se trata de un elemento opcional para sistemas conectados a la red. El sistema que mejor se adapta a este tipo de generación es la batería de plomo-ácido. Ésta se encarga de proporcionar energía en horas de baja nula insolación, almacenar la energía que excede la demanda y satisfacer picos instantáneos de demanda.

d) **Sistema de interconexión** (inversor, protecciones y contador).

Actualmente se están desarrollando sistemas de generación híbrida fotovoltaica-eólica, fotovoltaica-diesel o fotovoltaica-eólica-diesel. La combinación de diversas fuentes de energía renovable y/o energía eficiente basada en el gas natural, apoyadas habitualmente en sistemas de almacenamiento de energía, hace posible un aprovechamiento energético óptimo de los recursos disponibles.



Figura 32. Instalación de paneles solares en edificios.

Subsistemas de la Generación Distribuida
Tecnologías de Generación

El desarrollo de esta tecnología ha alcanzado un ritmo de crecimiento del orden del 50 %. Durante el año 2005 en España, por ejemplo, facturó más de 580 millones de euros, consolidándose como el segundo mercado europeo (después de Alemania) y el cuarto del mundo, con 60MW instalados (hasta septiembre de 2006) y más de 5,000 instalaciones. Aún con estos crecimientos, la contribución actual de la energía eléctrica de carácter fotovoltaico para cubrir las necesidades energéticas españolas es muy pequeña. Sin embargo, un apoyo continuo mantendrá el crecimiento exponencial y conseguirá valores apreciables, lo que permitiría alcanzar el objetivo de 400 MW.

Un **ejemplo de instalación** es la situada en el Polideportivo Municipal del Ayuntamiento de Miraflores de la Sierra en Madrid, recibió en 2006 el primer premio a la mejor instalación solar de la Comunidad de Madrid. La instalación cuenta con 216 paneles fotovoltaicos de 159Wp (El Watt Pico es la salida máxima de un panel fotovoltaico bajo condiciones estándar) cada uno y es capaz de generar alrededor de 35,000kWh al año, evitando la emisión a la atmósfera de más de 42 toneladas de CO_2 anuales.

Otro ejemplo de este tipo se encuentra en la sede central de Sanitas. Se trata del primer edificio ecológico de España con una filosofía arquitectónica innovadora basada en el concepto Green Building (GB), que se aplica a construcciones sostenibles que reducen el consumo de energía en un 60%. Este tipo de construcciones incluyen la utilización de productos y materiales reciclados y no contaminantes y se basa en un sistema prefabricado reutilizable.

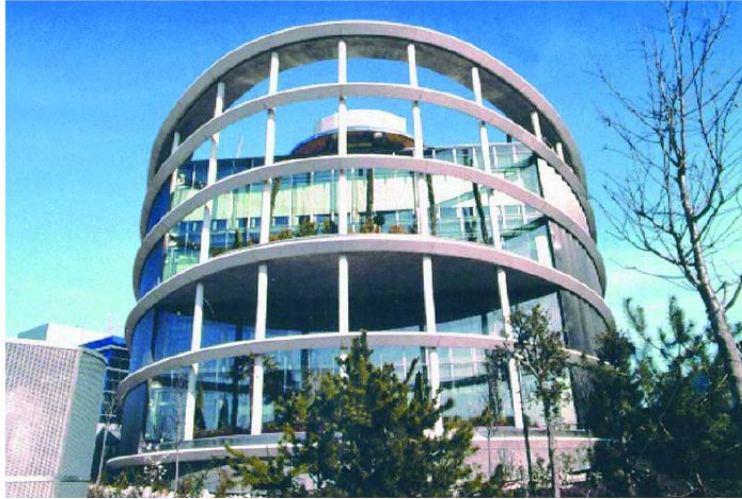


Figura 33. Edificio Bioclimático de Sanitas (Madrid).

El edificio incluye 360 paneles de energía solar fotovoltaica con una capacidad de producción de 30,600 kWh.



Figura 34. Paneles fotovoltaicos en la sede central de Sanitas (Madrid).

Además de sus características técnicas y medioambientales, resulta atractivo el coste total del proyecto, que ha supuesto una inversión de 22 millones de euros, sólo un 7% más que el de un edificio tradicional.

RESIDUOS SÓLIDOS URBANOS

Dado el crecimiento real que se está produciendo en la generación de residuos urbanos, se hace necesaria una adecuada gestión de los mismos, apostando por la utilización de métodos que permitan su reutilización o eliminación en el mayor grado posible, además de la modificación de los hábitos sociales para disminuir su producción.



Figura 35. Vertedero de basura.

Existen varios métodos para la eliminación o disposición final de los residuos sólidos urbanos que, con distinto grado de desarrollo tecnológico, permiten, unos la obtención de energía (digestión anaerobia, incineración, gasificación o pirólisis y valorización energética del gas obtenido, etc.), y otros contribuir directamente a ahorros energéticos o a la conservación de los recursos (reciclaje y compostaje).

El vertido controlado o relleno sanitario consiste en el almacenamiento de residuos en terrenos amplios que se excavan y se rellenan con capas alternativas de basura y de tierra compactadas. Posteriormente, una vez sellados, estos terrenos se pueden convertir en áreas recreativas o zonas industriales.

Debido a la descomposición anaeróbica de los desechos orgánicos almacenados, se genera el llamado **biogás de vertedero**. Su recuperación energética, debido a su menor coste, es el procedimiento más generalizado en los países de nuestro entorno.

La incineración en hornos consiste en quemar los residuos en hornos especiales, reduciendo el volumen de basura y obteniendo gran cantidad de calor que puede aprovecharse para calefacción urbana o para generar energía eléctrica. El inconveniente está en los gases que se generan en la combustión (fundamentalmente dióxido de carbono, óxidos de nitrógeno y de azufre y cenizas volátiles) que deben controlarse mediante sistemas de lavado y filtrado para evitar la emisión de sustancias tóxicas a la atmósfera. Éste es el proceso más utilizado (después del vertido) en la Unión Europea.

La elección de uno u otro método dependerá, fundamentalmente, de criterios económicos locales y requerirá una clasificación previa al almacenamiento de los residuos que facilite su tratamiento posterior.

BIOMASA

Se denomina biomasa a toda aquella materia orgánica cuyo origen está en un proceso biológico y a los procesos de reciente transformación de esta materia que se produzcan de forma natural o artificial, excluyendo, por tanto, de este grupo a los combustibles fósiles, cuya formación tuvo lugar hace millones de años.

Al estar constituida básicamente por carbono e hidrógeno, la energía química de la materia orgánica, producida en las plantas verdes a través de la fotosíntesis, puede ser transformada en energía eléctrica, térmica o combustible mediante diversos procesos.



Figura 36. Diversos tipos de biomasa.

Según su origen, la biomasa se puede clasificar en dos grandes grupos: La biomasa vegetal y los cultivos energéticos.

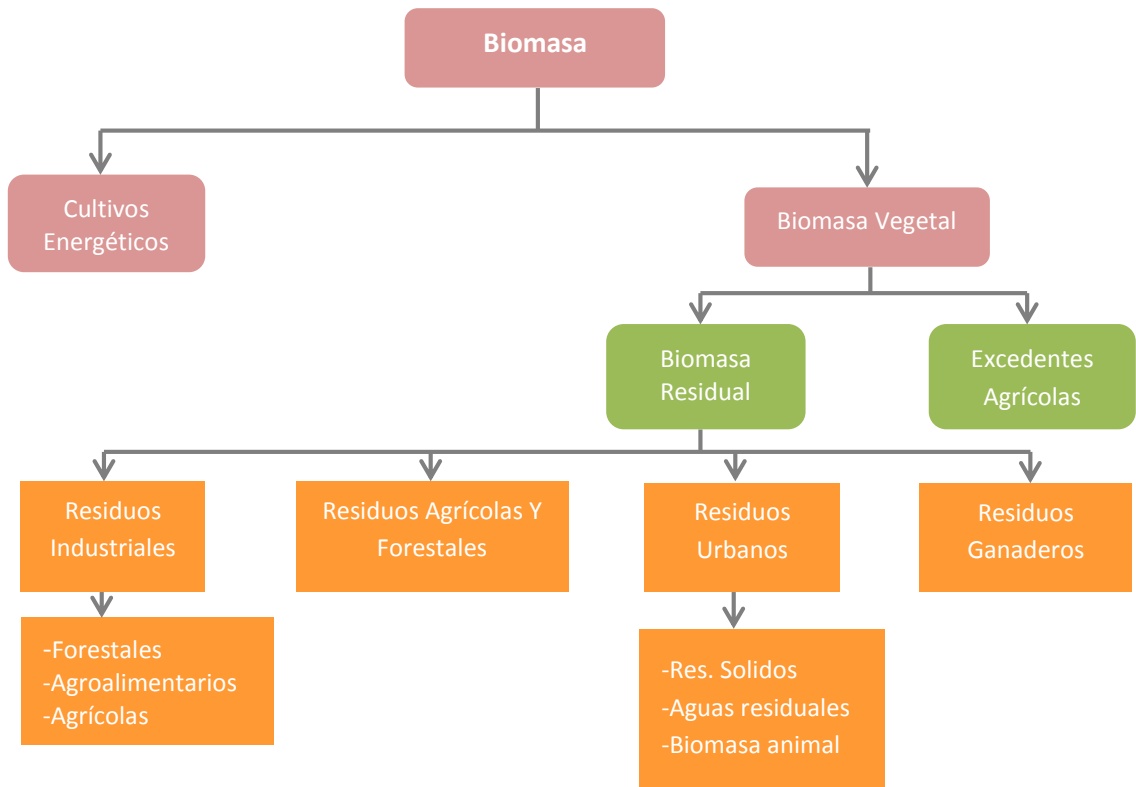


Figura 37. Clasificación de la biomasa.

La Biomasa Vegetal incluye los excedentes agrícolas, constituidos por los productos agrícolas que no emplea el hombre, y la biomasa residual, que incluye:

- a) Residuos forestales y agrícolas: Se consideran residuos forestales la leña, la madera y los desechos madereros. En cuanto a los residuos agrícolas, pueden estar compuestos por las podas de los olivos, viñedos y frutales; por la paja de los cereales de invierno (trigo, cebada, etc.) o por residuos de otros cultivos como el cañote de maíz.
- b) Residuos ganaderos: En este grupo se encuentran el purín, el estiércol y los desechos de los mataderos.

- c) Residuos industriales: Pueden provenir de industrias forestales, agrícolas (residuos de la industria del aceite de oliva, por ejemplo) o del sector agroalimentario.
- d) Residuos Urbanos: Residuos sólidos urbanos (RSU) y aguas residuales urbanas (ARU).

Los **Cultivos Energéticos** son plantaciones realizadas con la única finalidad de ser utilizadas como fuente de energía (calor) o como materia prima para la obtención de combustibles (biocarburantes). Se caracterizan, por una parte, por su alta producción por unidad de superficie y año y, por otra, por los pocos requerimientos que exige su cultivo.

Según el grado de humedad con el que se ha obtenido, la biomasa sigue tratamientos diferentes, distinguiéndose, por un lado, los procesos termoquímicos y, por otro, los químicos y bioquímicos.

Tipo de Biomasa	Tecnologías			
	Combustión	Gasificación Pirólisis	Fermentación Alcohólica	Digestión anaerobia
Forestal	X	X		
Agrícola	X	X	X	
Ganadera				X
Industrial	X			X
Urbana	X			X

Figura 38. Tratamientos posibles en función del tipo de biomasa.

Los **procesos termoquímicos** se emplean en la conversión de la biomasa seca, que es aquella cuyo grado de humedad es inferior al 60%. Dentro de la biomasa seca, se incluyen la biomasa forestal y agrícola, así como los residuos de la industria agroalimentaria o del sector de la madera. El proceso termoquímico consiste en la descomposición térmica de la biomasa en diferentes condiciones de oxidación:

Subsistemas de la Generación Distribuida
Tecnologías de Generación

- **Combustión directa:** Se realiza con exceso de oxígeno, obteniendo calor y vapor.
- **Gasificación:** se realiza con restricción en el suministro de oxígeno. Si la gasificación se realiza con aire, se obtiene gas pobre y si se realiza con oxígeno, se obtiene gas medio.
- **Pirólisis:** Se realiza en ausencia total de oxígeno y se obtiene carbón vegetal, gas pobre, gas rico o líquidos piroleñosos.

Los **procesos químicos y bioquímicos** se emplean para el tratamiento de la biomasa húmeda, que es aquella con un grado de humedad mayor del 60%. En este grupo se incluyen los vertidos biodegradables, las aguas residuales urbanas e industriales, y los residuos ganaderos. Estos procesos permiten obtener combustibles que se utilizarán para la producción de calor o electricidad. Dependiendo del tipo de biomasa y de los productos que se quieran obtener, se empleará uno u otro método.

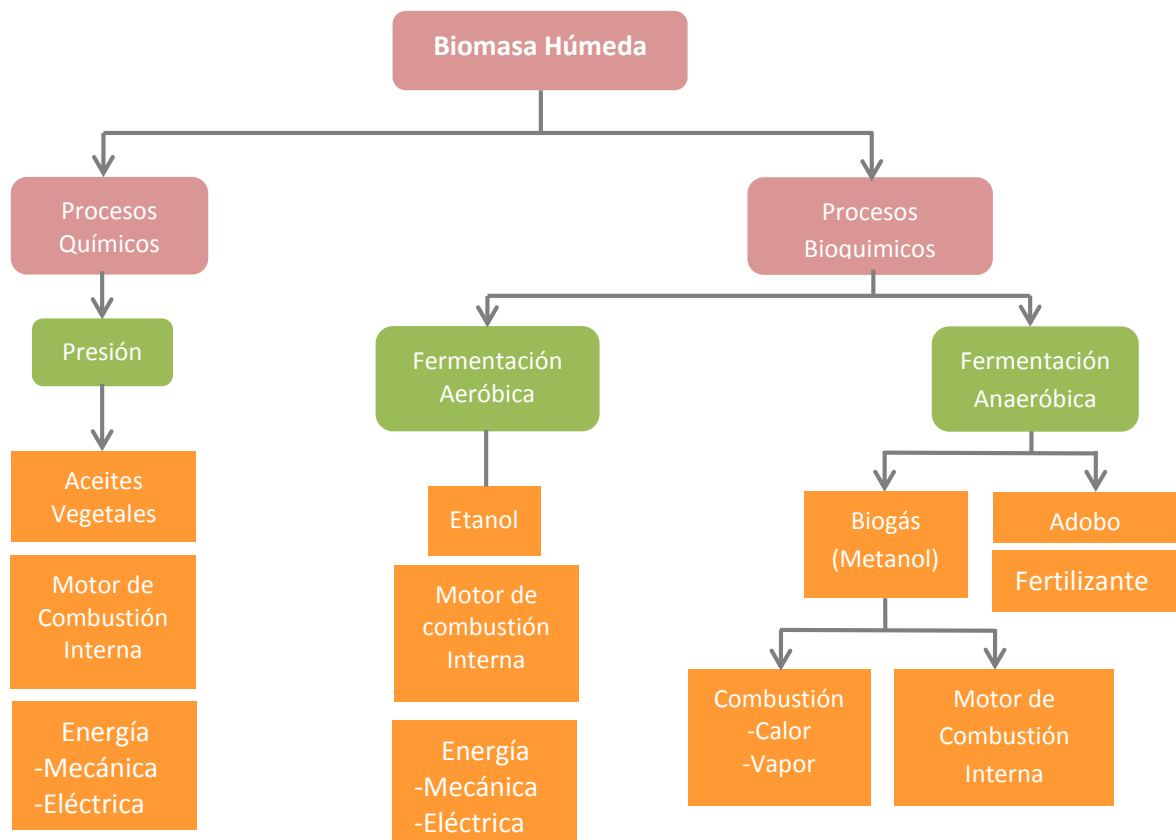


Figura 39. Clasificación de la biomasa húmeda.

Subsistemas de la Generación Distribuida
Tecnologías de Generación

En general, la biomasa presenta unas características de combustión inferiores, comparada con los combustibles fósiles, debido a su baja densidad energética y alta humedad, además de la imposibilidad de almacenarla durante mucho tiempo a consecuencia de su deterioro. Sin embargo, su potencial es lo suficientemente elevado como para justificar el estudio y desarrollo de tecnologías que permitan un uso eficiente de la misma como fuente de energía.

A pesar de que el aprovechamiento de la biomasa en los países industrializados es aún muy escaso (del orden del 3-4 %), en los países en vías de desarrollo constituye la principal fuente de energía. Se trata de una tecnología que favorece el reciclaje de residuos, contribuyendo a una mayor limpieza de los bosques y disminuyendo así el riesgo de incendio. Sin embargo, la necesidad de grandes superficies de cultivo e infraestructuras de transporte y el estado de desarrollo de la tecnología hace que se presenten inconvenientes para su utilización masiva.

Un ejemplo de utilización de la biomasa lo encontramos en Allariz, municipio de la provincia de Orense, comunidad autónoma de Galicia España, donde se construyó una planta de cogeneración con turbina de vapor de 2.35MW que utiliza como combustible los residuos forestales de la zona y residuos industriales de los aserraderos y fábricas de tablero de la comarca.

Asimismo, en la Comunidad de Madrid, 150 viviendas ya disponen de calefacción mediante calderas que emplean como combustible biomasa tipo hueso de aceituna. La primera caldera de este tipo se instaló en 2002 en el edificio de la Comunidad de Vecinos de la calle Pedro Muguruza. El suministro de combustible se realiza en los meses de calefacción (aproximadamente, desde noviembre hasta abril) y se consumen unas 80 t/año.

Las cenizas que se producen en la combustión (unos 2.5 dm³/mes) son utilizadas por los vecinos como abono para las plantas.

También se han instalado este tipo de calderas en viviendas unifamiliares (con potencias de unos 60kW), funcionando en este caso de manera continua para proporcionar tanto calefacción como agua caliente sanitaria.

MICROTURBINAS

Las microturbinas son turbinas de pequeño tamaño (25-500kW) que permiten obtener calor y electricidad (cogeneración) para aplicaciones industriales y comerciales, con eficiencias térmicas en el rango del 50-60 % y eléctricas entre el 15-30 %. Se trata de una tecnología emergente y las más desarrolladas son las microturbinas de potencia inferior a 200kW, aunque se están haciendo grandes avances en las de mayor potencia.

Su funcionamiento es similar al de una turbina de gas convencional con la particularidad de que los elementos adicionales para la generación eléctrica se encuentran acoplados en la propia turbina.

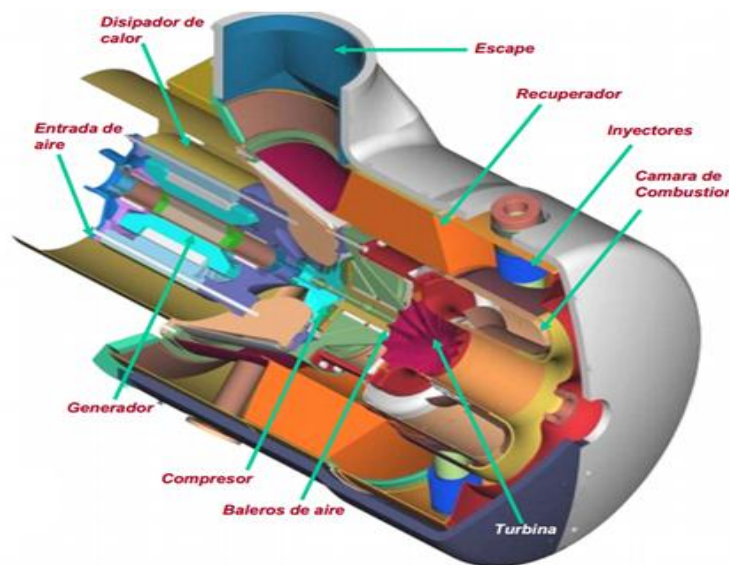


Figura 40. Microturbina Capstone.

Las microturbinas de gas tienen una aplicación directa en la GD, bien como elementos independientes de generación, o bien como integrantes de instalaciones híbridas con pilas de combustibles, microgeneración o, en el terreno del transporte, vehículos eléctricos híbridos.

Un ejemplo de uso de microturbinas para el aprovechamiento del biogás puede encontrarse en la Planta de Biometanización y Compostaje de Pinto, que gestiona la empresa pública Gedesm. Esta planta trata los residuos orgánicos de la zona sur de la Comunidad de Madrid y en ella, tras un proceso riguroso de separación de la materia orgánica del resto que le pueda acompañar, se somete a ésta a una degradación anaeróbica, como la que ocurre en el vertedero, en unas condiciones controladas de tal forma que el proceso natural se lleva a cabo de una forma acelerada.

El biogás producido en el proceso de biometanización, junto con el extraído del vertedero adyacente, se utiliza en motores para generar energía eléctrica. Así en 2006 se han obtenido 86,448,000kWh, de los cuales 6,651,683kWh corresponden al obtenido mediante el proceso de biometanización.

Esta instalación es la mayor generadora de energía eléctrica de este tipo de las existentes en España y ha sido cofinanciado con Fondos de Cohesión de la Unión Europea.

Otro ejemplo se encuentra en el hotel Atrium, en el aeropuerto Orange County, en California. En este caso, para aprovechar al máximo el gas natural que se empleaba para calefacción y agua caliente, se instalaron tres microturbinas de 60kW (con recuperación de calor integrada) para cogeneración.

PILAS DE COMBUSTIBLE

Las pilas de combustible son dispositivos electroquímicos que **transforman la energía química de un combustible rico en hidrógeno, en electricidad, agua y calor**. Esta transformación tiene lugar por medio de un proceso de electrólisis inversa, aportando oxígeno al cátodo e hidrógeno al ánodo en presencia de un electrolito. En el proceso también se generan gases procedentes de la extracción del hidrógeno del gas natural u otros combustibles. Se trata de una tecnología en fase experimental, pero con un gran potencial de desarrollo.

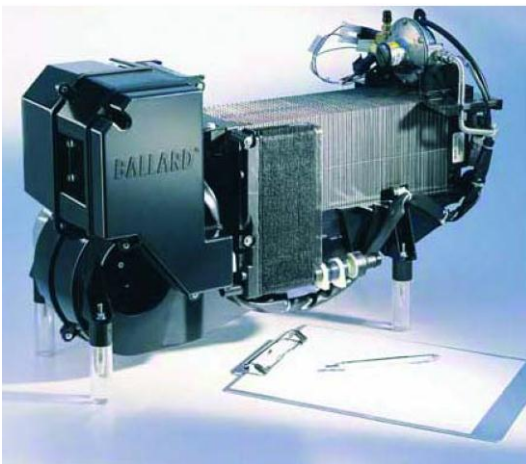


Figura 41. Pila de combustión Ballard.

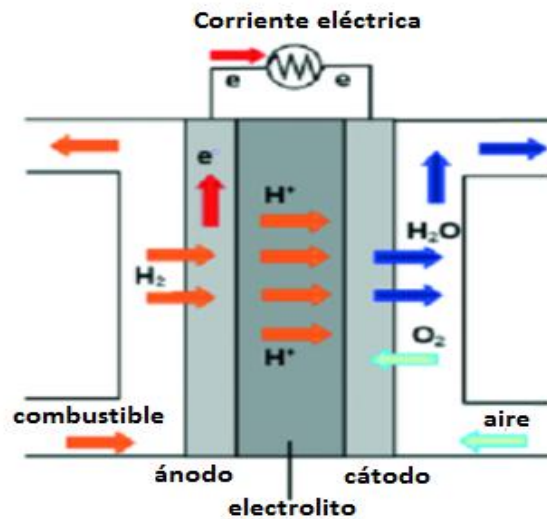


Figura 42. Funcionamiento de una pila de combustible PEM.

Se clasifican por el tipo de electrolito empleado y por la temperatura de trabajo. La siguiente figura muestra los diferentes tipos de pilas existentes (las que están más desarrolladas), atendiendo a estas dos clasificaciones, así como las características más importantes de cada una de ellas.

Subsistemas de la Generación Distribuida
Tecnologías de Generación

- AFC: alcalinas.
- PEMFC: de membrana polimérica.
- DMFC: conversión directa de metanol.
- PAFC: ácido fosfórico.
- MCFC: carbonato fundido.
- SOFC: óxido sólido.

	Baja temperatura (60-130 °C)			Media temperatura (160-220 °C)	Alta temperatura (600-1000 °C)	
	AFC	PEMFC	DMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Electrolito	KOH	Polímero perfluoro-sulfonado	Polímero	H_3PO_4	Li_2CO_3 / K_2CO_3	YSZ (ZrO_2 estabiliza con itria)
Combustible	H_2 puro	H_2 CH_4 CH_3OH	$CH_3OH + H_2O$	H_2 CH_3OH	H_2 CH_4	H_2 CH_4 CO
Temperatura de operación en °C	60-90	0-80	60-130	160-220	600-700	750- 1050
Potencia en KW	1-250	1-250	1-100	100-11 000	250-10 000	1-10 000
Eficiencia en %	45-60	40 (CH_4) 60 (H_2)	32-40	35-45	45-60	50-65
Aplicaciones	Militar, espacial, transporte	Cogeneración (residencial, industrial), transporte, portátiles	Portátil, Militar, Transporte.	Cogeneración		

Figura 43. Características de las pilas de combustible.

Las pilas de combustible están formadas por "stacks" de conexión modular, por lo que la potencia de salida (tensión y corriente) es adaptable en función del número de módulos y las conexiones empleadas.

Actualmente, los principales inconvenientes de las pilas son su elevado coste y la degradación del electrolito, que no permite alcanzar una vida útil en el límite de la

rentabilidad. Por otro lado, mantienen una eficiencia constante en un amplio rango de carga (desde el 30 hasta el 100 %), poseen un bajo impacto medioambiental, puesto que no hay combustión a alta temperatura, y su eficiencia máxima teórica puede llegar a alcanzar, teóricamente, el 95 %.

Un ejemplo de utilización de esta tecnología es en España, se encuentra desde 2003, en Cartagena, que cuenta con una instalación de trigeneración a partir de una pila MCFC alimentada con gas natural. El proyecto fue desarrollado por la empresa IZAR y la potencia instalada es de 250kW, con un rendimiento energético global superior al 85%. Por otro lado, la instalación de mayor tamaño se instaló en diciembre de 2004 en San Agustín de Guadalix Madrid, y tiene 500kW.

TECNOLOGÍAS EMERGENTES

MARINA

La energía marina comprende el aprovechamiento de la energía cinética de las olas (producida por la acción del viento), la energía cinética de las corrientes y el desnivel de las mareas (debidas a efectos gravitatorios) y la energía térmica debida al gradiente de temperatura existente a diferentes profundidades como consecuencia de la irradiación solar.

Esta tecnología aún presenta bajo grado de desarrollo tecnológico y elevados costes de instalación. Así, los tipos de aprovechamiento energético de la energía del mar son:

- a) **Energía de las mareas (mareomotriz):** se basa en el movimiento periódico alternativo de ascenso- descenso del nivel del mar debido a la fuerza de atracción gravitacional entre la Tierra y la Luna. Su rendimiento es de un 25% y su principal

Subsistemas de la Generación Distribuida
Tecnologías de Generación

inconveniente es el reducido número de horas en que se puede utilizar. En el estuario del río Rance (Francia), EDF (principal empresa generadora y distribuidora de electricidad en Francia) instaló una central de este tipo, con una producción media de unos 500,000kWh al año.

- b) **Energía de las corrientes marinas:** se basa en aprovechar el flujo de la corriente marina para generar electricidad. Uno de los métodos usados consiste en utilizar la corriente para hacer girar un rotor, de manera análoga a como lo hacen los aerogeneradores eólicos. Para ello, se emplean las llamadas turbinas marinas.
- c) **Energía de las olas (undimotriz):** aprovecha la acción del viento sobre la superficie del mar que provoca el movimiento del agua en forma de olas. Se trata de un recurso de densidad energética débil, con lo que su explotación se hace difícil a pesar de que existen unas 600 patentes en España registradas desde 1973. Estas tecnologías son de aplicación tanto en la costa (columna de agua oscilante, etc.) como fuera de ella (Pelamis, OPT, etc.) de España.
- d) **Energía térmica oceánica (maremotérmica):** aprovecha las diferencias de temperatura del agua, entre la superficie y las profundidades, para producir energía eléctrica. El agua superficial actúa, en este caso, como fuente de calor, mientras que el agua extraída de las profundidades actúa como refrigerante. El gradiente térmico mínimo aprovechable es de 18 °C, que es el que se alcanza en zonas próximas al trópico (a 1 kilómetro de profundidad). El rendimiento de esta instalación apenas supera el 2% y no existe ninguna en la actualidad.

Como ejemplos de instalación en España, en el puerto de Mutriku (Guipúzcoa) se han comenzado las obras para la instalación de la primera planta del País Vasco de producción de electricidad a partir de la energía de las olas. La tecnología empleada es la columna de agua oscilante, que es la técnica más desarrollada en la actualidad. Tendrá una potencia de 480kW y se generarán unos 970MWh, equivalente al consumo doméstico anual de 1,000 personas, evitando la emisión de 1,000 toneladas de CO_2 a la atmósfera.

Otro ejemplo de utilización de este recurso es en el municipio de Santoña (Cantabria) España. Se trata de una planta experimental que empleará un sistema (desarrollado por la empresa Ocean Power Technologies) compuesto por 10 boyas de 125kW cada una, suministrando energía a unas 1,500 familias del municipio.

Por último, el proyecto OCEANTEC es un proyecto de investigación que, desde enero de 2005 y durante 5 años, tratará de desarrollar una actividad tecnológica para generar un sector industrial en energía mareomotriz, aprovechando así el potencial mareomotriz del estado y, en concreto, el de la costa cantábrica que está entre los mayores del mundo. Oceantec está liderado por la división de Energía de Tecnalia y reúne a empresas del sector de la energía y del sector marino, así como a instituciones provinciales, regionales y estatales.

GEOTÉRMICA

La energía geotérmica consiste en el aprovechamiento del calor acumulado en rocas o aguas que se encuentran a elevada temperatura en el interior de la Tierra. La energía térmica de un yacimiento es extraída haciendo circular agua o vapor y a su vez, transportando así el calor almacenado en las zonas calientes hasta la superficie. Sólo es aprovechable en lugares muy concretos del planeta. De acuerdo con el Instituto Geológico y Minero de España (IGME), se trata de una fuente de energía renovable abundante y de explotación viable, técnica y económicamente y su existencia en el subsuelo está probada.

Dependiendo del nivel térmico del fluido, hay tres formas de aprovechamiento. Los procesos de alta temperatura (entre 150 y 400 °C) se emplean para la producción directa de electricidad. Los de media temperatura (entre 70 y 150 °C) se pueden emplear para producir electricidad mediante el uso de ciclos binarios, con aplicación en procesos industriales. Por último, los de baja temperatura (por debajo de 70 °C) se emplean en usos

directo del calor, como calefacción de viviendas, procesos industriales, usos agrícolas, y cuando la temperatura es muy baja (20-30 °C), agua caliente sanitaria y aire acondicionado con el empleo de bomba de calor.

En España, **se dan pocos ejemplos** de utilización de este tipo de energía a pesar de que existen almacenes con posibilidad de explotación, y sólo se explotan actualmente los yacimientos de baja temperatura. Según un estudio realizado por el Instituto Geológico y Minero España, las zonas que presentan un mayor interés para la explotación de la energía geotérmica son: Jaca, Alicante, Murcia, Cartagena y Almería (de media temperatura); y Madrid, Guadalajara, zona oriental de la cuenca del Duero, Burgos, Valladolid, Palencia, Lérida, Fraga, Huelva, Cádiz, Sevilla, Valencia y Cuenca (de baja temperatura). En cuanto a yacimientos de alta temperatura, la única área con posibilidades se localiza en el archipiélago volcánico de las Islas Canarias.

En Durango (Vizcaya) España, el Centro Metalúrgico de Investigación Azterlan ya dispone de una instalación geotérmica para la climatización del edificio. La tecnología se denomina intercambio geotérmico, geotermia solar o geointercambio y consiste en un sistema de bomba de calor utilizando el subsuelo como foco frío en verano y caliente en invierno. De esta forma, se pueden obtener ahorros de hasta un 70 % en modo calefacción y de un 50 % en refrigeración, reduciendo considerablemente las emisiones de CO₂ derivadas del uso de combustibles fósiles para la climatización.

Almacenamiento de energía

La variabilidad temporal de las fuentes de energía renovable hace indispensable la utilización de sistemas de almacenamiento que permitan disponer de energía de forma continua. Estos sistemas permiten colaborar en el seguimiento de la demanda por parte de la generación, evitando el arranque de grupos térmicos en emergencias breves, cubriendo las irregularidades de suministro y optimizando la planificación de los sistemas de generación.

Asimismo, es posible reducir la demanda máxima y optimizar los consumos, desplazándolos a horas en que el precio sea menor.

A la hora de elegir un sistema de almacenamiento, habrá que tener en cuenta diversos aspectos:

- Capacidad de almacenamiento adecuada.
- Potencia aportada.
- Respuesta suficientemente rápida, modulada y controlada.
- Vida útil suficiente para reducir la amortización.
- Costes de mantenimiento y consumibles reducidos.
- Coste compatible.
- Bajo impacto ambiental.

Tecnología	Mejor ***** Medio *** Peor *				
	Madurez	Densidad energética	Vida (en ciclos)	Coste/KWh	Coste/KW
Bombeo	*****	*	*****	*****	*
Volante	**	**	*****	***	***
Aire a presión	***	*	****	*****	*
Batería	*****	*	**	***	***
Plomo-Acido					
Batería	*****	**	**	***	***
Níquel-Cadmio					
Batería	**	***	***	***	**
Sodio-Azufre					
SMES	**	*	*****	**	****
Ultracapacidad	*	*	*****	***	****

Figura 44. Puntos fuertes y débiles de los diversos sistemas de almacenamiento.

Las características y aplicaciones de los diferentes sistemas de almacenamiento se resumen en siguiente figura.

Tecnología	Tiempo de descarga	Banda de potencia	Eficiencia	Disponibilidad comercial	Aplicación
Térmico	-	-	65 % (en promedio)	-	Solar térmica Biomasa Geotérmica Electricidad de red con muchas renovables
Bombeo	Horas-Días	100-1 000MW	66 % (en promedio)	Disponible	Hidráulica Electricidad de red con muchas renovables
Volante	Segundos- Minutos	10-100KW	78% (en promedio)	Disponible	Electricidad de red con muchas renovables
Aire a presión	Horas-Días	100-1 000MW	69% (en promedio)	Disponible	Electricidad de red con muchas renovables
Batería Plomo-Acido	Minutos- Horas	1KW-40MW	60.7-67.7%	Disponible	Hidráulica Fotovoltaica Eólica
Batería Níquel-Cadmio	Segundos- Horas	1KW-40MW	-	Disponible	Mareomotriz Undimotriz
Batería Sodio-Azufre	Horas-Días	50KW-10MW	56.7-72.2%		
Hidrogeno	-	-	24-58%	-	Hidráulica Fotovoltaica Eólica Mareomotriz Undimotriz
SMES	segundos	1-100MW		Prototipos	Fotovoltaica Electricidad de red con muchas renovables
Ultracapacidad	Segundos	10kW-1MW	90%(en promedio)	Prototipos	Fotovoltaica

Figura 45. Características y aplicaciones de los diferentes sistemas de almacenamiento.

Los sistemas de almacenamiento más desarrollados y utilizados son las baterías, bombeo, almacenamiento térmico, aire a presión y volantes de inercia.

Baterías electroquímicas

Las **baterías electroquímicas** constituyen el sistema clásico de almacenamiento de energía eléctrica en forma de corriente continua, basado en reacciones de oxidación-reducción que

Subsistemas de la Generación Distribuida
Almacenamiento de energía

tienen lugar en los electrodos separados por un electrolito. Las más extendidas en el mercado son las baterías de plomo-ácido.

Dentro de la categoría plomo-ácido, las de plomo-antimonio, plomo-selenio y plomo-calcio son las más comunes. Los electrodos son de plomo y óxido de plomo y el electrolito está habitualmente constituido por una disolución de ácido sulfúrico en agua, por lo que genera gases y requiere un mantenimiento periódico añadiendo agua.

Los inconvenientes más importantes de este tipo de baterías son su baja energía específica, ciclo corto de vida, limitaciones con la temperatura, problemas de corrosión en las pletinas positivas y la imposibilidad de recuperación una vez que la descarga desciende por debajo del 80 % de la carga total.

Otro tipo de baterías disponible en el mercado son las de níquel-cadmio. Éstas no tienen los inconvenientes de las baterías de plomo-ácido; sin embargo, su gran problema es la alta toxicidad del cadmio y su elevado coste.

En la actualidad, las tecnologías en desarrollo se centran en la utilización del litio, bien en forma de litio-ión o litio-polímero, y el Ni-HM, pero su coste es todavía elevado.

Bombeo de agua o Hidrobombeo

Los sistemas de **bombeo de agua o hidrobombeo** permiten el almacenamiento de energía en forma de energía potencial, utilizando para ello dos depósitos de agua a diferente altura. Durante los periodos de baja demanda de electricidad, el agua es elevada del depósito inferior al superior, mientras que durante las horas pico su funcionamiento es como el de una central hidroeléctrica convencional, dejando caer el agua y generando electricidad.

La principal limitación de este sistema es el número reducido de lugares apropiados para la construcción de los depósitos.

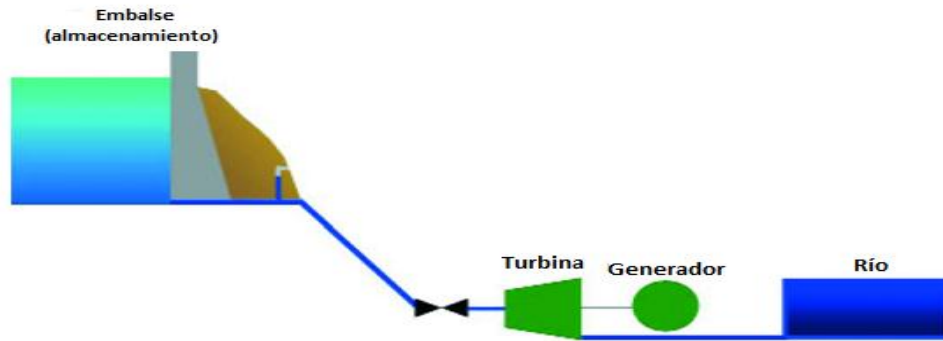


Figura 46. Sistema de almacenamiento por Hidrobombeo.

Sistemas de almacenamiento térmico

En los **sistemas de almacenamiento térmico** se aprovecha el calor de un medio de almacenamiento para guardar el calor. Se utilizan, por ejemplo, lechos de roca, agua caliente, líquidos orgánicos, metales, ladrillos, sales, etc.

Durante las horas de baja demanda, se almacena el calor que se va a utilizar al día siguiente y que se produce consumiendo electricidad en horas en que el precio es más bajo. Tiene aplicación, sobre todo, en el sector residencial.

Aire comprimido

En el sistema de **aire comprimido** (CAES - Compressed Air Energy Storage), el aire a alta presión es almacenado en depósitos bajo tierra naturales o artificiales (minas abandonadas, cavidades rellenas con soluciones minerales, acuíferos, etc.) durante las horas de baja demanda. Posteriormente, en las horas pico, el aire almacenado se expande, moviendo un turbogenerador.

Volantes de inercia o flywheel

Los **volantes de inercia o flywheel** permiten el almacenamiento de energía en forma de energía cinética de rotación mediante el giro permanente de una masa (volante), aumentando la energía almacenada a medida que aumenta la velocidad de giro del volante. Para generar electricidad, los volantes giratorios se conectan a un motor-generador.

Interconexión a la red

Muchos equipos de generación distribuida **operan en paralelo** con la red eléctrica, para lo cual necesitan estar conectados a ella de forma adecuada. El sistema de interconexión como ya se mencionó, está formado por una serie de equipos (hardware y software) que permite realizar la conexión física del generador distribuido y los equipos de almacenamiento con la red eléctrica (normalmente, la red de distribución local) y con las cargas locales (consumidores). Proporciona acondicionamiento y conversión de la energía (en caso necesario), protección, monitorización, control, medida y despacho de la unidad de GD.

Cabe señalar, no obstante, que algunos equipos de GD no se conectan a la red, trabajando en todo momento en isla.

En el primer caso, la complejidad de la conexión dependerá del nivel de interacción que se necesite entre los generadores, las cargas y la red eléctrica, permitiendo:

- Operar el equipo de GD como la principal fuente de energía y comprar energía al sistema en las horas en que se produzcan picos de demanda.
- Rasurar picos (GD entra cuando se tiene una demanda máxima de carga).
- Obtener energía de la red en caso de que se produzca una indisponibilidad en el sistema de GD.
- Exportar energía, proporcionar servicios auxiliares al sistema eléctrico o vender energía en el mercado liberalizado.
- Mejorar la fiabilidad proporcionando una fuente de energía alternativa.

Retomando la siguiente figura donde podemos observar los elementos del sistema de interconexión.

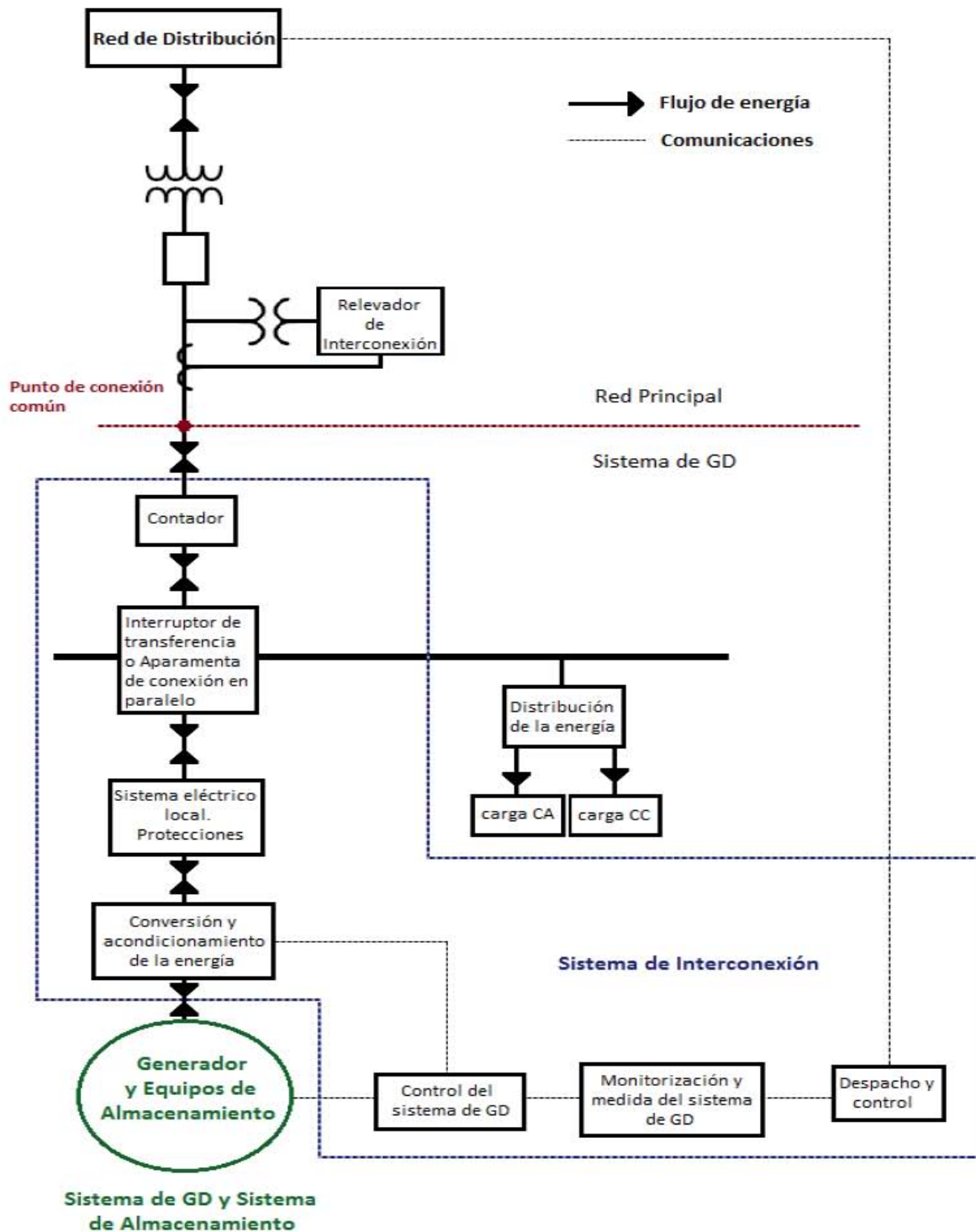


Figura 47: Sistema de GD.

Conversión y acondicionamiento de la energía	<p>Inversor: Dispositivo electrónico que se utiliza para convertir la corriente continua en corriente alterna. Se utiliza cuando la fuente de GD es una pila de combustible, un panel fotovoltaico o una microturbina.</p> <p>Transformador: Dispositivo eléctrico que se utiliza en líneas de CA para transformar la energía de un nivel de tensión a otro y/o proporcionar aislamiento eléctrico. Debe tener baja distorsión armónica, resistencia a potencias pico y posibilidad de conectarse en paralelo.</p>
Control del sistema de GD	Dispositivo que controla la unidad de GD y proporciona un interfaz de comunicaciones, gestión de la energía, monitorización y medición.
Distribución de la energía	Panel que contiene interruptores, interruptores automáticos, fusibles y/o dispositivos automáticos de control de sobrecorrientes. Todo esto conecta la red y la unidad de GD con la canalización eléctrica de la instalación, proporcionando la seguridad personal y protección a los equipos.
Sistema eléctrico local	<p>Carga CA: son los dispositivos que consumen CA.</p> <p>Carga CC: son los dispositivos que consumen CC.</p> <p>Conjunto de canalizaciones eléctricas de la instalación, paneles y componentes que constituyen la unidad de GD y el sistema de la interconexión que se encuentra en el lado de la unidad de GD del punto de conexión común.</p>
Protección del sistema eléctrico local	Dispositivo eléctrico diseñado para interpretar las condiciones de entrada y, si las especificaciones se cumplen, controlar la operación de los equipos para proteger un circuito eléctrico.
Interruptor/conmutador de transferencia	Equipos de actuación automática para transferir cargas de un generador a otro. Puede ser automático o estático.
Aparata de conexión en paralelo	Dispositivo para conectar en paralelo y sincronizar la operación de las unidades de GD con la red de distribución. El objetivo es poder intercambiar entre ambos o utilizarlos a la vez.
Punto de conexión común	Punto donde el sistema eléctrico local se conecta a la red de distribución.
Contador	Dispositivo que mide y registra la energía generada, la suministrada a la red y la suministrada por la red. No es necesario en instalaciones aisladas.
Protección de la red de distribución	Dispositivos eléctricos para interpretar las condiciones de entrada y, si las especificaciones se cumplen, controlar la operación de los equipos para proteger un circuito eléctrico.
Red de distribución	Es la red de la compañía eléctrica distribuidora local.
Despacho de control	Dispositivos y equipos de comunicación que interactúan con el sistema de GD y lo gestionan.
Monitorización y medición del sistema de GD	Dispositivos que monitoriza y mide varias funciones del sistema de GD.

Figura 48: Componentes del sistema de interconexión.

CAPÍTULO II

PROTECCIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA



Protección de la Generación Distribuida

La operación en isla de la GD con carga de la empresa general no está permitida

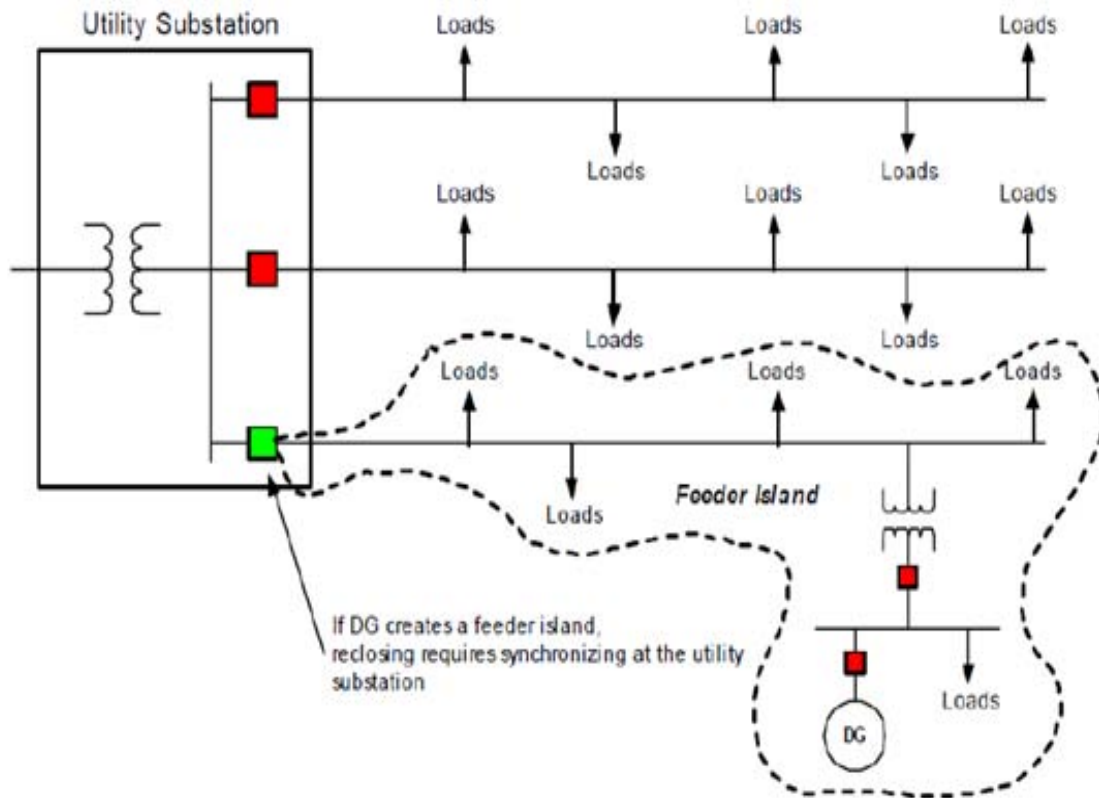


Figura 49. La GD no tiene permitido alimentar la carga de la compañía suministradora.

Complica enormemente la restauración

- Requiere sincronización en la subestación de la empresa.
- Inhibe el recierre automático.

Asunto de la calidad de la potencia

- La GD puede no ser capaz de mantener el voltaje, frecuencia y las armónicas dentro de niveles aceptables (carga \neq generación).

La empresa permite la operación en isla de la GD

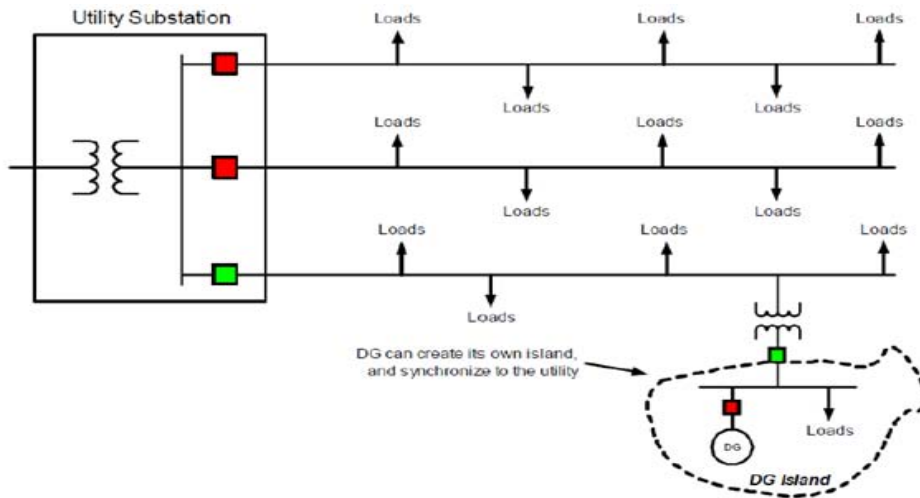


Figura 50. La GD tiene permitido operar en isla.

El alimentador se desenergiza cuando la empresa abre el relé 52

La restauración es responsabilidad de la GD

- Requiere sincronización de la GD.
- Inhibe el recierre automático.

En la siguiente topología de la GD muestra la ubicación de las protecciones de la generación y la interconexión:

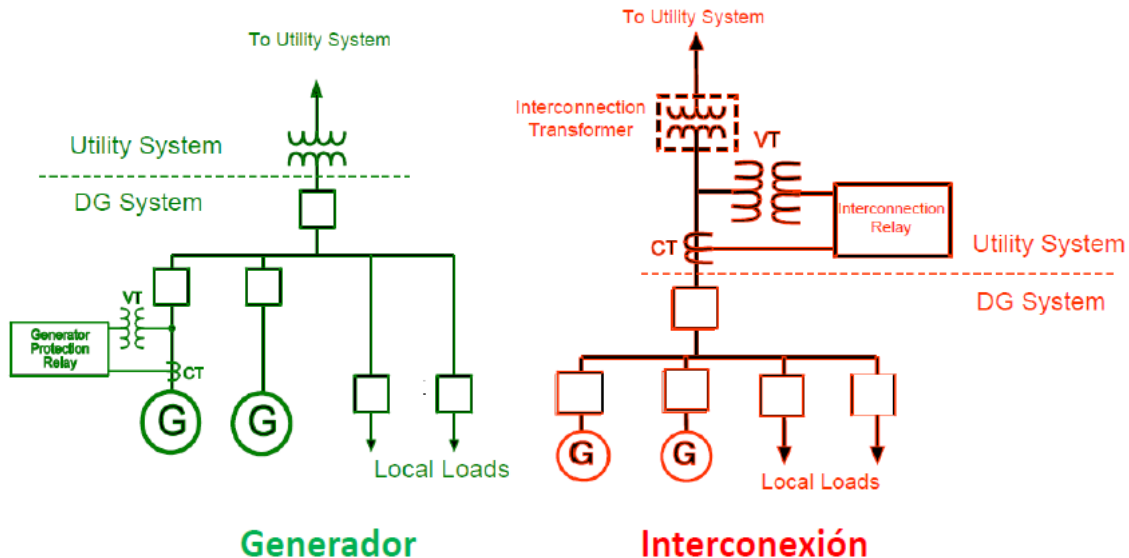


Figura 51: Ubicación de las protecciones en el GD.

En los cuadros mostrados como **relevador de protección del generador e interconexión**, alberga un conjunto de relevadores que se verán a continuación.

Protección de la interconexión

Protecciones que permiten que la GD opere en paralelo con la empresa eléctrica.

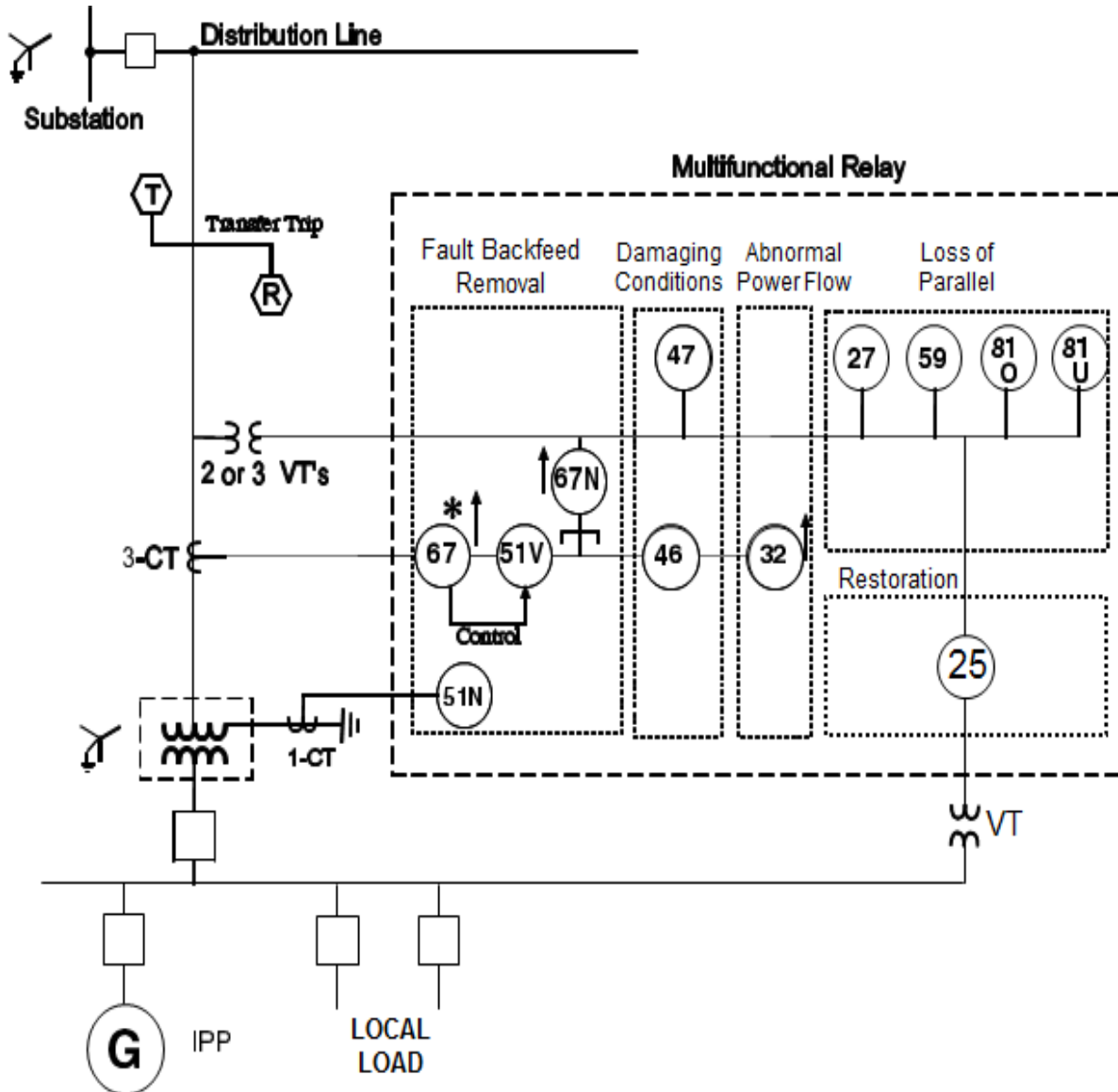


Figura 52: Protección típica en la interconexión con un transformador estrella-a-tierra.

Situaciones que contempla la protección de la interconexión

- Detección de la pérdida de operación en paralelo.
- Detección de una falla retroalimentada y desconexión del red de distribución.
- Condiciones dañinas del sistema.
- Flujo de potencia anormal.
- Restablecimiento.

Paquete completo para la interconexión (relevador multifuncional)

El relevador multifuncional toma las señales de corriente y voltaje por medio del TC y TP respectivamente del punto de interconexión, para procesarlas y tomar las medidas pertinentes.

Detección de la pérdida de operación en paralelo

Bloque **Loss of Parallet** utiliza los siguientes relevadores:

- Relevador de baja frecuencia **(81O)**.
- Relevador de sobre frecuencia **(81U)**.
- Relevador de bajo voltaje **(27)**.
- Relevador de sobre voltaje **(59)**.

En algunas aplicaciones se usa la tasa de cambio de frecuencia (relevador 81R). Si la carga del alimentador y la generación del productor de potencia independiente (IPP) son muy parecidas, tal vez se requiera un disparo transferido.

Detección de una Falla Retroalimentada y Desconexión del RD

Bloque **Fault Backfeed Removal** utiliza los siguientes relevadores

Fallas entre fases:

- Relevador de distancia **(21)**.
- Relevador de sobrecorriente con restricción de tensión **(51V)**.
- Relevador direccional de sobrecorriente **(67)**.

Fallas a tierra:

- Relevador de sobrecorriente de neutro **(51N)**.
- Relevador bireccional de sobrecorriente de tierra **(67N)**.

No se requiere para generador de inducción o síncronos pequeños de IPPs. Se puede confiar en la protección de pérdida de operación en paralelo. Moderados a grandes IPPs.

Condiciones Dañinas del Sistema

Bloque **Damaging Conditions** utiliza los siguientes relevadores:

Corrientes desequilibradas

- Relevador de balance de corriente de fase **(46)**, conductor abierto / una sola fase.
- Relevador de voltaje de secuencia de fase **(47)**, Inversión de fase.

Flujo de Potencia Anormal

Bloque **Abnormal Power Flow** utiliza los siguientes relevadores:

- Relevador de potencia inversa **(32)**.

Se hace cumplir el contrato de interconexión. Se prohíbe que la GD proporcione potencia o consuma potencia de la empresa, en violación al contrato de interconexión.

Restablecimiento

Una vez que ha operado alguno de los relevadores, el restaurador (25) restaurara dichos relevadores.

Protección del generador

Tipos de generadores

- Inducción.
- Síncronos.
- Asíncronos.

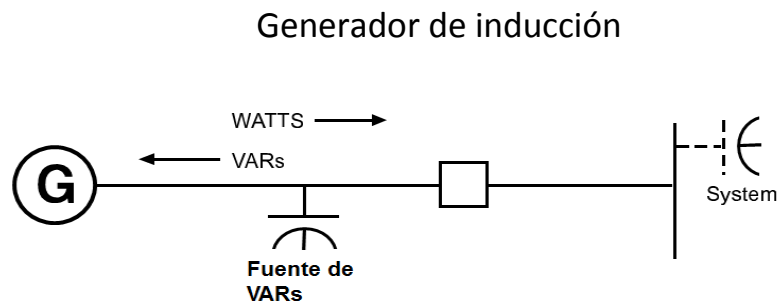


Figura 53: Diagrama generador de inducción.

- La excitación proporcionada en forma externa.
- Arranca como un motor.
(no se necesita equipo de sincronización).
- Menos caro que las máquinas síncronas.
- Limitados en capacidad hasta 500 KVA.
- Usualmente no puede alimentar fallas hacia atrás.

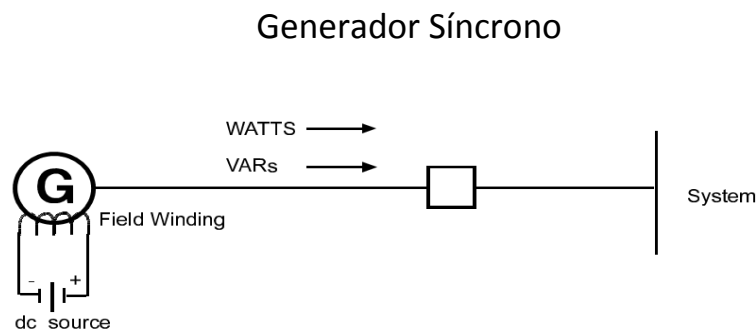


Figura 54: Diagrama generador de síncrono.

- El campo de DC proporciona la excitación.
- Necesita ser sincronizado con el sistema de la empresa eléctrica.
- Capaces de alimentar fallas hacia atrás.

Generador Asíncrono

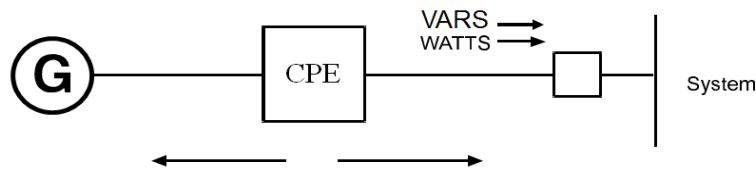


Figura 55: Diagrama generador de asíncrono.

- Convertidor de Potencia Estático (CPE) convierte la frecuencia del generador a la frecuencia del sistema.
- Generador conectado asíncronamente al sistema de potencia.
- Puede ser capaz de alimentar fallas hacia atrás dependiendo de la conmutación (auto-conmutado vs. Conmutado por la línea).
- Equipo de sincronización puede ser necesario dependiendo de la conmutación (auto-conmutado vs. Conmutado por la línea).

Dependiendo de la potencia nominal del generador, se tendrá que instalar las protecciones pertinentes para tal caso.

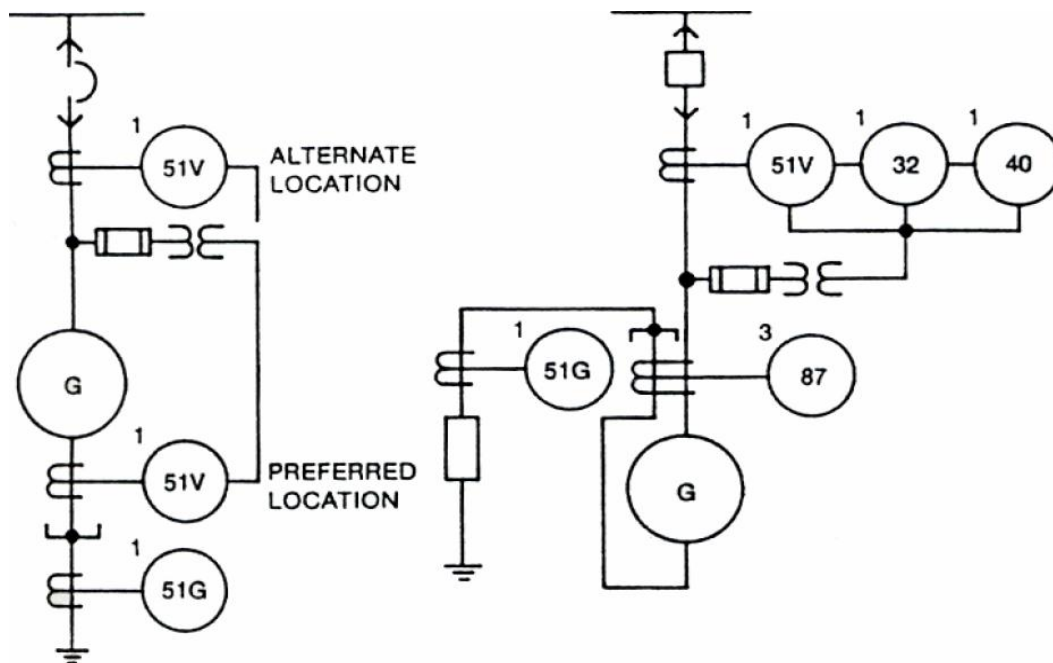


Figura 56. Hasta 1MW a 600V, 500KVA si el voltaje es menor a 600V.

REQUISITOS PARA LA INTERCONEXIÓN A LA RED



Requisitos para la Interconexión a la Red en México

Para el país de México, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) por medio de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), pone a disposición las **reglas generales** para la interconexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para generadores o permisionarios con fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente.

- Derivado de diversas disposiciones establecidas en el Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012, en la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, su Reglamento, así como en el Programa Especial de Cambio Climático 2008-2012; ahora puedes instalar en tu domicilio o negocio, tu propia fuente de energía renovable o sistema de cogeneración **en pequeña o mediana escala** y realizar un contrato de interconexión con CFE.
- Al hacerlo, además de ahorrar en tu gasto por concepto de consumo de energía, contribuirás en la utilización de tecnologías limpias para la generación de energía eléctrica, en el aprovechamiento de fuentes renovables de energía y por ende, en la conservación del medio ambiente.
- Los requisitos para realizar un contrato de interconexión **en pequeña escala con CFE**, son que tengas un contrato de suministro normal en baja tensión, que las instalaciones cumplan con las Normas Oficiales Mexicanas y con las especificaciones de CFE, y que la potencia de tu fuente no sea mayor de 10kW si la instalaste en tu domicilio o de 30 kW si la instalaste en tu negocio.
- Para realizar un contrato de **interconexión en mediana escala**, los requisitos son que tengas un contrato de suministro normal en media tensión, que las instalaciones cumplan con las Normas Oficiales Mexicanas y con las especificaciones de CFE, y que la potencia de tu fuente no sea mayor de 500kW.
- La duración del contrato es indefinida y puede terminarse cuando lo desees.

TRAMITE DEL CONTRATO DE INTERCONEXION Y EN SU CASO EL CONVENIO DE SERVICIOS DE TRANSMISION

Las áreas de atención del Suministrador para el trámite del Contrato de Interconexión y en su caso el convenio de servicios de transmisión se indican en el ANEXO 1 (Conceptos de aplicación de los modelos de contratos de interconexión y de los convenios de servicios de transmisión para Fuentes de Energías Renovables o Cogeneración Eficiente) del documento de las **reglas generales** (que expide la CRE) de interconexión al SEN.

El **Suministrador** conforme a sus facultades, le proporcionara al Solicitante, los requerimientos técnicos, administrativos y legales para cumplir con este trámite.

Una vez solicitado el trámite del contrato de interconexión y, en su caso, el convenio de servicios de transmisión, el **Solicitante** se coordinara con el **Suministrador** para la elaboración de los anexos asociados al Contrato de Interconexión en los casos que aplique y en los formatos que le sean proporcionados.

- **Solicitante:** Persona física o moral que gestiona ante el Suministrador la suscripción de un contrato de interconexión y convenios asociados al Sistema.
- **Suministrador:** La Comisión Federal de Electricidad.

Requisitos técnicos para la interconexión de fuentes distribuidas de generación

Definiciones

Generación Distribuida (GD): Equipos e instalaciones de generación eléctrica conectadas al sistema eléctrico nacional por medio de un punto de interconexión.

- **Fuente de Energía Distribuida (FED) en Pequeña Escala:** potencias menores o iguales a 30 kW en **Baja Tensión**.
- **Fuente de Energía Distribuida en Mediana Escala:** mayores a 30 kW y menores a 500KW.

Sistema Eléctrico: Equipos e instalaciones que entregan energía eléctrica a una carga.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN): Sistema eléctrico disponible en toda la república y que entrega energía eléctrica a las redes eléctricas locales.

Sistema Eléctrico Local (SEL): Sistema eléctrico contenido enteramente dentro de uno o varios recintos y que no pertenece al Sistema Eléctrico Nacional.

Fuente de Energía Distribuida (FED): Fuente de energía eléctrica que no está directamente conectada a los grandes sistemas de transmisión. Las fuentes incluyen generadores y tecnologías de almacenamiento de energía.

Interconexión: El resultado del proceso de conectar una fuente de energía distribuida al Sistema Eléctrico Nacional.

Isla: Condición en la cual una porción del sistema eléctrico nacional es energizado únicamente por uno o más sistemas eléctricos locales a través de los puntos de interconexión mientras que esta porción del sistema eléctrico nacional está eléctricamente separado del resto del SEN.

Isla intencional: Una condición de operación en isla planeada.

Isla no intencional: Condición de operación en isla no planeada.

Punto de interconexión (PI): Punto donde un sistema eléctrico local es conectado al Sistema Eléctrico Nacional.

Punto de Conexión de una Fuente de Energía Distribuida: Punto en el que una fuente de energía distribuida (FED) es eléctricamente conectada a un sistema eléctrico ya sea local o nacional.

Requisitos técnicos para la interconexión de Fuentes Distribuidas de Generación en pequeña escala.

Se establece los requisitos y especificaciones técnicas para la interconexión entre una fuente de energía distribuida en pequeña escala y el sistema eléctrico nacional.

Requerimientos y Especificaciones Técnicas para la Interconexión

Los requisitos establecidos deben cumplirse en el punto de interconexión aunque los dispositivos usados para cumplirlos estén localizados en otro lugar. Los requisitos aplican tanto para la interconexión ya sea de una sola Fuente de Energía Distribuida o bien para varias, contenidas en un solo Sistema Eléctrico Local.

- Servicio de uso residencial hasta 10 kW.
- Servicio de uso general en **baja tensión** hasta 30 kW.

Con una tensión Menor o igual a 1KV.

Regulación de Tensión: La FED no deberá regular la tensión en el punto de interconexión. Así mismo no debe causar que la tensión de suministro del SEN salga de lo requerido por la CFE.

Sincronía: Para la interconexión de la FED con el SEN, se requerirá contar con los dispositivos necesarios para sincronizar ambos sistemas. Para los casos de esquemas de cogeneración, la FED entrará en paralelo con el SEN sin causar fluctuación de tensión mayor a +/-5% de los niveles de tensión del SEN en el punto de interconexión y deberá cumplir con los requerimientos de disturbios que establezca CFE.

Energización del Sistema Eléctrico Nacional: La FED no debe energizar el SEN cuando el SEN esté desenergizado.

Condiciones Anormales de Operación: El FED deberá contar con los dispositivos de protección adecuados para desconectarse del SEN en caso de fallas en el propio SEN al cual se encuentra conectado, como se muestra en la figura siguiente figura.

Requisitos técnicos para la interconexión de Fuentes Distribuidas de Generación en Pequeña escala.

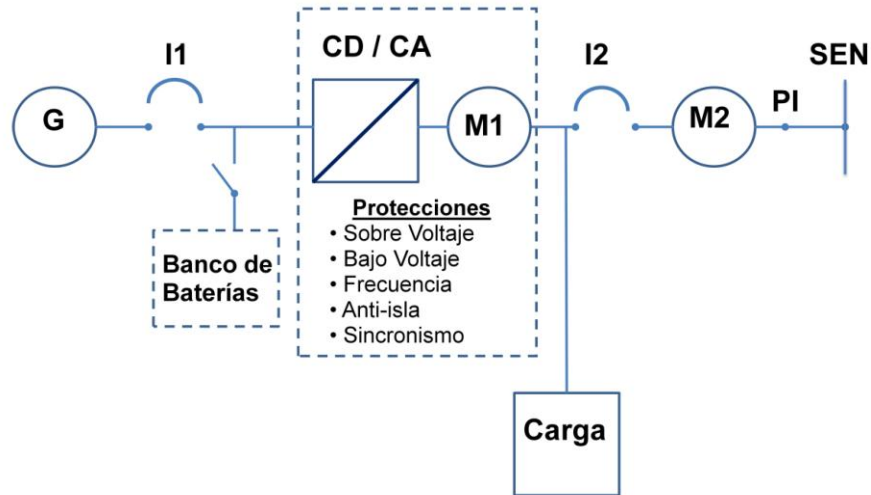


Figura 58. Esquema para la interconexión de generación en pequeña escala (M1 medidor uno, fusible o interruptor termomagnético I1).

El uso del banco de baterías es opcional. El convertidor CD/CA es opcional de acuerdo al equipo usado para generar.

Voltaje: La protección en el PI deberá detectar el valor rms o la frecuencia fundamental del voltaje de alimentación del suministrador de cada fase a neutro. Los tiempos totales de desconexión dependiendo del nivel de voltaje se indican en la siguiente figura. Los dispositivos de voltaje podrán ser fijos o ajustables en campo.

Rango de tensión (% de la tensión de base)	Tiempo de liberación (s)
V<50	0.16
50≤V<88	2.00
110<V<120	1.00
V≥120	0.16

Figura 59. Respuesta a tensiones anormales en el PI para una FED ≤30KW, tiempo máximo de operación.

El voltaje deberá ser detectado en el PI o punto de conexión del FED de acuerdo a la figura 59. La capacidad del fusible o interruptor termomagnético I1 debe ser seleccionado en función de la capacidad del generador, y el I2 debe ser seleccionado en función de la carga del servicio.

Requisitos técnicos para la interconexión de Fuentes Distribuidas de Generación en Pequeña escala.

Frecuencia: Cuando la frecuencia del sistema se encuentre en los rangos dados en la figura 60 la protección en el PI deberá operar con los tiempos totales indicados en dicha figura. Los dispositivos de frecuencia podrán ser fijos o ajustables en campo. Los ajustes de baja frecuencia deberán ser coordinados con los dispositivos del SEN.

Tamaño de la planta (KW)	Rango de frecuencia (Hz)	Tiempo de liberación (s)
≤30	>60.5	0.16
	<59.5	0.16

Figura 60. Respuesta a frecuencias anormales en el PI.
Una FED ≤30 KW, tiempo máximo de operación.

Re-Conexión al PI: Después de un disturbio, el FED no deberá reconectarse hasta que el voltaje en el PI esté dentro de los límites pre-establecidos por la CFE y la frecuencia esté entre 59.3 Hz y 60.5 Hz.

Para los casos en que el FED cuente con equipo de reconexión automática deberá ser ajustado de tal manera que la re-conexión se de 5 minutos después de que el voltaje y la frecuencia se hayan restablecido dentro de los límites indicados anteriormente.

Operación en Isla

Operación en Isla No Intencional: Para una operación en isla no intencional en la que la FED alimenta una parte del SEN en el PI, la FED deberá detectar esta condición y desconectarse del SEN en un tiempo no mayor a medio segundo.

Otros: Debido a la magnitud de la capacidad de generación, este tipo de proyectos no requiere de dispositivos especiales de protección en el SEN.

El generador debe asegurarse que sus instalaciones cuenten con dispositivos de control y protección, diseñados para **prevenir la formación de una isla** eléctrica involuntaria al ocurrir cualquier disturbio eléctrico. No se aceptará el uso de fusibles para proveer esta función.

Requisitos técnicos para la interconexión de Fuentes Distribuidas de Generación en Pequeña escala.

El medidor M1 que se indica en la figura 58 tiene la función de registrar la generación total en kWh de la FED y deberá ser suministrado por el generador o integrado como parte del FED. El medidor M2 es el medidor de facturación.

El generador será responsable de operar, mantener y reparar sus instalaciones a fin de que éstas cumplan en todo momento con los requisitos de seguridad y confiabilidad de la operación en paralelo con el sistema.

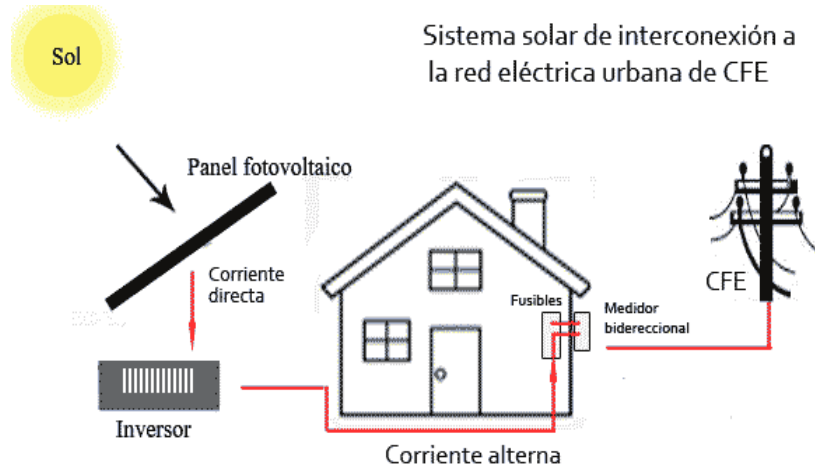


Figura 61. Diagrama de flujo de una planta generadora de energía fotovoltaica para interconexión a la red de energía eléctrica de CFE.

Requisitos técnicos para la interconexión de Fuentes Distribuidas Generación en pequeña **mediana escala.**

Requerimientos y Especificaciones Técnicas para la Interconexión

Los requerimientos deben ser cumplidos en el punto de interconexión aunque los dispositivos usados para cumplir estos requerimientos estén localizados en otro lugar distinto al punto de interconexión. Los requerimientos aplican tanto para la interconexión ya sea de una sola FED o bien para varias FED contenidas en un solo SEL.

Regulación de Tensión: La FED no deberá regular la tensión en el punto de interconexión. La FED no deberá causar que la tensión de suministro del SEN salga de lo requerido por la CFE.

Sincronía: La FED entrará en paralelo con el SEN sin causar fluctuación de tensión mayor a +/- 5 % de los niveles de tensión del SEN en el punto de interconexión y deberá cumplir con los requerimientos de disturbios que establezca CFE.

Energización del Sistema Eléctrico Nacional: La FED no debe energizar el SEN cuando el SEN esté desenergizado.

Dispositivo de Desconexión: Se deberá contar con un dispositivo de desconexión accesible, con dispositivos de bloqueo.

Condiciones Anormales de Operación: El FED deberá contar con los dispositivos de protección adecuados para desconectarse del SEN en caso de fallas en el propio SEN.

Requisitos técnicos para la interconexión de Fuentes Distribuidas de Generación en Mediana escala.

Voltaje: La protección en el PI deberá detectar el valor rms o a frecuencia fundamental de cada voltaje de fase a fase, excepto cuando el transformador para la conexión entre el SEL y el SEN sea Estrella-Estrella aterrizado, o monofásico, en donde se deberá detectar el voltaje de fase a neutro. Los tiempos totales de desconexión dependiendo del nivel de voltaje se indican en la siguiente figura. Los dispositivos de voltaje podrán ser fijos o ajustables en campo para FEDs menores o iguales a 30kW de capacidad total, y ajustables en campo para FEDs mayores a 30kW de capacidad total. El voltaje deberá ser detectado ya sea en el PI o en el punto de conexión del FED.

Rango de tensión (% de la tensión de base)	Tiempo de Operación (s)
$V < 50$	0.16
$50 \leq V < 88$	2.00
$110 < V < 120$	1.00
$V \geq 120$	0.16

Figura 54. Respuesta del sistema de Interconexión con voltajes anormales.
 FED \leq 30KW, tiempo máximo de operación.
 FED $>$ 30KW, tiempo recomendado.

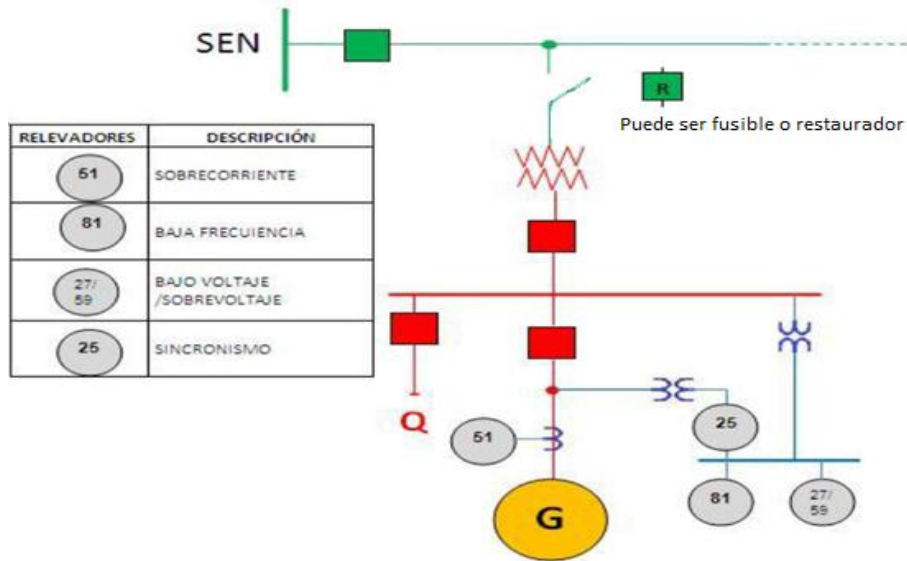


Figura 62. Diagrama básico de interconexión.

NOTA: Cuando el proyecto se localiza en una derivación de la línea troncal, la capacidad de los equipos de protección intermedios al punto de interconexión, deben seleccionarse con base a un estudio de coordinación de protecciones. La capacidad del fusible o restaurador ubicado en el punto de interconexión debe seleccionarse en función de la carga del servicio. Se recomienda utilizar fusibles de operación rápida tipo “K”.

Requisitos técnicos para la interconexión de Fuentes Distribuidas de Generación en Mediana escala.

Frecuencia: Cuando la frecuencia del sistema se encuentre en los rangos dados en la figura siguiente la protección en el PI deberá operar con los tiempos totales indicados en la misma. Los dispositivos de frecuencia podrán ser fijos o ajustables en campo para FEDs menores o iguales a 30kW de capacidad total, y ajustables en campo para FEDs mayores a 30kW de capacidad total. Los ajustes de baja frecuencia deberán ser coordinados con los dispositivos del SEN.

Capacidad del FED	Rango de frecuencia (Hz)	Tiempo de Operación (s)
≤30 KW	>60.5	0.16
	<59.5	0.16
30 >KW	>60.5	0.16
	59.8 - 57.9 (ajustable)	0.16 – 300 (Ajustable)
	57.0	0.16

Figura 63. Respuesta del Sistema de Interconexión con frecuencias anormales.

FED ≤30 KW tiempo máximo de operación.

FED 30 >KW tiempo recomendado.

Re-Conexión al SEN: Después de un disturbio, el FED no deberá reconectarse hasta que el voltaje en el SEN este dentro de los límites preestablecidos por la CFE y la frecuencia este entre 59.3 Hz y 60.5 Hz. El sistema de interconexión del FED deberá incluir un retardo de tiempo ajustable (o fijo a 5 min.) para retardar la reconexión hasta 5 min, después de que el voltaje y la frecuencia se hayan restablecido dentro de los límites indicados anteriormente.

Operación en Isla No Intencional: Para una operación en isla no intencional en la que la FED alimenta una parte del SEN en el PI, la FED deberá detectar esta condición y desconectarse del SEN en un tiempo no mayor a medio segundo.

Otros: Debido a la magnitud de la capacidad de generación, este tipo de proyectos no requiere de dispositivos especiales de protección en el SEN. El generador debe asegurarse que sus instalaciones cuenten con dispositivos de control y protección, diseñados para prevenir la formación de una isla eléctrica involuntaria al ocurrir cualquier disturbio eléctrico. No se aceptará el uso de fusibles para proveer esta función. El generador será responsable de operar, mantener y reparar sus instalaciones a fin de que éstas cumplan en todo momento con los requisitos de seguridad y confiabilidad de la operación en paralelo con el sistema.

CAPÍTULO IV

CAPITULO IV. ESTUDIOS NECESARIOS EN UN PROYECTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA



Estudios necesarios para un proyecto de Generación Distribuida

En este capítulo, se da a conocer los **Estudios** de Sistemas de Potencia para cogeneración, con la finalidad de brindar una idea general de la problemática que se puede enfrentar y, que hay que considerar, en el momento que se dese integrar la GD a la red de distribución.

¿Qué se Necesita Realmente?

La adición de generación complica en gran medida el diseño y operación de un sistema de potencia industrial o comercial, especialmente si se ha montado posteriormente sobre un sistema existente.

Para garantizar que una planta de cogeneración operará de manera segura, confiable y económica, se requiere **realizar estudios de sistemas de potencia** durante las etapas de planeación y diseño conceptual del proyecto, así como periódicamente durante la vida útil de la planta. Estos estudios se perfeccionan durante las etapas de diseño a medida que los conceptos maduran. **Los Estudios de Sistemas de Potencia** que **son aplicables** a las instalaciones de cogeneración existentes o en etapa de planeación se discuten y se relacionan con el tamaño y la complejidad de la planta.

Se proporcionara orientación, sobre el alcance y la utilidad de cada estudio, los beneficios esperados, y su **aplicabilidad a los sistemas que van desde 100 kW hasta 50 MW o más de capacidad.**

Se concluye que **Los Estudios de Sistemas de Potencia** son un importante primer paso para el diseño de plantas y puede resultar en ahorros de capital y de operación, así como en la mejora de la seguridad global y en la confiabilidad de la instalación, también algunos estudios, aunque útiles, no son siempre necesarios para las plantas pequeñas, relativamente simples.

Se proporciona una guía para los posibles propietarios, operadores o diseñadores de las instalaciones de cogeneración en relación con el alcance y los beneficios de cada estudio, así como su aplicabilidad a las dimensiones y complejidad de una planta.

La discusión se limita a las instalaciones de cogeneración que se modernizan en los sistemas de potencia industriales existentes, ya que esta es una característica de muchos de los sistemas de cogeneración que se están planificando en la actualidad. Este documento abarca los siguientes estudios, que son aplicables a los tamaños del sistema que van desde 100 kW hasta 50 MW o más grandes:

- Estudio de la cargas eléctricas.
- Estudios económicos, estructura de las tarifas eléctricas y de confiabilidad.
- Estudio de la corriente de cortocircuito.
- Estudio de coordinación de los dispositivos de protección.
- Estudio flujos de carga / arranque de motores.
- Estudio de estabilidad transitoria.

Estos estudios ayudan a proporcionar las respuestas a las siguientes preguntas importantes sobre la planeación de una instalación de cogeneración.

- ¿Es rentable la cogeneración eficaz versus el rasurado de picos?
- ¿Qué tan grande debe ser la unidad?
- ¿Cuándo se incluye el costo de las interrupciones?
- ¿Es más económico instalar una unidad o varias unidades más pequeñas?
- ¿Dónde debe estar conectada la unidad en el sistema de energía para minimizar las corrientes de cortocircuito, pero también mantener el flujo de potencia y los niveles de tensión aceptables?
- ¿Cuál será el impacto en el resto del sistema eléctrico?
- ¿Qué modificaciones son necesarias para el sistema?
- ¿Mantendrá estabilidad la unidad durante la pérdida del suministro de la empresa eléctrica durante el arranque de motores o después de un cortocircuito en el sistema?
- ¿Cuál es el mejor esquema de protección para la unidad, teniendo en cuenta los requisitos de la empresa eléctrica?
- ¿Afectarán los requisitos de la empresa eléctrica el funcionamiento de la planta? si es así, ¿cómo?

Aunque las consideraciones mecánicas son importantes en la planificación de una instalación de cogeneración, ellas están más allá del alcance de este capítulo.

ESTUDIO DE CARGAS ELÉCTRICAS

El propósito de este estudio es determinar las cargas reales y reactivas que serán suministradas por el generador. Como parte de este análisis, se desarrollan las curvas de carga eléctrica que proporcionan el régimen de operación para el generador y se utilizan para el análisis económico que se discute más adelante. El estudio de cargas eléctricas es importante para evaluar la viabilidad económica de la cogeneración y para determinar el diseño óptimo y operación de las instalaciones. También se realiza periódicamente durante el funcionamiento de la planta para comparar las cargas reales con las de diseño y para supervisar las tasas de crecimiento de la carga.

Método de Análisis

El estudio se inicia con la recolección de las facturas de la empresa suministradora durante los últimos 24 meses o más. Se deben obtener las facturas de la empresa eléctrica, y no los resúmenes de la carga, ya que las **facturas contienen** una buena cantidad de **información como:**

- La clase de servicio al cliente.
- El uso de la demanda y la energía y el período de medición.
- Para las tarifas horarias, la carga máxima para el pico, el hombro del pico, y los períodos fuera de pico.
- Penalizaciones por factor de potencia.
- Los costos de ajuste de combustible/kWh y total.
- Los costos segregados de la energía/kWh, de la demanda/kW, y el costo total de cada componente.

La clase de servicio al cliente identifica el cuadro tarifario actual de la empresa suministradora. Aunque el programa de tarifas en consideración será diferente del actual (si la cogeneración no está instalada actualmente), el programa actual define el intervalo

de demanda y decide si y donde se va a utilizar una ventana deslizante o intervalo de demanda fijo. Esta información se utiliza para comparar las mediciones de campo reales con las mediciones en los medidores de la empresa suministradora. Además, para las tarifas horarias, el cuadro tarifario actual definirá los momentos del día para el pico, hombro - pico, y los períodos fuera de pico. Esta información se utiliza para caracterizar la carga de la planta y el desarrollo de las curvas de carga.

Aunque el uso de la demanda y de la energía es importante, conociendo el período de facturación se puede comprobar la exactitud de la medición de campo. Con frecuencia, el período de facturación abarca partes de dos meses. Midiendo las cargas durante el mismo período de facturación, ellas se pueden comparar con los valores de la empresa suministradora para verificar la exactitud de las mediciones.

Por último, si se obtienen de las facturas de la empresa suministradora durante al menos dos años, se puede obtener una tasa aproximada del crecimiento de la carga. Esto es necesario para que la planta puede ser diseñada para satisfacer el crecimiento de carga previsible. Si las facturas de los últimos cinco años están disponibles, se deben analizar para desarrollar un valor más exacto de la tasa de crecimiento de la carga. Además, se deben realizar conversaciones con ejecutivos de la compañía para adquirir conocimientos de cargas futuras o ampliaciones del sistema para que puedan ser incorporados en el panorama de crecimiento de la carga.

Se debe tener una plática con el gerente de la planta para obtener información sobre el funcionamiento de esta. Si la planta tiene un sistema de administración de la carga existente, se pueden tener una gran cantidad de datos de la carga y, posiblemente, las curvas de carga. Además de los datos del sistema de administración de la carga, se debe obtener la siguiente información del gerente de la planta:

- El número de turnos de trabajo diario.
- La frecuencia de trabajos de los fines de semana y en días feriados.

- Los períodos cuando la planta se encuentre apagada o con carga mínima, como los domingos días de fiesta, y desconectada por mantenimiento o por inventario.
- Cualquier fluctuación de la carga que se produce habitualmente durante el día, tales como cargas bajas durante los períodos de almuerzo.
- El ciclo aproximados de carga y operación de las máquinas que funcionan de forma intermitente, pero que causan diariamente picos agudos, tales como grúas, prensas y amoladoras; también, las cargas que se utilizan para sólo unas pocas horas de forma continua por mes, que afectan a la demanda mensual.

A	261.7	V	A	301.2	KW
B	260.5	V	B	338.2	KW
C	257.0	V	C	298.0	KW
Total				938.3	KW
A	1,342	KA	A	180.9	KVAR
B	1,454	KA	B	170.5	KVAR
C	1,312	KA	C	156.6	KVAR
Total				508.1	KVAR
A	351.3	KVA	A	0.86	FP
B	378.0	KVA	B	0.89	FP
C	337.4	KVA	C	0.89	FP
Total	1.0667	MVA	Total	0.88	FP

Figura 64. Ejemplo de medición de cargas.

Esta información ayuda a caracterizar el perfil de la carga en la planta. Dependiendo del costo relativo de la demanda y la energía y el factor de carga en la planta, el rasurado de picos puede ser más económico que la cogeneración.

Con base en la información obtenida de facturas de pasados servicios y de las conversaciones con ejecutivos de la compañía y el director de la planta, se llevan a cabo mediciones de carga reales. Se necesitan tanto las cargas mínimas como las máximas. Las cargas deben ser medidas en los buses que son candidatos probables para la conexión del generador, y en varios otros buses que se requieren para un estudio de flujo de carga que se verá más adelante. Se miden los siguientes parámetros:

- Potencia real (activa) [KW].
- Potencia reactiva [kVAR].
- Potencia aparente (kVA),
- Voltaje.
- Amperes.
- Factor de Potencia.

La figura 64 muestra la salida de un instrumento que utiliza un microprocesador para registrar y almacenar los datos. Las cargas en el servicio se miden durante un período de 30 días, si es posible. Las cargas en los otros buses se pueden medir por períodos más cortos si el ciclo de carga diaria no varía ampliamente.

Los datos medidos se tabulan, y las curvas de carga se desarrollan diariamente, semanalmente, y anualmente sobre la base de las mediciones y otra información obtenida durante el análisis. Estos datos son utilizados entonces para determinar un tamaño preliminar para el generador junto con las cargas térmicas (que no se discuten en este capítulo) y el rango de la carga sobre las que la unidad va a operar.

Beneficios

El estudio de la carga eléctrica es esencial para un proyecto de cogeneración de cualquier tamaño o complejidad. Un estudio exacto de la carga, junto con otros estudios, se traducirá en el tamaño óptimo del generador. Asimismo, el estudio de carga es la entrada para el estudio económico, y los análisis de flujo de carga, y de estabilidad transitoria que se discutirán más adelante.

Estudios económicos, estructura de las tarifas eléctricas y de confiabilidad

El propósito de estos estudios es determinar la viabilidad económica de la instalación de cogeneración y, si es factible, determinar el tamaño óptimo y la configuración de la planta.

Este análisis deberá cubrir las cargas mecánicas ya que la máxima eficiencia de operación se obtiene cuando la planta está produciendo energía tanto eléctrica como térmica. Los aspectos mecánicos de la selección del ciclo de calor (turbina, turbinas de gas o diésel) y otros parámetros no se discutirán en este capítulo, a pesar de que son importantes para el diseño global de la planta.

Además de cogeneración este análisis debe incluir una evaluación preliminar del rasurado del pico, ya que algunas empresas suministradoras tienen cargos altos por demanda y cargos relativamente bajos por energía. Esto es especialmente cierto para las empresas suministradoras que **han instalado recientemente grandes cantidades de generación** de energía nuclear o hidroeléctrica. Estos tipos de plantas tienen altos costos de capital, pero los costos de operación son relativamente bajos, que dan lugar a cargos altos por demanda, pero cargos bajos por energía para los clientes. Para estas situaciones la relación beneficio-coste puede ser mayor para la generación para el rasurado del pico que la cogeneración.

Método de Análisis

Los resultados del estudio de la carga eléctrica se utilizan como punto de partida para este análisis. De las restricciones de funcionamiento mecánico/térmico, se puede desarrollar una curva de generación eléctrica para todo el año. Esta curva se superpone sobre la curva de carga eléctrica anual como se muestra en la figura 65. A partir de estas dos curvas se pueden determinar para el año las transacciones de energía y potencia con la empresa suministradora.

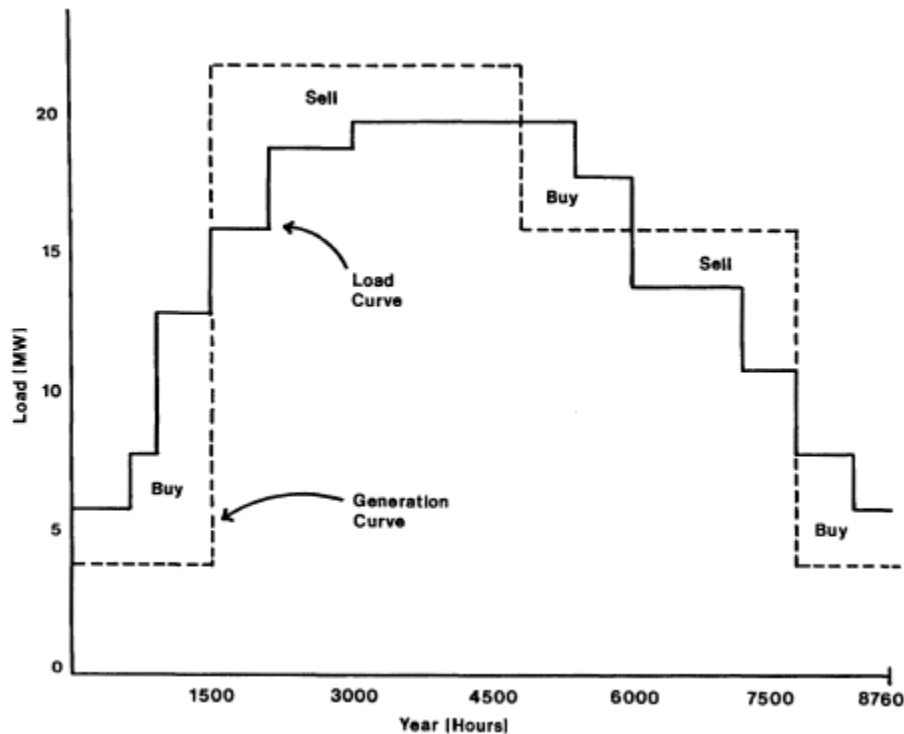


Figura 65. Curvas de carga y generación.

La estructura de la tarifa puede ser complicada y puede implicar los siguientes componentes de costo:

- Un cargo por tarifa horaria y cargo por energía de temporada y los cargos por ajuste de combustible.
- Un cargo por demanda contractual con base estacional.
- Una cuota de interconexión.
- Los cargos anuales para cubrir la operación, el mantenimiento y los impuestos de propiedad asociados con los refuerzos requeridos por la empresa eléctrica.

Los cargos de energía por tarifa horaria varían según la temporada y con la hora del día. Las compras durante los períodos de carga pico en la empresa eléctrica son más expresivos que durante los períodos fuera de pico.

Estudios económicos, estructura de las tarifas eléctricas y de confiabilidad

El cargo por demanda contractual es el costo/kW por una demanda "previamente convenida" que se estipula en el contrato. Si la demanda real supera esta demanda contractual por solo un mes, se convierte en la nueva demanda contractual para los once meses posteriores a menos que sea superado por una mayor demanda. Severas penalizaciones se imponen si la demanda real supera la demanda contractual en algún porcentaje. Por el contrario, si la demanda real es menor que la demanda contractual, el cliente pagará el cargo por demanda contractual.

El **cargo por interconexión** incluye los costos de ingeniería y administrativos de la empresa eléctrica relacionados con la instalación de cogeneración, así como el costo de la incorporación de las disposiciones de seguridad en su sistema. El costo de los refuerzos del sistema también se incluye en este cargo. La empresa eléctrica también puede cobrar un porcentaje anual del cargo de interconexión para cubrir la operación, mantenimiento, y los impuestos de propiedad asociados a las modificaciones del sistema de la empresa eléctrica necesarios para las instalaciones de cogeneración.

Una vez calculados los cargos anuales de la empresa suministradora, ellos se añaden a los gastos operativos anuales de la instalación de cogeneración. Estos gastos incluyen:

- Combustible, incluyendo el transporte.
- Trabajo operativo de la planta.
- Mantenimiento.
- Seguro y los impuestos de propiedad.

El costo de operación total es la suma de los cargos anuales de la empresa suministradora y el costo de operación de la planta. El ingreso anual es la suma de los ingresos procedentes de las ventas de energía y los ahorros en los cargos actuales de la empresa suministradora. La diferencia entre el costo anual de operación y los ingresos anuales son los ingresos anuales procedentes de la cogeneración.

Estudios económicos, estructura de las tarifas eléctricas y de confiabilidad

	(1)	(2)	(2)-(1)=(3)			(3)-(4)
Año	Costo de Operación	Entradas Anuales	Facturación Anual	Depreciación	Impuestos	Entradas después de Impuestos
1	\$2000	\$ 4000	\$2000	\$1300	\$ 336	\$1664
2	3000	6000	3000	1300	816	2184
3	4000	8000	4000	1300	1296	2704
4	6000	10,000	4000	1300	1296	2704
5	8000	12 000	4000	1300	1296	2704

$$\text{Capital cost} = \$6500. \text{ All dollars in } \$1000. \quad \$6500 = \frac{\$1664}{(1+i)^1} + \frac{\$2184}{(1+i)^2} + \frac{\$2704}{(1+i)^3} + \frac{\$2704}{(1+i)^4} + \frac{\$2704}{(1+i)^5}$$

$i = 22.2$ percent rate of return.

Figura 66. Ejemplo de análisis económico.

Estos ingresos anuales son la devolución al propietario antes de impuestos.

Los créditos fiscales, la depreciación fiscal y los impuestos de renta se restan de este retorno para obtener un ingreso o rendimiento anual después de impuestos.

Este ingreso después de impuestos se equipara al costo de capital de la instalación de cogeneración con base serie de valor presente para obtener una tasa de retorno después de impuestos. La figura 66 ilustra este procedimiento durante un período de cinco años. Para simplificar, se utiliza una depreciación fiscal en línea recta y los créditos fiscales a la inversión no son considerados.

En la actualidad, la depreciación fiscal podría ser superior a cinco años y un crédito fiscal podría ser permitido. Si el análisis anterior indica que la planta es económicamente factible, entonces, se debe considerar si se utiliza una sola máquina o varias unidades. Una sola máquina grande tendrá un menor costo de capital/kW, pero no hay ningún respaldo ante las interrupciones forzadas u otros mantenimiento distintos a los de la empresa suministradora. Varias unidades proporcionarán redundancia adicional de tal manera que las compras a la empresa eléctrica se reducen al mínimo durante las interrupciones forzadas o períodos de mantenimiento de la unidad.

Estudios económicos, estructura de las tarifas eléctricas y de confiabilidad

El estudio de varias unidades pequeñas en comparación con una unidad grande se hace sobre una base económica y de confiabilidad. La frecuencia y duración de las interrupciones forzadas de plantas se estiman, y a partir de esto se puede calcular la interrupción anual forzada. Las horas de interrupciones forzadas se multiplican por la capacidad de la planta para obtener los kWh de energía comprada a la empresa eléctrica. Para varias unidades se obtiene una tasa de fallas y tiempo de reparación equivalente. Además de un cargo por energía, se incurrirá en un cargo por demanda durante una interrupción forzada. La demanda promedio anual es el producto de la tasa de falla y la capacidad nominal de la máquina. Para varias unidades, se desarrolla un índice de falla equivalente.

También se calcula la energía y la demanda de paradas para mantenimiento. El uso de energía es el producto del tiempo de mantenimiento y el tamaño de la unidad. El uso de la demanda es meramente el tamaño de la unidad por el número de meses de interrupción redondeado al número entero siguiente.

El costo de las interrupciones forzadas y paradas de mantenimiento se añade a los previamente discutidos costos de compra de potencia y energía a la empresa eléctrica y se incluye en la evaluación económica para cada tamaño de la planta alternativa.

Beneficios

Los estudios económicos, de la estructura de tarifas de la empresa eléctrica, y los de confiabilidad determinan la viabilidad económica de la instalación de una planta de cogeneración. Ellos también determinan si es más atractiva una sola unidad grande o varias unidades pequeñas. Los análisis económicos y los de la estructura de tarifas de la empresa eléctrica son esenciales para cualquier tamaño de planta. Sin embargo, el análisis de confiabilidad requiere datos sobre las tasas de falla y los tiempos de reparación de las instalaciones de cogeneración que no siempre están fácilmente disponibles. El análisis de confiabilidad se complica aún más cuando varios generadores comparten un sistema mecánico común. Por estas razones, es generalmente aconsejable aplicar juicio de ingeniería para determinar los tiempos de interrupción forzada de las unidades pequeñas (de menos de 1,000 kW) y hacer un análisis detallado de las unidades más grandes.

Estudio de la corriente de cortocircuito

El propósito de este estudio es determinar si los dispositivos de protección existentes pueden interrumpir con seguridad las más grandes corrientes de falla derivadas de la adición de generación en el sistema y para identificar cualquier cambio del sistema requerido para reducir las corrientes de cortocircuito. Este estudio también determina el mejor punto en el sistema de potencia industrial para conectar los generadores y reducir al mínimo las corrientes de cortocircuito. El estudio se actualiza normalmente cada cinco u ocho años de operación de la planta o cuando se realizan cambios grandes en el sistema de alimentación.

Se llevan a cabo cálculos por computadora de las fallas trifásicas y de una línea a fallas a tierra, aunque para sistemas radiales simples, son aceptables los cálculos conservadores a mano.

Método de Análisis

Existen condiciones para la cogeneración que se deben abordar en un estudio de cortocircuito que no están cubiertos específicamente en este capítulo.

Para ilustrar algunas de estas condiciones, refiérase a la figura 67 para este sistema las alternativas en estudio son la adición de tres unidades de 5MVA o una unidad de 15MVA. Algunas opciones posibles son las siguientes.

- Instale una unidad de 15MVA en el bus A, B o C.
- Instale una unidad de 5MVA cada uno en los buses A, B, y C.

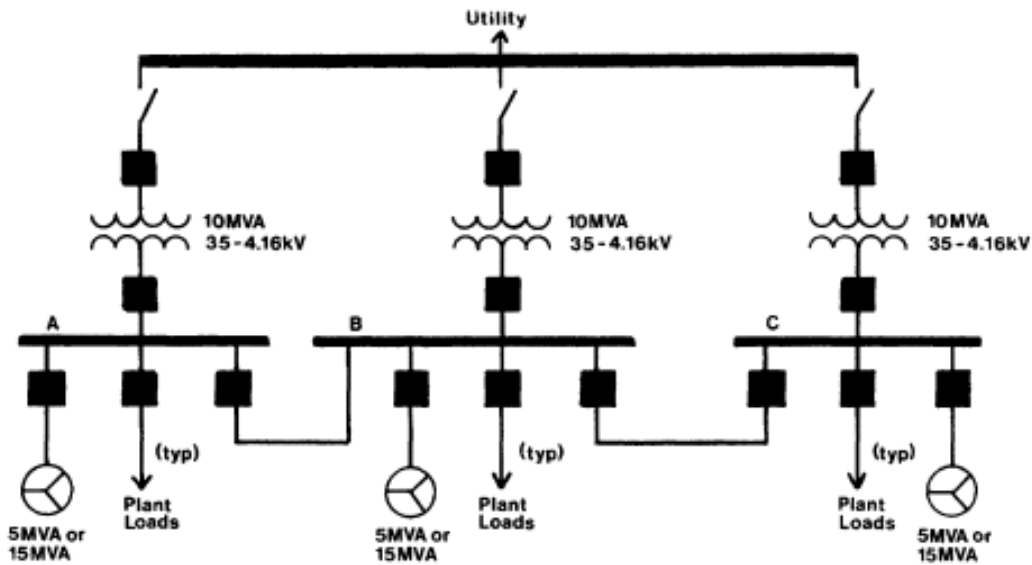


Figura 67. Diagrama Unifilar para un sistema de cogeneración.

Cada alternativa tiene diferentes contribuciones de cortocircuito que implican diferentes modificaciones del sistema y los diferentes costos de capital. El análisis podría complicarse aún más si los interruptores en los buses tienen diferentes capacidades nominales de cortocircuito debido a las sucesivas ampliaciones de planta durante un largo período de tiempo. Para evaluar adecuadamente estas opciones las siguientes condiciones podrían ser estudiadas.

Condición I.- Corriente de Corto Circuito Máxima: Esta condición se produce cuando todos los generadores y motores están en funcionamiento, todos los interruptores están cerrados, y se compra la potencia máxima a la empresa eléctrica. Con el generador de 15 MVA a media carga, se requerirán los tres transformadores para satisfacer el equilibrio de la carga máxima de 30MVA. Para el tamaño de 5MVA, podrían estar operando tres generadores para que ante la pérdida de una unidad no se interrumpa el servicio.

Si los niveles de cortocircuito son demasiado altos para las opciones de 5MVA o de 15 MVA, algunas soluciones podrían ser:

Estudio de la corriente de cortocircuito

- Instalar reactores en serie en los interruptores de enlace.
- instalar reactores en serie sólo en aquellos alimentadores que tienen corrientes de falla inaceptables.
- Evitar el cierre de los interruptores de enlace con los tres transformadores en servicio.
- Evitar operar tres generadores con carga parcial.
- Reemplazar los transformadores con unidades que tengan mayor impedancia o agregar reactores en serie a los secundarios.
- Reemplazará el tablero de fuerza.

Cada opción se analiza para encontrar la solución más rentable.

Condición 2.- Corriente de Corto Circuito Mínima: Esta condición es con carga mínima en la planta con sólo dos generadores operando, algunos motores rodando, interruptores de enlace cerrados, y no se compra energía a la empresa eléctrica.

Esta condición se considera si se añadieron reactores en serie a los interruptores de enlace para reducir las corrientes de cortocircuito calculadas bajo la Condición 1. Las corrientes de cortocircuito mínimas podrían ser demasiado bajo para tener una operación rápida de los relevadores de sobrecorriente. Esto podría resultar en daños al equipo y presentar un peligro de seguridad.

Condición 3.- Corriente de Corto Circuito Intermedia: Esta condición es con todos los generadores operando, algunos motores en marcha, todos los interruptores de enlace abiertos, la planta con carga máxima, y comprando potencia a la empresa suministradora. Con los interruptores de enlace abiertos, las corrientes de cortocircuito pueden reducirse a niveles aceptables.

Por lo tanto, mediante el análisis de este caso, se pueden obtener puntos de vista en cuanto a las configuraciones del sistema que dan lugar a condiciones de cortocircuito aceptables.

Al llevar a cabo el anterior análisis se puede encontrar la mejor solución. En algunos casos, se seleccionan restricciones sobre ciertas configuraciones del sistema.

Beneficios

El estudio de las corrientes de cortocircuito determina el mejor punto de conexión eléctrica para el generador o generadores que causen corrientes de cortocircuito mínimas. Identifica las configuraciones del sistema inaceptables, si existe alguna, que podría evitarse si las condiciones de funcionamiento lo permiten. Identifica las modificaciones del sistema que se requieren para reducir los niveles de cortocircuito. Por último, se requiere como entrada para el estudio de coordinación de los dispositivos de protección.

El estudio de las corrientes de cortocircuito es esencial para cualquier proyecto de cogeneración, si bien para pequeños sistemas (100 kW) con alimentaciones radiales, cálculos manuales conservadores son adecuados.

Estudio de coordinación de los dispositivos de protección

El objetivo general de este estudio es desarrollar un esquema de protección que minimice los riesgos para el personal y para el equipo causando la menor interrupción del servicio de la planta. Además de las consideraciones de rutina, este estudio cubre los siguientes aspectos para la cogeneración:

- Requerimientos de protección de la empresa suministradora.
- Cualquier restricción o condición resultante de los requerimientos de protección de la empresa eléctrica que puedan tener efectos adversos para la operación de la planta.
- Dispositivos de protección necesarios para el sistema de generación.
- Modificaciones requeridas en la protección existente en la planta.
- Ajustes para los dispositivos de protección requeridos para interrumpir de manera segura las corrientes de falla y para aislar el componente defectuoso rápidamente.

Este estudio se actualiza normalmente con el estudio de cortocircuito, aproximadamente cada cinco a ocho años, o cuando se realizan cambios importantes en el sistema.

Método de Análisis

Para la cogeneración se analizan e incorporan en el diseño de la planta los requerimientos de protección de la empresa suministradora. Muchas empresas eléctricas tienen requisitos estandarizados para la protección del sistema, aunque varían entre las diferentes empresas suministradoras. La figura 68 es un esquema de protección requerido por una empresa para los clientes con generación de más de 10kW. La protección que necesita el cliente se agrega a estos requisitos. El esquema de protección se muestra en la figura 64 para el servicio de una línea de distribución de una empresa eléctrica que alimenta otras cargas de la empresa suministradora.

Estudio de coordinación de los dispositivos de protección

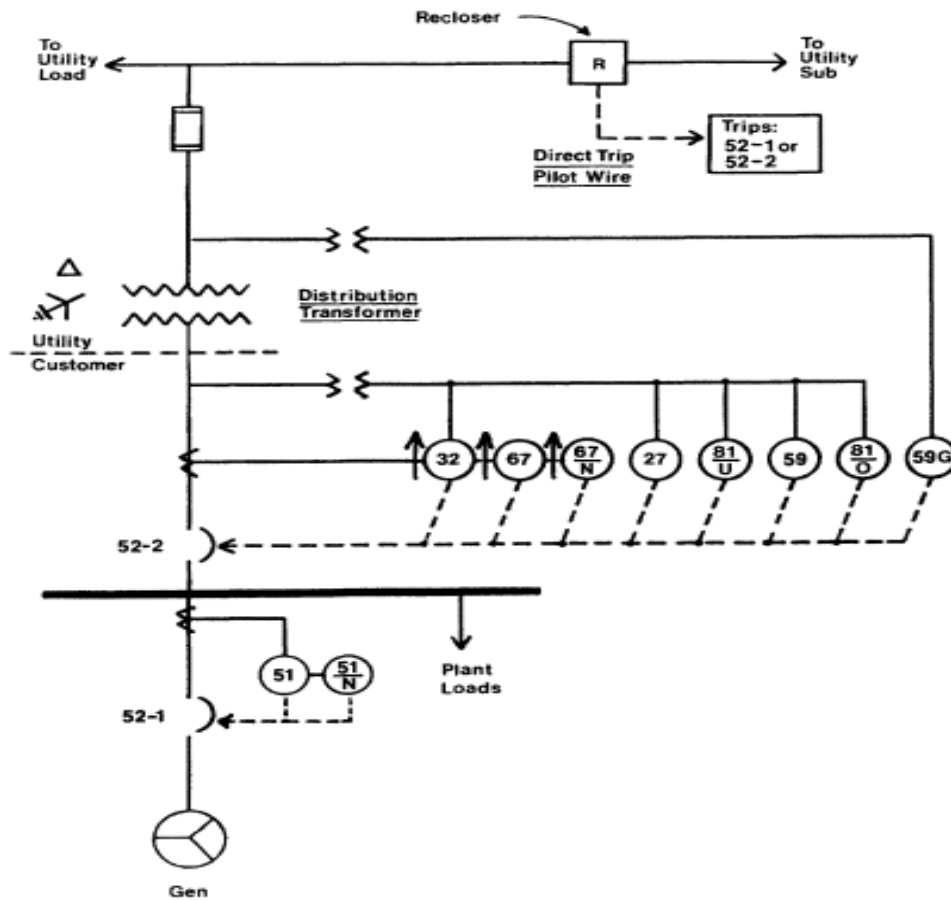


Figura 68. Requisitos de protecciones de la empresa suministradora.

Dado que los requerimientos de protección están destinados a proteger el sistema de la empresa eléctrica, se pueden presentar problemas de operación para la cogeneración. Por ejemplo, a partir de la figura 68, el cliente será desconectado por la empresa suministradora a través de un cable piloto desde el restaurador de la empresa eléctrica, ante una falla en la línea de distribución. Esta es una medida de seguridad para evitar que el cliente energice la línea fallada. Suponiendo que el generador o generadores pueden alimentar la carga total de la planta, la operación debe mantenerse en caso de pérdida de suministro de la empresa eléctrica. Esta contingencia se considera no sólo para el diseño del sistema de protección, sino también para los estudios de flujo de carga y de estabilidad que se discuten más adelante.

Estudio de coordinación de los dispositivos de protección

Beneficios

El estudio de coordinación de los dispositivos de protección desarrolla la protección del sistema necesaria para despejar en forma segura las corrientes de falla con un mínimo de perturbación para las operaciones de la planta. En él se definen los requisitos de protección de la empresa suministradora, evalúa su impacto en las operaciones de la planta, y las integra en el diseño global con el fin de minimizar los efectos adversos sobre la operación de la planta.

Estudio de flujos de carga/arranque de motores

El propósito de este estudio es determinar la capacidad térmica óptima (kVA) y otros parámetros del generador y rectificar las condiciones que causan sobrecargas de equipos o niveles de voltaje pobres. El estudio también determina los flujos de potencia necesarios hacia y desde la empresa eléctrica con el fin de cumplir con los requisitos de factor de potencia y de carga para todas las contingencias previsibles.

Este estudio, junto con el estudio de corto circuito, ayuda a determinar el mejor punto de conexión eléctrica para los generadores. Con frecuencia, el mejor punto de conexión que reduce al mínimo las corrientes de cortocircuito también se traduce en flujos de carga y caídas de tensión inaceptables o cargas inaceptables en la máquina.

Este estudio determina la estabilidad en estado estable de los generadores en condiciones de pérdida del enlace con la empresa eléctrica y en condiciones de arranque de motores sin el enlace con la empresa eléctrica, y es el punto de partida para los estudios de estabilidad. Por último, el estudio determina si, ante la pérdida de un enlace con la empresa suministradora, los generadores pueden mantener suficientemente los niveles de voltaje para arrancar los motores grandes.

El estudio calcula los siguientes parámetros:

- El flujo real y reactivo en cada alimentador conectado al bus.
- El voltaje en cada bus.
- El ángulo en cada bus en relación con la fuente principal (bus suelto).
- Las pérdidas totales reales y reactivas del sistema.

La figura 69 es un ejemplo del resultado de una corrida de computadora de un pequeño sistema para cargas mínimas y sin generación.

Para los sistemas radiales sin generación los flujos de potencia real y reactiva van directamente del servicio de la empresa suministradora a la carga. Sin embargo, para

Estudio de flujos de carga/arranque de motores

sistemas con generación la potencia real y reactiva no necesariamente fluye directamente a las cargas. El flujo de potencia real es controlado por la impedancia y diferencia de ángulo entre los buses de envío y recepción. El flujo de potencia reactiva se controla por los niveles de tensión en estos buses con potencia reactiva que fluye desde el bus con el voltaje más alto. Por lo tanto, si un generador se encuentra aguas abajo, es posible que la potencia real fluya aguas abajo desde el generador a las cargas de la planta, mientras que alguna potencia reactiva fluya aguas arriba a los buses con tensiones más bajas.

Este estudio también se lleva a cabo durante la vida operativa de la planta si se encuentran sobrecargas, si se presentan las condiciones de tensión inadmisibles, o si se requiere corrección del factor de potencia.

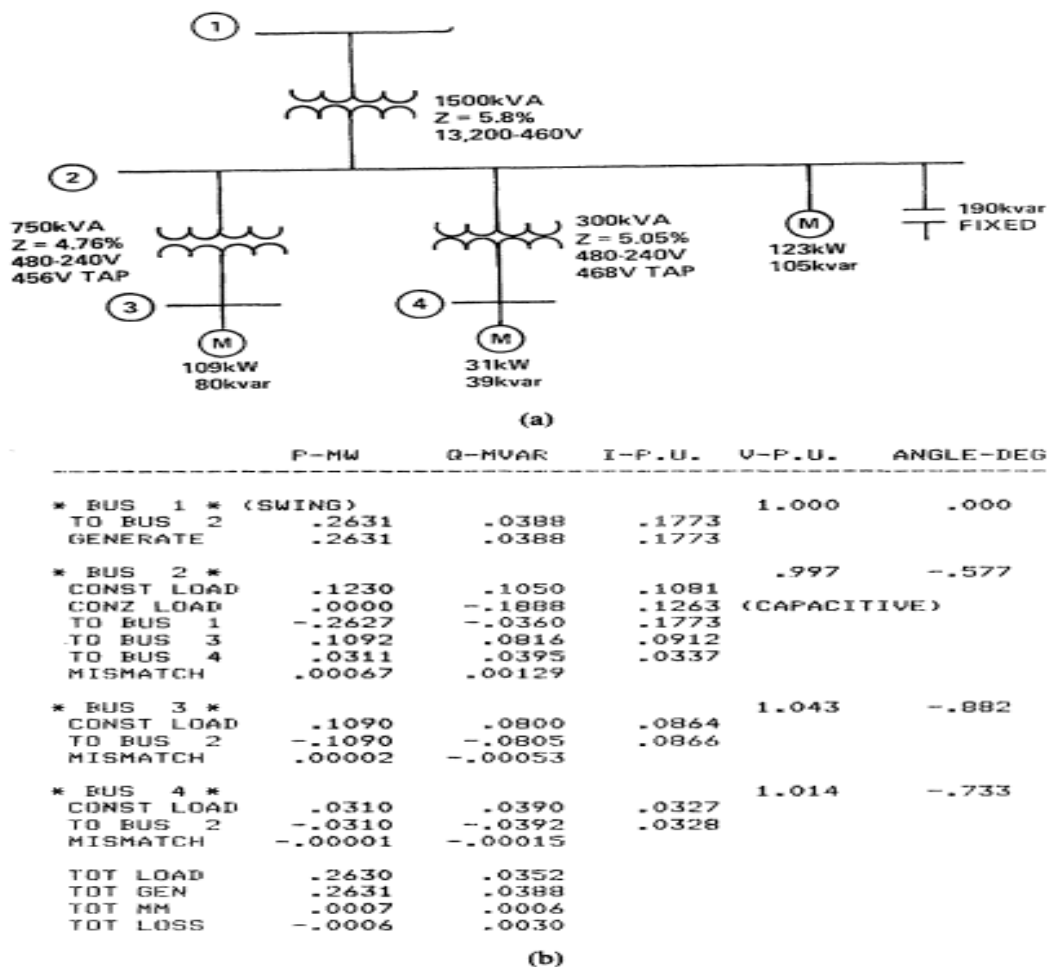


Figura 69. Ejemplo de cálculo de flujos de carga.

Estudio de flujos de carga/arranque de motores

El estudio de flujo de carga implica el análisis por computadora de varios casos, que reflejan los tamaños o diseños alternos del generador, diferentes configuraciones del sistema, o condiciones de funcionamiento alternos tanto para eventos normales como durante contingencias. Para un sistema de cogeneración se consideran los siguientes casos:

1. Toda la generación en operación con la empresa eléctrica conectada para carga máxima en la planta y mínima venta de energía.
2. Toda la generación en operación con la empresa eléctrica conectada para carga mínima en la planta y ventas máximas de energía.
3. Suministro de la empresa eléctrica con carga máxima y mínima en las plantas sin generación.
4. Suministro de generación de cargas máximas y mínimas en la planta y sin empresa suministradora.

Los casos 1 y 2 proporcionaran la relación entre los flujos de la empresa suministradora y la planta, particularmente en el sistema de interconexión.

Se requieren estos flujos para determinar la cantidad de potencia activa y reactiva despachada a la empresa eléctrica. Muchas empresas suministradoras requieren factores de potencia de 98 a 99 por ciento en el bus de interfaz.

Los casos 3 y 4 se utilizan cuando la generación se encuentra en un bus diferente al de la empresa suministradora, particularmente si el bus del generador está aguas abajo y a una tensión diferente de la de la empresa de suministro. El nivel de carga y el voltaje podría ser drásticamente diferente para estos casos.

Si se han seleccionado reactores en serie u otras medidas para reducir las corrientes de cortocircuito, los casos deben ser estudiados con y sin estas medidas correctivas. Con frecuencia, los reactores producen caídas de tensión y flujos de potencia que son inaceptables. Las soluciones que reducen las corrientes de cortocircuito a veces aumentan las caídas de tensión, restringen los flujos de energía y reducen la estabilidad del sistema.

Estudio de flujos de carga/arranque de motores

El caso 4 también se utiliza para determinar las tensiones de la barra en condiciones de arranque de motor. Para esta situación, el motor se modela como una carga de impedancia constante basado en la intensidad de rotor bloqueado. Sin el suministro de la empresa eléctrica, la tensión podría bajar a niveles que impidan el arranque de los motores.

Los cuatro casos anteriores también se estudian en conjunto con alternativas de tamaño de la unidad tratadas previamente para el estudio de la corriente de cortocircuito. Haciendo referencia a la figura 69 se puede ver que los flujos serán diferentes para tres unidades de 5MVA que para una unidad de 15MVA.

Beneficios

El estudio de flujo de carga ayuda a optimizar el diseño general del sistema e identifica los flujos de potencia que causan sobrecargas de equipos y niveles de tensión inaceptables. A través del estudio de varios diseños alternativos y diferentes condiciones de operación, se puede determinar el tamaño del generador, así como el mejor punto de conexión eléctrica dentro del sistema de potencia.

Los parámetros del generador, tales como la potencia nominal en MVA y la tensión nominal, se pueden determinar, así como los valores de las reactancias subtransitoria y transitoria.

El estudio de flujo de carga es de bajo costo para llevarse a cabo una vez que se obtienen los datos de carga. Para sistemas pequeños, como los de solo cinco buses se pueden modelar con relativa facilidad. El estudio de flujo de carga es esencial para los sistemas de 1000 kW o más grandes, especialmente para las configuraciones en anillo.

Para sistemas radiales más pequeños, los cálculos de caída de tensión simples podrían ser aceptables.

Estudio de estabilidad transitoria

El objetivo de un estudio de estabilidad transitoria es determinar si el generador continuará funcionando después de que ocurra una perturbación en el sistema. Una perturbación importante en el sistema podría ser la pérdida repentina del suministro de la empresa eléctrica o una falla trifásica en el sistema de la planta. Además, sin el suministro de la empresa eléctrica, el arranque de los motores de gran tamaño podría reducir la velocidad del generador y provocar caídas de tensión severas.

La pérdida de suministro de la empresa eléctrica es una contingencia importante para el análisis de la estabilidad cuando la generación instalada es igual o superior a la carga de la planta, ya que es deseable mantener el suministro de la generación durante el corte de energía. Si la carga excede la generación, ante la pérdida de la empresa suministradora el sistema se ralentizará y los generadores eventualmente se dispararán. En estos casos se usa un estudio de estabilidad para determinar los esquemas de corte de carga adecuados para que las cargas esenciales puedan ser alimentadas durante el corte de energía.

Método de Análisis

Durante una perturbación del sistema el ángulo del rotor del generador oscila. En un sistema estable estas oscilaciones se amortiguan y finalmente, disminuyen hasta que el ángulo del rotor se restaura a su valor de estado estable. Esta situación se muestra en la figura 70. Para una condición inestable el ángulo del rotor oscila fuera de control. La figura 70 muestra esta condición para el Generador 1, que se sobrecarga, se dispara y se desconecta del sistema.

El estudio de estabilidad requiere los resultados de un estudio de flujo de carga para establecer los niveles de potencia y tensión en todas las máquinas y circuitos de interconexión justo antes de la perturbación. Cuando se aplica la perturbación, otra corrida de flujo de carga determina la potencia de aceleración, que se utiliza para determinar un nuevo ángulo del rotor. Corridas sucesivas de flujo de carga modelan la perturbación del sistema cada 0.01s para cada cambio en el ángulo del rotor. El análisis se continua hasta aproximadamente 1s después de la perturbación.

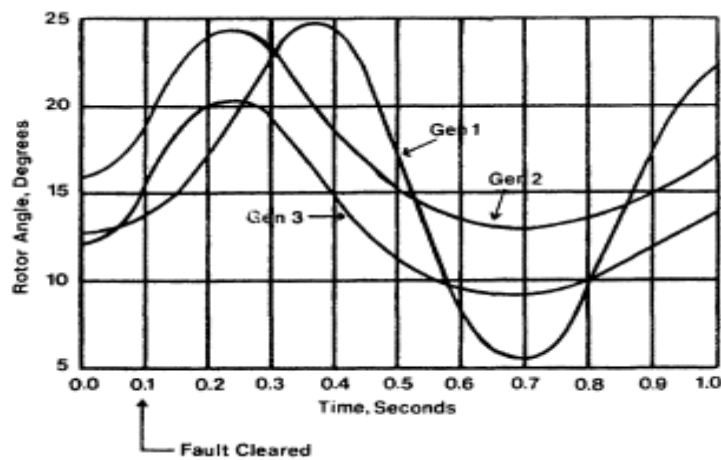


Figura 70. Ejemplo de sistema estable.

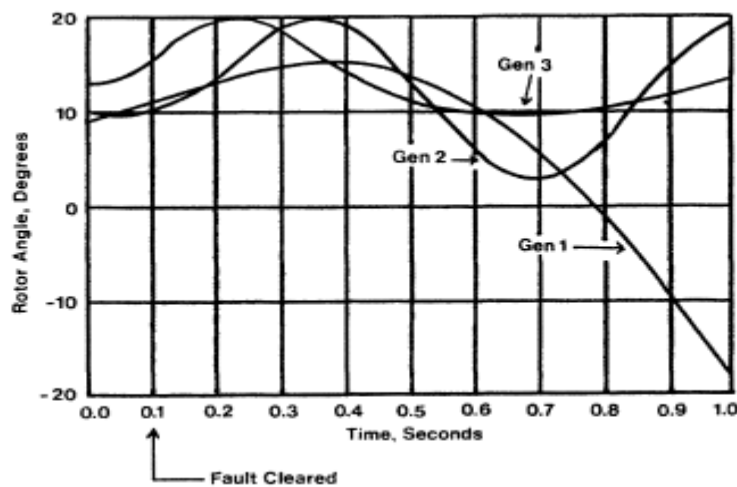


Figura 71. Ejemplo de sistema inestable.

Beneficios

El estudio de estabilidad evalúa la confiabilidad del sistema después de la aparición de perturbaciones del sistema. Para los sistemas de cogeneración con suficiente capacidad de generación para satisfacer las cargas de la planta, se requiere que la generación permanezca en línea durante y después de la pérdida de la conexión de la empresa eléctrica y para condiciones de falla en la planta. Además, se requiere que la generación sea capaz de mantener el sincronismo y los niveles de voltaje aceptable durante el arranque de motores grandes. El estudio de estabilidad determina si se pueden cumplir estos requisitos.

De los estudios mencionados el de estabilidad es el estudio más caro y complicado de realizar. Por lo tanto, se lleva a cabo normalmente para sistemas de más de 5MW que tienen más de un generador o un generador y varios motores síncronos.

Para sistemas más pequeños se recomienda sólo si los estudios de flujo de carga indican que podría haber un problema de estabilidad basado en el análisis de estado estable, o si se producen problemas de estabilidad durante la operación.

Resumen de Estudios

La siguiente tabla es una matriz de los estudios analizados en este capítulo y de la carga pico del sistema eléctrico de la cogeneración. Las capacidades del sistema va desde 100kW hasta 50MW y más grandes. La tabla se ofrece como orientación general, ya que la aplicabilidad de cualquier estudio depende de la configuración exacta y la complejidad del sistema. Sin embargo, como los sistemas grandes son generalmente más complejos que los sistemas más pequeños, la información contenida en la tabla debería ayudar a muchas empresas en la operación y/o planeación de las instalaciones de cogeneración. La tabla identifica los estudios que se realizan para las plantas de cogeneración en operación y en la etapa de planeación.

Estudio	100 kW-999 kW		1000 kW-4999 kW		5000 kW-49999 kW		50000 kW-4999 kW	
	Op(1)	PI(1)	Op (1)	PI (1)	Op(1)	PI(1)	Op(1)	PI(1)
Carga Eléctrica	2	X	2	X	2	X	2	X
Economía, Tarifas, Confiabilidad		X		X		X		X
Corto Circuito		3	4	X	4	X	4	X
Coordinación de Dispositivos de Protección		3	4	X	4	X	4	X
Flujo de Cargas/Arranque de Motores		5	6	X	6	X	6	X
Estabilidad Transitoria			7	7	7	X	7	x

Figura72. Tabla (matriz) de estudios recomendada para sistemas de varias capacidades.

Notas:

1. "Op" significa que la planta de cogeneración está en operación, "PI" significa que la planta de cogeneración está en etapa de planeación.
2. Se hace anualmente para monitorear el crecimiento de la carga y verificar las capacidades de los equipos.
3. Realizar un cálculo a mano de las corrientes de corto circuito y coordinar solamente los interruptores principal y del generador.
4. Se hace cada 5-8 años o cuando se hacen modificaciones al sistema.
5. Para sistemas en anillo con historias de problemas de voltaje o sobrecargas.
6. Si existen o se anticipan problemas de sobrecargas o de voltaje.
7. Si se experimentan o se anticipan problemas de estabilidad.
- X. Estudios recomendados.

Resumen de Estudios

Cada estudio no necesariamente se lleva a cabo con el mismo detalle o profundidad para cada capacidad de sistema. Por ejemplo, el estudio de la carga eléctrica para un sistema de 100kW puede implicar sólo un análisis de las facturas de la empresa eléctrica para obtener las cargas pico y se pueden utilizar solamente patrones de carga típicos para el tipo particular de cliente, por ejemplo, comercial, residencial. Sin embargo, el estudio de carga para un sistema de 1,000KW-50MW podría implicar una medición extensa de las cargas y una revisión detallada de la estructura de las tarifas de la empresa eléctrica incluyendo varias reuniones con el personal de la misma.

Los estudios de corriente de corto circuito y de coordinación de los dispositivos de protección se llevan a cabo no sólo durante las etapas de diseño, sino también periódicamente durante la operación de la planta. Incluso si el sistema de la planta no cambia, el sistema de la empresa de energía eléctrica está en expansión, lo que aumentaría la contribución corriente de cortocircuito.

En general, estos estudios se actualizan cada cinco u ocho años, o cuando se planean modificaciones importantes en la planta.

Los estudios de flujos de carga y arranque de motores se llevan a cabo en las plantas existentes sólo si se experimentan o se anticipan sobrecargas o niveles de tensión inaceptable a partir de mediciones de carga.

El estudio de estabilidad transitoria se realiza en todos los sistemas de 5,000kW o más donde los generadores están dimensionados para llevar las cargas máximas de la planta. Este es el único estudio que puede verificar si los generadores se mantendrán estables ante una pérdida del enlace con la empresa eléctrica, en particular durante la venta de energía a la empresa suministradora.

Con base en las discusiones contenidas en este capítulo, **se concluye lo siguiente.**

- Los **estudios de sistemas de potencia** son esenciales para la planeación y el diseño. Éstos se deberían comenzar durante la etapa de estudio de factibilidad del proyecto para definir los parámetros del sistema y el equipo y visualizar el proyecto para la estimación de los costos de capital.
- Los estudios se deben actualizar tantas veces como sea necesario durante la fase de diseño conceptual del proyecto para optimizar el tamaño y la configuración de la planta e identificar con más detalle las modificaciones necesarias al sistema de potencia existente.
- El tipo de estudio realizado depende del tamaño y la complejidad del sistema de potencia. La tabla anterior recomienda estudios que son aplicables a los sistemas que van desde 100 kW hasta 50 MW y más grandes.
- El estudio de corrientes de cortocircuito y el de coordinación de los dispositivos de protección se deben actualizar aproximadamente cada cinco a ocho años o cada vez que se hacen cambios importantes del sistema.

La cogeneración presenta condiciones especiales que no suelen encontrarse por el ingeniero de sistema de potencia. Este capítulo describe algunas de esas condiciones y muestra cómo se utilizan los estudios de sistemas para optimizar el diseño de la planta.

CAPÍTULO V

DESARROLLO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN MÉXICO



Proyectos de aplicación tecnológica de Generación Distribuida en México

Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica

Programa de Vecindarios con Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a la Red en Mexicali, B.C. de la CFE.

Este proyecto se implementó a través de un contrato entre la CFE y el gobierno del Estado de Baja California, e implica la instalación de 220 casas económicamente accesibles, equipadas con módulos solares fotovoltaicos para el autoabastecimiento, y el envío de los excedentes a la red (así como aparatos eficientes y luces de bajo consumo).

Descripción del sistema

El sistema consiste de celdas solares y un inversor, éstas toman del Sol la energía y la transforman en electricidad de corriente directa. El inversor transforma la corriente directa generada por las celdas solares en corriente alterna, similar a la usada en las viviendas.

Cuando la energía generada es mayor que la requerida por la vivienda, el excedente pasa al sistema de la CFE y es registrada (descontada) por el medidor bidireccional de energía.



Figura 73. Programa de Vecindarios con Sistemas Fotovoltaicos.

En caso de que al final del mes se cuente con energía eléctrica sobrante, ésta se quedará en un (banco de energía) y podrá ser utilizada en meses posteriores.

**Proyectos de aplicación tecnológica de
Generación Distribuida en México**

El fraccionamiento Valle de las Misiones cuenta con 220 casas económicas con estos sistemas, además de contar con aislamiento térmico, que les permite a sus habitantes, un mayor confort y ahorro de energía.

Este esfuerzo de los gobiernos federal y estatal permite que cada vivienda provista con este sistema sea capaz de producir una parte importante de la energía que consume.

Con esto, se estima que una vivienda de este tipo puede producir hasta 50% de su consumo anual de energía eléctrica, resultando en un ahorro sustancial en la facturación de la CFE.

Características generales

- Capacidad del sistema: 1KW.
- Costo del sistema: \$ 81,370.
- Vida útil: 30 años.
- Producción promedio anual: 2,040 KWH.
- Producción promedio mensual: 170 KWH.
- Ahorro promedio mensual: \$ 120.00.
- Proyecto primer etapa: 220 casas.

**Central de energía eléctrica con paneles fotovoltaicos para Autoabastecimiento
Renovable, S. A. de C. V., en la ciudad de Aguascalientes.**

El proyecto genera la energía eléctrica bajo la modalidad de autoabastecimiento, utilizando para ello una central de generación de energía eléctrica, integrada por 16,889 módulos fotovoltaicos con capacidad de 225 W cada uno, para una capacidad total de 3.80MW y una producción estimada anual de 9.70GWh, la cual solventará las necesidades de energía eléctrica de los socios: Desarrollos de Gestión e Innovación, S. A. de C. V., y Jatco México, S. A. de C. V.

Instalación de un sistema de autoabastecimiento con paneles solares en la Bodega Aurrerá ubicada en Aguascalientes.

La instalación solar de la Bodega Aurrerá en Aguascalientes tiene las siguientes características:

- Consta de 1,056 paneles solares en una superficie de $2,173 m^2$ ubicados en el techo de la unidad.
- Sistema del tipo autoabastecimiento con una capacidad un poco menor a la demanda máxima en invierno.
- Abastece el 22% del consumo de energía de la tienda.
- Evita la emisión de 140 toneladas de CO_2 al medio ambiente.

Ecotienda The Green Corner

La ecotienda The Green Corner es el primer negocio en México que cuenta con una instalación de energía solar integrada por 204 paneles solares conectados a la red eléctrica en México. La instalación de The Green Corner es un proyecto piloto.

En caso de que haya un excedente de energía generada, ésta se va a la red, si hay deficiencia toma energía de la red.

Cuenta con paneles de energía solar de 150W que tienen una capacidad de 30.6KW de potencia, mismos que están conectados a la red. La transformación de energía solar en electricidad se realiza en el lugar donde se necesita y no produce emisiones de gases invernadero ni los impactos de otras tecnologías.



Figura 74. Ecotienda
The Green Corner.

Edificio del Laboratorio de Alumbrado que se encuentra en la ciudad de México

El edificio del Laboratorio de Alumbrado que se encuentra en la ciudad de México, es el primer edificio de la capital que se abastece de energía utilizando sólo energía solar.

Aunque pocas personas lo saben, en la Ciudad de México existen más de 15 mil metros cuadrados de paneles solares que abastecen por completo al Segundo Piso del Periférico, el Circuito Interior y parques públicos como “El Sope”, en el Bosque de Chapultepec.



Figura 75. Edificio del Laboratorio de Alumbrado.

Después de convertir estos proyectos en realidad, se decidió tener el primer edificio que sólo utiliza energía solar, qué mejor que el Laboratorio de Alumbrado que se encuentra en la Delegación Iztapalapa. Hoy el edificio está desconectado por completo de la red eléctrica nacional.

Sistemas fotovoltaicos no conectados a la red eléctrica

Energía fotovoltaica en bombeo de Agua

La Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación a través del Fideicomiso de Riesgo Compartido, promovió con el Fondo Mundial del Medio Ambiente (GEF) un donativo para impulsar en todos los estados de México, proyectos que utilizan preferentemente energía fotovoltaica en bombeo de agua para abreviar ganado o para pequeños sistemas de riego para la producción de forraje, frutales o huertos familiares.

Descripción del sistema

El sistema solar de bombeo consta de los siguientes componentes principales:

- a) Módulos solares fotovoltaicos.
- b) Controlador o inversor de bombeo.
- c) Bomba.
- d) Estructura de soporte (opcional).
- e) Sistema rastreador.
- f) sistemas de almacenamiento y distribución de la agua.

Los módulos solares.- Generan la electricidad necesaria; ésta puede aumentar si se añaden más módulos fotovoltaicos. Los módulos están inclinados hacia el Sol, para captar lo más posible de luz solar durante el día.

El controlador o inversor de bombeo.- Es el cerebro del sistema. Es un dispositivo electrónico que efectúa varias funciones para que el sistema opere adecuadamente.

La Bomba.- Normalmente es de tipo centrífugo, superficial o bien sumergible, con varios impulsores (multietapas), un cabezal de bombeo y un motor muy parecido a las bombas sumergibles convencionales.

La mayoría de las bombas son angostas, para facilitar su instalación en el pozo o noria. Otras son horizontales, montadas en soportes o flotadores, para instalarlas en lagunas o bordos agrícolas y poder bombear agua a bebederos o alguna pequeña zona de riego, lo que permite una mayor facilidad de las condiciones del rancho.

Es importante la **estructura de soporte** que se utiliza para sostener los módulos fotovoltaicos. Ésta puede ser fija, generalmente anclada a un cimiento, montada en eje rotatorio y en algunos casos, equipada con un **sistema rastreador** que mantiene los módulos en orientación perpendicular a los rayos del Sol durante todo el día.

Sistema de almacenamiento y distribución del agua.- Puede ser un tanque elevado, con un sistema de tuberías y válvulas para llevar el agua a diferentes puntos del rancho y depositarla en bebederos para los animales, o bien, para riego de baja presión a pequeñas áreas agrícolas.

Para el almacenamiento de agua, se recomienda considerar las necesidades diarias de agua del rancho para instalar un tanque capaz de cubrir, al menos, tres días, previendo que hay días nublados o con baja intensidad de rayos solares.

El sistema de conducción y distribución se puede realizar instalando tuberías y válvulas, de preferencia, de PVC para conducir el agua a los bebederos de los animales, pequeñas áreas de riego y otros puntos del rancho donde se requiera.



Figura 76. Bebederos y paneles solares del sistema solar de bombeo.

Proceso de electrificación rural en comunidades remotas del estado de Oaxaca.

General Motors Ovonic (GMO), diseñó una estrategia para buscar lugares en la República Mexicana que cumplieran con los requisitos para implementar un programa y llevar a cabo una prueba piloto. Por ciertas razones, entre los estados de Guerrero, Chiapas y Oaxaca, se decidió que Oaxaca fuera el que tuviera la oportunidad de electrificar zonas rurales.

Según las cifras, de los 570 municipios y de las casi 10,000 comunidades que hay en el estado de Oaxaca, alrededor de 1,500 comunidades no cuentan con el servicio de electricidad. En la primera etapa del programa se instalaron 113 módulos fotovoltaicos donados por la GMO para las comunidades de El Naranjo, El Sabino y Sicuandí, del municipio de Zapotitlán del Río, beneficiando a 644 habitantes.

Hoy es una realidad, ya funciona el teléfono y la telesecundaria, esto amplía las actividades de esas poblaciones permitiendo aprovechar mejor el tiempo.

Autogeneración eléctrica en poblaciones aisladas del estado de Sonora.

Las poblaciones beneficiadas de la medida se encuentran en situación de alta marginación y por encontrarse en áreas remotas no están conectadas al suministro eléctrico convencional de la CFE.

En total se trata de 400 familias de pequeñas poblaciones de Cajeme, San Ignacio Rio Muerto, Quiriego y Rosario las que han disfrutado de la instalación de los sistemas solares fotovoltaicos, que les permitirá el uso de elementos electrónicos cotidianos que facilitan la vida como la televisión, radios, iluminación eléctrica, licuadoras, lavadoras, etc.

Sistemas eólicos conectados a la red eléctrica

Proyectos eólicos de CFE

La Central La Venta I está en operación comercial desde el año 1994 (fue la primera en América Latina) y cuenta con 7 aerogeneradores, con capacidad de producción de 225kW, conformando un total de 1.575MW.



Figura 77. La Central La Venta I.

Proyectos de aplicación tecnológica de Generación Distribuida en México

La Central La Venta II opera comercialmente con 100 aerogeneradores, cada uno con capacidad de producción de 850 kW, teniendo un total de 83.3 MW.



Figura 78. La Central La Venta II.

La Central La Venta III está en etapa de pruebas de puesta en servicio con 121 aerogeneradores, cada uno con capacidad de producción de 850kW, con un total de 102.85MW.



Figura 79. La Central La Venta III.

La Central CE Oaxaca I está en etapa de pruebas de puesta en servicio con 51 aerogeneradores, cada uno con una capacidad de producción de 2MW, conformando un total de 102 MW.



Figura 80. Vista aérea de la central, Oaxaca I.

Las Centrales CE Oaxaca II, III y IV están en operación comercial desde el primer trimestre del año 2012 y cuentan con 68 aerogeneradores. Éstos tienen una capacidad de producción individual de 1.5 MW, conformando un total de 306MW.

Al 31 de marzo de 2013, la CRE había otorgado 41 permisos para la generación eoloeléctrica en las modalidades de autoabastecimiento, exportación, pequeña producción y productor independiente de energía. De estos permisos, sólo ocho corresponden a plantas que entraron en operación en 2012, ubicadas en los estados de Baja California y Oaxaca, con una capacidad autorizada total de 703MW y una generación autorizada anual de 2,394

GWh/año. A su vez, 13 plantas con 1,485 MW de capacidad autorizada, ubicadas en los estados de Baja California, Nuevo León, Oaxaca, San Luis Potosí, Tamaulipas, Sonora y Jalisco, se encuentran en construcción o por iniciar obras.

Sistemas geotérmicos conectados a la red eléctrica

Actualmente, México es el cuarto país en generación de electricidad por este tipo de fuente. El total en generación geotermoeléctrica en el país es de 886.6MW. La principal central es Cerro Prieto, con una capacidad de generación de 645MW, en Mexicali, Baja California.

El resto de la capacidad geotérmica se encuentra, principalmente en tres sitios:

- 192MW en Los Azufres, Michoacán.
- 40MW en Los Humeros, Puebla.
- 10MW en Tres Vírgenes, Baja California Sur.

Con la finalidad de explotar la energía geotérmica de la región de Cerro Prieto en Baja California, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) licitó, en 2008, el contrato mixto de obra pública financiada para llevar a cabo la perforación y equipamiento de 20 pozos. El proyecto consiste en extraer vapor endógeno y así producir energía eléctrica.

Con la realización de esta obra, la C.F.E busca:

- Incursionar en nuevas, diversas y ecológicamente sustentables tecnologías para la generación de energía eléctrica.
- Proporcionar el conducto adecuado para realizar la extracción de vapor endógeno hacia la superficie, con el objeto de contar con la conducción separada de vapor y agua.
- Incrementar la infraestructura de generación de energía eléctrica.

Apoyo de Banobras

La empresa ganadora del contrato solicitó a Banobras financiamiento para proporcionarle liquidez para la perforación de los pozos geotérmicos.

El financiamiento otorgado por Banobras fue a través del Programa de Crédito para Liquidez a Contratistas de Obra Pública y de Servicios Vinculados con la Generación de Infraestructura o la Prestación de Servicios Públicos, que actualmente tiene el Banco para atender este segmento de mercado.

El campo geotérmico Los Azufres construido en abril de 1982, es el segundo generador de energía geotermoeléctrica en México.

Treinta años después, el campo no decae y, por el contrario, se contempla la inversión de 87mdd para el proyecto Azufres III Fase A y la instalación de una unidad de 50MW.

En 1975, se efectuaron las primeras perforaciones, y en 1982, al obtenerse vapor se instalaron las primeras cinco unidades generadoras de 5MW, con lo que arrancó el proyecto Azufres I.

La expansión fue paulatina. En 1989, se instaló la primera unidad de 50 MW, en 1991, otras dos de 5MW, y en 1994, una más de 5MW y dos plantas de ciclo binario, adecuadas para fluidos geotérmicos impuros químicamente.

Los Humeros es una localidad perteneciente al municipio de Chignautla; según un informe de la CFE, la planta va a generar 50MW.

El espacio es clasificado como una caldera de volcán o súper volcán, con un diámetro de 21 por 15 kilómetros; en el borde sur, surgen flujos de lava petrificados; también dentro de la caldera hay calderas menores.

Será una planta de generación de energía limpia o renovable, que cuenta con una capacidad instalada de 50MW y que implica la generación de electricidad de una forma limpia y de bajo costo, con lo que contribuye al cuidado del entorno ecológico.

El campo geotérmico de Los Humeros se ubica en el estado de Puebla, a 32 kilómetros de la ciudad de Perote, Veracruz, en el interior de una caldera volcánica y a unos 2,600 metros sobre el nivel del mar, especifica la paraestatal.

Los primeros trabajos de exploración se iniciaron en 1968; en 1981, se perforó el primer pozo y en mayo de 1990 se inició su explotación comercial. Actualmente, cuenta con siete unidades generadoras de contra-presión, de 5MW cada una.

La energía generada por Los Humeros se envía al sistema de distribución Teziutlán-Libres de la CFE y equivaldría a tres cuartas partes del consumo eléctrico de una ciudad media, como podría ser una del tamaño de Jalapa.

La Central Geotermoeléctrica "Los Humeros" II Fase A e instalaciones asociadas tendrán una capacidad neta garantizada de 25MW, a condiciones de diseño media anual, considerando como energético vapor geotérmico, cuya interconexión será con el Sistema Eléctrico Nacional del Estado de Puebla.

Estará constituida por una unidad de generación de energía eléctrica, subestación eléctrica de alta tensión de 115KV; un sistema de suministro de vapor de escape para cada unidad, un sistema de suministro de agua de servicio y todos los equipos y sistemas auxiliares necesarios para tener una operación segura, confiable, eficiente de las instalaciones.

La turbina de vapor geotérmico de 25MW será construida en su totalidad en México, en la planta ubicada en la ciudad de Morelia, Michoacán.

El campo geotérmico de Las Tres Vírgenes es igualmente un campo volcánico, pero éste ubicado en la parte media de la península de Baja California, fuera de la Faja Volcánica Mexicana, en el Estado de Baja California Sur.

El campo está dentro de un complejo de tres volcanes cuaternarios alineados de norte a sur. Su fuente de calor es probablemente la cámara magmática del volcán más reciente y meridional, denominado La Virgen.

En esta porción de México el vulcanismo es producto de los movimientos tectónicos que están separando a la península de Baja California y parte de la alta California del resto del continente, a razón de unos 5 centímetros por año, a lo largo de una zona de fallas de transformación que constituyen la prolongación sur del sistema de San Andrés.

Los fluidos geotérmicos del yacimiento están alojados en rocas de tipo intrusivo (granodioritas), sobreyacidas por rocas vulcanosedimentarias y volcánicas.

La central de Las Tres Vírgenes está constituida por dos unidades a condensación de 5MW cada una, que entraron en operación en 2001. En 2006 la central generó 25GWh y fue alimentada por 330 mil toneladas de vapor producidas por un par de pozos productores a razón de 38 t/h. Los pozos produjeron también 1.4 millones de toneladas de salmuera, la cual se regresó en su totalidad al yacimiento a través de un pozo inyector.

Un quinto campo geotérmico identificado en México es el campo de **Cerritos Colorados**, conocido anteriormente como La Primavera, ubicado en la porción central del país al occidente de la Faja Volcánica Mexicana y prácticamente en la periferia de la ciudad de

Guadalajara. El campo se ubica dentro de una caldera volcánica de unos 12 kilómetros de diámetro formada hace 120 mil años, la caldera de La Primavera, cuya última actividad es un domo riolítico de 20 mil años de antigüedad extruido en el borde oriental de la caldera (MAHOOD, Gail).

La fuente de calor es la cámara magmática productora del vulcanismo, que se localiza en el subsuelo hacia la porción centro-sur de la caldera. Los fluidos geotérmicos están contenidos en rocas andesíticas plio-cuaternarias a profundidades del orden de los 2,100 metros, sobreyacidas por ignimbritas y sedimentos lacustres y subyacidas por rocas intrusivas que constituyen el basamento. La CFE ha perforado en ese campo 13 pozos exploratorios, seis de los cuales son pozos productores. Aunque la CFE ha evaluado un potencial inicial suficiente para instalar 75MW, hasta la fecha el campo no ha podido ser aprovechado por carecerse de los permisos y licencias en materia ambiental.

CAPÍTULO VI

ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES



Análisis Medioambiental

La penetración y crecimiento de la GD, está muy ligada a las energías renovables y otras tecnologías de alta eficiencia como la cogeneración. Adicionalmente, las pérdidas netas del sistema eléctrico derivadas de la lejanía entre las fuentes generación centralizada y los puntos de consumo, se estiman en un 7-10 % del total consumido. La GD entendida como generación junto a las fuentes de consumo, conlleva importantes reducciones en estas pérdidas.

Se puede afirmar por tanto, que la GD, tanto por las tecnologías de generación que utiliza, como por la reducción de pérdidas de transporte y distribución que conlleva, es un factor clave para cumplir los compromisos adquiridos en materia medioambiental, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y el consumo de combustibles fósiles.

Los científicos dicen que la Tierra podría calentarse 7.2 grados Fahrenheit más durante el Siglo XXI si no reducimos las emisiones causadas por los combustibles fósiles, como el carbón y el petróleo. Este aumento en la temperatura promedio tendrá efectos trascendentales, los niveles del mar aumentarán, inundando las áreas costeras las ondas de calor serán más frecuentes y más intensas, las sequías y los incendios forestales ocurrirán más a menudo, los mosquitos portadores de enfermedades expandirán su zona de distribución, se empujará a especies a la extinción, en lo que cabe decir que ya han comenzado muchos de estos cambios.

Reguladores de emisiones de gases de efecto invernadero

- *Protocolo de Kyoto*

Reguladores de emisiones de gases de efecto invernadero en Europa

- Directiva 2003/87/CE.
- Real Decreto 1866/2004.
- Ley 1/2005 regula el registro de derechos de emisión.

Derechos de emisión de gases de efecto invernadero

El **Protocolo de Kyoto**, aprobado el 10 de diciembre de 1997 en la Cumbre de Kyoto, obliga a los países industrializados a limitar las emisiones de seis gases de efecto invernadero en el periodo 2008-2012:

- CO₂ (Anhídrido carbónico o dióxido de carbono).
- CH₄ (Metano).
- N₂O (Óxido nitroso).
- HFCs (Hidrofluorcarburos).
- PFCs (Perfluorcarburos).
- SF₆ (Hexafluoruro de azufre).

El Protocolo entró en vigor el 16 de febrero de 2005 en 141 países, obligando a sus firmantes a reducir, para 2012, sus emisiones de gases invernadero en un 5.2% respecto de las de 1990. El objetivo de reducción y/o limitación del conjunto de gases de efecto invernadero regulados se entenderá como la media de emisiones anuales en los cinco años que cubre el periodo 2008-2012, para evitar las distorsiones que pudieran producirse en un año de dicho período por causas imprevisibles (sequía, etc.).

Estados Unidos, principal emisor del mundo, con un 25% del total así como otros grandes emisores que son 15 países de la Unión Europea, Japón (segunda potencia económica mundial) y Bulgaria, Eslovaquia, Estonia, Hungría, Islandia, Letonia, Rumania y República Checa.

Tras la firma del Protocolo de Kyoto, la Unión Europea ha asumido el compromiso de reducir sus emisiones en un 8 % con respecto a las emisiones del año 1990. Antes de la ratificación de dicho Protocolo, se produjo un acuerdo interno sobre el reparto del citado compromiso entre los quince países de la Unión Europea ("burden sharing") ("carga compartida"). Según este reparto, España puede aumentar sus emisiones un 15% respecto a lo que emitía en el año 1990.

Asimismo, la Ley 1/2005 regula el registro de derechos de emisión mediante la creación de un Registro Nacional de Derechos de Emisión (RENADE), que se encuentra operativo desde junio de 2005. Este registro constituye un elemento esencial para el seguimiento del cumplimiento de las obligaciones del Protocolo de Kyoto, así como para el establecimiento y funcionamiento del sistema comunitario de comercio de derechos de emisión.

Países	Reducciones de las emisiones en 2010 para CO_2 , CH_4 y N_2O , FSCs, PFCs y SF_6 conjuntamente (de forma ponderada) en comparación con 1990
Luxemburgo	-30%
Dinamarca	-22.50 %
Alemania	-22.50%
Australia	-20.50%
Reino Unido	-12%
Bélgica	-9%
Países Bajos	-8%
Italia	-7%
Finlandia	0%
Francia	0%
Suecia	+5%
Irlanda	+11%
España	+15%
Grecia	+23%
Portugal	+24%

Figura 81. Reparto de emisiones en la unión Europea.

Hasta ahora, el Protocolo no ha logrado su objetivo de reducir de manera significativa la emisión de gases, ya que es incumplido por muchos de los países firmantes.

Con el objetivo de complementar el Protocolo de Kyoto, Estados Unidos, Australia, Japón, China, India y Corea del Sur acordaron, en julio de 2005, colaborar en el desarrollo de tecnología dirigida a reducir las emisiones de gases contaminantes. Las seis naciones en

conjunto, son responsables de cerca del 40 % de las emisiones de gas en todo el mundo y, de ellas, únicamente Japón ha ratificado el Protocolo.

Por otro lado, a nivel europeo, la Directiva 2003/87/CE establecía la obligación, para cada Estado, de elaborar un **Plan Nacional de Asignación (PNA)** que determinase la cantidad de derechos de emisión a asignar a cada instalación, así como el procedimiento a seguir. En el conjunto de la Unión Europea se establece a partir de 2005 un régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de CO₂ para fomentar su reducción eficaz. En España, se aprobó un plan para el periodo inicial 2005-2007, regulado mediante el Real Decreto 1866/2004 (modificado posteriormente por el Real Decreto 60/2005). Al final del periodo, las emisiones no deberán sobrepasar un 24 % las emisiones de 1990.

La siguiente figura muestra una comparación de las emisiones de algunas de las tecnologías de generación explicadas anteriormente, así como las emisiones de un ciclo combinado, que no es GD pero sirve para comparar con la generación centralizada.

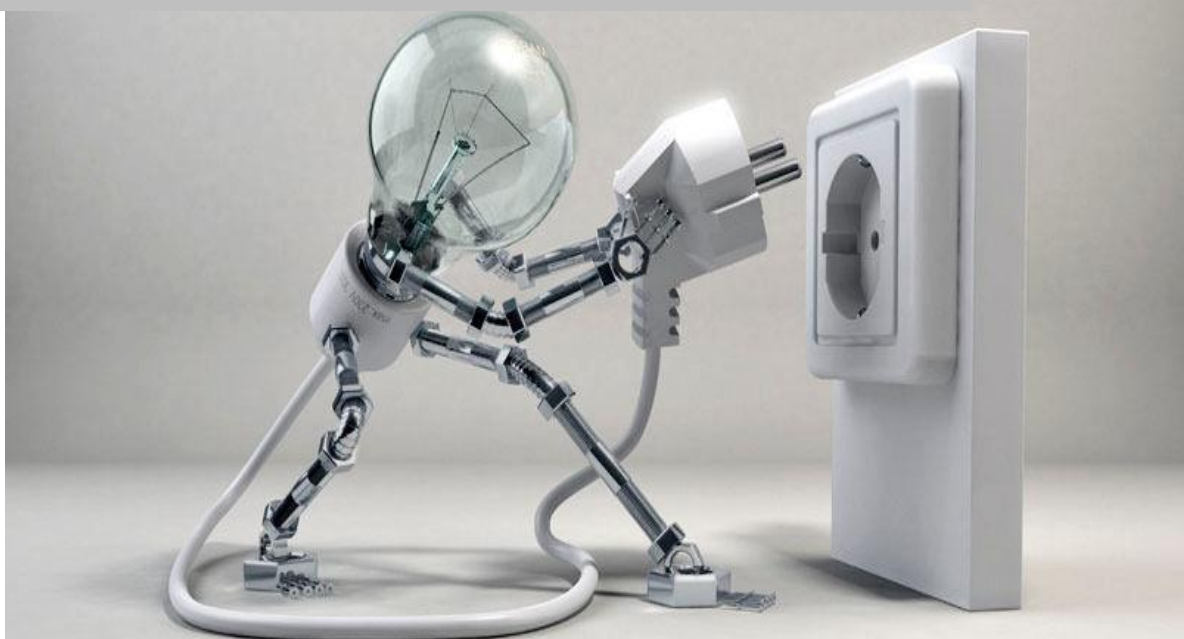
Tecnologías	Emisiones (Kg/MWh)			
	CO ₂	NO _x	SO ₂	CO
Motor alternativo	590-800	4.5-18.6	0.18-1.36	0.18-4
Miniturbinas	545-700	1.8-5	0.14-0.18	0.5-4.5
Minihidráulica	0	0	0	0
Eólica	0	0	0	0
Solar Térmica	0	0	0	0
Fotovoltaica	0	0	0	0
Biomasa	0-50	0.15-3	Menor de 0.15	1-4
Microturbinas	590-800	0.09-0.64	Despreciable	0.14-0.82
Pilas de combustible	360-630	Menor a 0.023	0	0.005-0.055
Ciclo combinado	320-400	0.05-0.4	Despreciable	0.02-0.45

Figura 82. Emisiones de gases contaminantes por tecnología.

El uso de la biomasa combustible supone un ciclo neutro en la atmosfera, no contabilizándose las emisiones de CO₂ que se produzcan en su quemado, pues estas se deben a la quema conjunta con otros combustibles. La biomasa, por si sola, tiene un balance neutro de emisiones de CO₂.

CAPÍTULO VII

EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA A MICRORREDES



¿Qué es la Microrred?

En el contexto de la generación distribuida, surge el concepto de Microrred. Una Microrred es un sistema eléctrico constituido por generadores distribuidos e interconectados, cargas y unidades distribuidas de almacenamiento de energía eléctrica que cooperan entre sí comportándose colectivamente como un único sistema consumidor o productor. La coordinación del sistema incluye coordinación de los dispositivos de control y protección así como funcionalidades de gestión energética y control inteligente.

Desde el punto de vista de red eléctrica general, la Microrred es un único sistema que se comporta como un ciudadano ejemplar. A pesar de que la Microrred pueda estar compuesta por múltiples generadores, cargas y unidades de almacenamiento de energía, se comporta bien como un generador controlado o bien como una carga controlada desde el punto de vista de la red eléctrica general.

Una de las principales fortalezas de las Microrredes es su capacidad de operar de forma aislada cuando existe algún defecto o pérdida de suministro por parte de la red eléctrica general de distribución. Este modo de operación se denomina **operación en isla** ya que la Microrred se desconecta de la red general y se convierte en una isla integrada por GD y consumidores. Esta capacidad de operación de forma aislada y autónoma repercute favorablemente en la **calidad y la confiabilidad del suministro eléctrico**. Dado que el consumidor final tendrá garantizada la continuidad del suministro, a pesar de discontinuidades en el suministro eléctrico de la red general asociadas a fallas, operaciones de mantenimiento y huecos de tensión.

La creciente integración de Microrredes en el sistema eléctrico no se concibe sin la transformación de la red eléctrica actual en una red eléctrica inteligente, o también denominada Smart Grid. El concepto de **Smart Grid** hace referencia a una red eléctrica capaz de integrar de forma inteligente las acciones de todos los usuarios conectados a ella, generadores, consumidores, y sistemas generadores/consumidores. El objetivo de esta integración inteligente es suministrar la energía eléctrica de forma eficiente, sostenible y económicamente rentable.

La **integración inteligente de las Microrredes** en la red eléctrica requiere el conocimiento del estado actual y de la previsión de operación de los elementos de la Microrred y de las posibles interacciones de la Microrred con la oferta/demanda de la red eléctrica general. Por todo esto, resulta imprescindible la implantación de un sistema de intercambio de comunicación interno, entre los elementos que constituyen la Microrred, y con la red eléctrica general para optimizar su integración y control coordinado.

Tecnologías de Generación Distribuida susceptibles de Integración en Microrredes urbanas o de distrito

Tecnologías de Generación susceptibles de Integración en Microrredes urbanas o de distrito a corto y mediano plazo:

- La **tecnología MACI (Motores Alternativos de Combustión Interna)**.
- Las **turbinas de gas**.
- Las **pilas de combustible**.

En relación a las **tecnologías de generación energética distribuida** basadas en el **aprovechamiento de recursos energéticos renovables** destacan la tecnología **eólica** y **fotovoltaica** para la producción eléctrica y la tecnología **solar térmica**. Otras tecnologías basadas en el aprovechamiento del recurso geotérmico de alta entalpía, la gasificación de **biomasa**, la **energía minihidráulica** o la **energía marina** no registran una fuerte penetración en el contexto de las Microrredes energéticas urbanas por motivos diversos asociados principalmente a la escasa disponibilidad de recurso energético en el ámbito urbano.

- **Eólica**.
- **Fotovoltaica**.
- **solar térmica**.

La aplicabilidad de las **tecnologías de almacenamiento** depende fundamentalmente de dos parámetros: **tiempo de descarga** que es un parámetro relacionado con la **capacidad de transmisión de potencia y contenido energético promedio de los dispositivos de almacenamiento**.

Tecnologías de Generación Distribuida susceptibles de integración en microrredes urbanas o de distrito

- **Batería:** Plomo-acido, NiCd, NaS, ZEBRA, Li-ion.
- **Baterías de flujo:** VRB, ZnBr, PSB.
- **Volantes de inercia.**
- **Condensadores.**
- **Supercondensadores.**
- **Superconductores.**

La siguiente tabla muestra los valores de densidad de potencia, densidad de energía y tasa de autodescarga diaria para diversas tecnologías de almacenamiento energético.

Tecnología		Densidad de potencia [W/Kg]	Densidad de energía [Wh/Kg]	Tasa de auto descarga diaria
Batería	Plomo-acido	75-300	30-50	0.1-0.3%
	NiCd	150-300	50-75	0.2-0.6%
	Nas	150-230	150-240	20%
	ZEBRA	150-200	100-120	15%
	Li-ion	150-315	75-200	0.1-0.3%
Baterías de flujo	VRB	-	10-30	Despreciable
	ZnBr	-	30-50	Despreciable
	PSB	-	-	Despreciable
Volantes de inercia		400-1 500	10-30	100%
Condensadores		100 000	0.05-5	40%
Supercondensadores		100 000	2.5-15	20-40%
Superconductores		500-2 000	0.5-5	10-15%

Figura 83. Comparativa de densidad y potencia para diversas tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica.

Por una parte, la densidad energética de las tecnologías superconductores, condensadores y supercondensadores así como de los volantes de inercia es muy baja. Sin embargo, su densidad de potencia es elevada lo cual implica que estas tecnologías son adecuadas para aplicaciones de calidad de suministro con alta tasa de transferencia de potencia y cortos tiempo de respuesta. Por otro lado, las baterías y baterías de flujo, presentan niveles

**Tecnologías de Generación Distribuida susceptibles de integración
en microrredes urbanas o de distrito**

medios de densidad de potencia y de energía, destacando las baterías ZEBRA y NaS por su elevada densidad energética.

En relación a la tasa de autodescarga diaria, aquellas tecnologías de almacenamiento cuya tasa de autodescarga diaria es inferior al 1% tales como las baterías de plomo-ácido, NiCd, Liion, baterías de flujo VRB, ZnBr, PSB, son idóneas para el almacenamiento a medio-largo plazo del orden de decenas de días. Las baterías NaS y ZEBRA registran una tasa de autodescarga muy elevada dada su elevada temperatura de operación. Las baterías NaS, ZEBRA y los superconductores, condensadores y supercondensadores registran tasas entre el 10% y el 40% y, por lo tanto, estas tecnologías son adecuadas para el almacenamiento de energía en el corto plazo, del orden de horas. La tasa de autodescarga de los volantes de inercia indica que la energía almacenada se perderá si el período de almacenamiento es superior a un día. Estos dispositivos son adecuados para el almacenamiento de energía en el orden de minutos.

Integración del vehículo eléctrico como tecnologías de almacenamiento

Los vehículos eléctricos (**EV** - Electric Vehicles) y los vehículos eléctricos híbridos enchufables (**PHEV** – Plug In Hybrid Electric Vehicles) son vehículos que consumen electricidad o electricidad y combustible fósil, respectivamente. En relación a los sistemas de almacenamiento, en la actualidad comparando la madurez y aplicación de las diferentes alternativas de almacenamiento de energía, los sistemas basados en baterías de Ión Litio son los que tienen una mayor presencia en el mercado.

La integración de los vehículos en la red tendrá consecuencias en la red eléctrica a todos los niveles (**transmisión y distribución**) y el impacto dependerá del tipo de recarga (rápida, convencional). Al mismo tiempo, esta integración representa una oportunidad para mejorar la gestión energética de la red ya que la mayoría de los vehículos están la mayor parte de su vida útil aparcados y, por tanto, se pueden gestionar como almacenamiento distribuido.

**Tecnologías de Generación Distribuida susceptibles de integración
en microrredes urbanas o de distrito**

La integración de vehículos eléctricos en red representa una oportunidad para gestionar los picos de demanda energética desplazando los consumos a horas base y permite almacenar el excedente de producción renovable. Estas funcionalidades son especialmente interesantes en el contexto de las Microrredes.

La integración óptima de los vehículos EV y PHEV en el entorno de las Microrredes urbanas o de distrito implica su gestión como una **carga inteligente que consume energía o bien inyecta energía previamente almacenada en sus baterías** en función de parámetros técnicos (generación y consumo de la Microrred, calidad de suministro y fiabilidad) y económicos (mercado eléctrico). Actualmente la gestión de los EV, PHEV como cargas inteligentes requiere de desarrollo tecnológico en términos de servicio del vehículo a la red.

Actualmente no se ha establecido regulación al respecto que defina las condiciones técnicas y administrativas para la prestación de servicios desde el vehículo a la red. Además, actualmente el elevado coste de las baterías y el hecho de que su vida útil dependa del número de ciclos de carga y descarga, limitan la aplicación de este servicio en el corto plazo.

Implementación de las Microrredes

A nivel mundial existen múltiples implantaciones de Microrredes. En **América** destacan las siguientes instalaciones: AEP CERTS, Mad River, BC Hydro Boston. En **Asia** destacan las siguientes instalaciones: Japón (Shimizu, Hachinohe, Kyoto Eco-Energie, Aichi) y Hsinchiang en China.

Microgrid - SmartCity Málaga España

El proyecto SmartCity Málaga tiene como finalidad integrar de forma óptima las fuentes de energía renovables en la red eléctrica, acercando la generación al consumo a través del establecimiento de nuevos modelos de gestión de la microgeneración eléctrica. Se gestionarán sistemas de almacenamiento energético en baterías para facilitar su consumo posterior en la climatización de edificios, el alumbrado público y el transporte eléctrico. Y se potenciará el uso de coches eléctricos con la instalación de postes de recarga y la implantación de una flota de vehículos.

El objetivo final del proyecto consiste en demostrar cómo es posible conseguir, con el desarrollo de estas tecnologías, un **ahorro energético del 20%**, así como la reducción de emisiones de más de 6,000 toneladas de CO2 al año. La ubicación seleccionada para el caso demostrador se sitúa en Málaga. La instalación actual en la que se implantará el caso demostrador suministra servicio a 12,000 clientes, dispone de cinco líneas de media tensión, cuenta con 59 centros de transformación MT/BT y tiene una potencia instalada total de 35MVA. El sector de estudio registra un consumo actual de 70GWh anuales, lo que supone una emisión de 28,000 toneladas de CO2 anualmente. En relación a la integración de tecnologías de generación en baja tensión, se contempla la implantación de instalaciones fotovoltaicas y solares térmicas en edificios públicos. También se contempla la integración de generación en media tensión mediante una instalación de trigeneración de 2.74MW.

Labein Experimental Centre

En el marco del proyecto europeo “More Microgrids”, el instituto de investigación Labein ha implantado un Microrred compuesta por las siguientes tecnologías de producción energética: generadores fotovoltaicos, generador diésel, microturbina y aerogenerador. Además, la Microrred integra las siguientes tecnologías de almacenamiento de energía: batería electroquímica, ultracapacitador y volantes de inercia. La Microrred se encuentra interconectada a la red eléctrica general a través de dos transformadores de 1,250kVA.

Kythnos

La Microrred instalada en Kynthos, isla del archipiélago de las islas Cícladas del Mar Egeo, fue construida en el marco de los proyectos parcialmente financiados por la Comisión Europea (PV-MODE, JOR3-CT98-0244 y MORE, JOR3CT98-0215). La instalación está en marcha desde 2003. La Microrred se sitúa a 4km. de la red pública de media tensión y, por tanto, opera de forma aislada. La instalación proporciona suministro eléctrico a doce casas.

Se trata de una red monofásica compuesta por líneas aéreas y una infraestructura de comunicaciones desplegada en paralelo a la infraestructura eléctrica. El sistema está compuesto por 10kWp de generación fotovoltaica, un banco de baterías con capacidad nominal de 53kWh y un generador diésel de potencia nominal 5kVA. La Microrred también cuenta con un sistema secundario responsable de proporcionar la energía necesaria al sistema de monitorización y de comunicación de la Microrred. El subsistema secundario está compuesto por 2kWp de generación fotovoltaica situada en el tejado del centro de control de la Microrred y conectado a un inversor Sunny-island y a un banco de baterías de 32kWh.

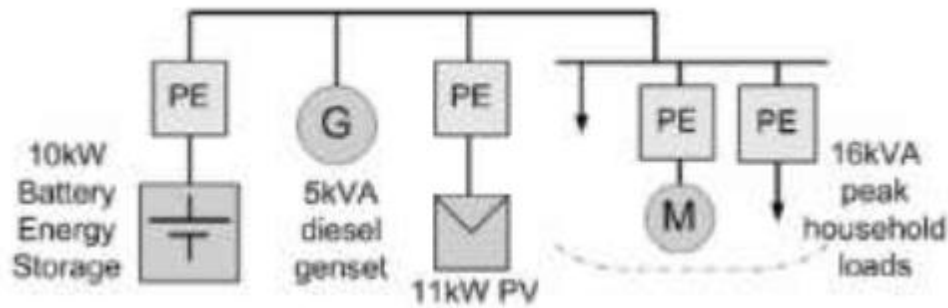


Figura 84. Esquema de la Microrred piloto de Kythnos.

Am Steinweg

La Microrred instalada en la localidad alemana de Am SteinWeg representa un segmento de red residencial típica. La Microrred suministra energía a los 400 habitantes de la localidad. La red está integrada por consumidores residenciales o domésticos y pequeños generadores distribuidos en la red de baja tensión que interconecta con la red general de distribución a través de un único transformador.

La red tiene una estructura en anillo y está constituida por tres generadores distribuidos principales con una capacidad total de 68.8kWp: planta de cogeneración de 28kW, generadores fotovoltaicos con una capacidad total de 35kWp y un sistema de batería de plomo ácido con una capacidad de 880Ah e inversor bidireccional. Durante el año 2005, el equipo técnico del proyecto DISPOWER gestionó esta Microrred como una central eléctrica virtual aplicando el sistema de gestión del flujo de potencia y calidad de suministro “PoMS”. A partir del año 2006, la Microrred opera sin el sistema de baterías.

Mannheim-Wallstadt

La localidad alemana de Mannheim-Wallstadt de 1,220 habitantes dispone de una Microrred eléctrica que constituye la instalación demostradora del proyecto parcialmente financiado por la Unión Europea, “More Microgrids”. Actualmente la instalación cuenta con

30kWp de potencia fotovoltaica instalada y la instalación de otros tipos de generadores está planteada. La instalación demostrativa ha servido como plataforma para evaluar la gestión de demanda eléctrica mediante la cooperación con los consumidores.

DEMOTEC

La instalación Demotec situada en Kassel (Alemania) ha sido una instalación demostradora muy utilizada en la evaluación de diversos desarrollos en metodologías de control de generadores distribuidos. La instalación está compuesta por diversos generadores fotovoltaicos, instalados de forma aislada a la Microrred o bien como parte de subsistemas compuestos por generador fotovoltaico, generador diésel y almacenamiento en forma de baterías. Además integra la producción eléctrica de motores de cogeneración y aerogeneradores. La instalación está conectada a la red a través de dos transformadores (400kVA y 175kVA) así como también está conectada a la red eléctrica de los laboratorios de la universidad.

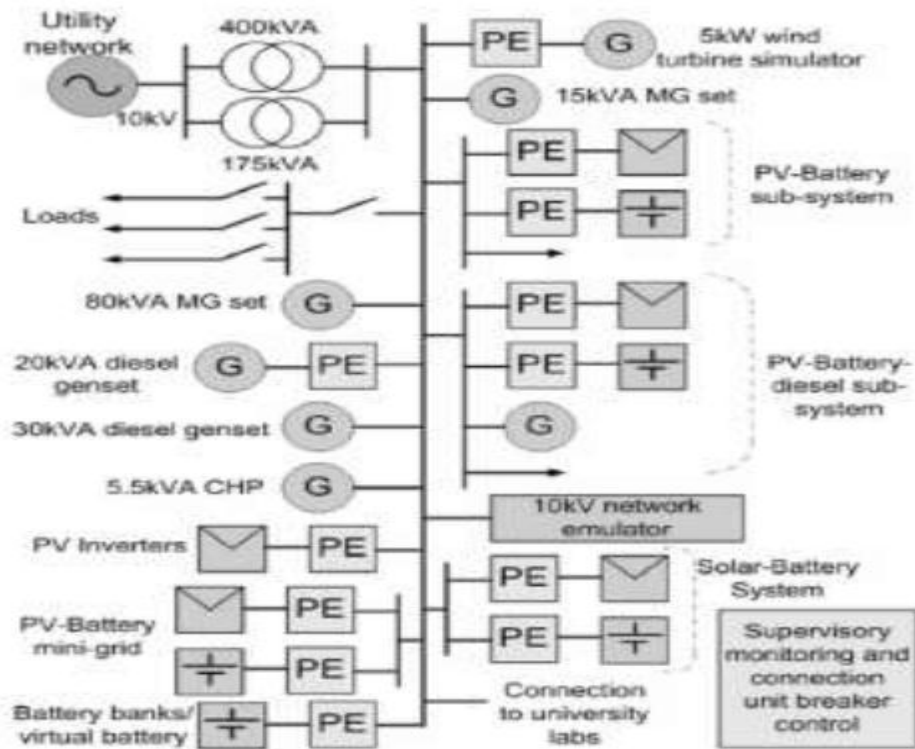


Figura 85. Esquema de la Microrred DEMOTEC.

Continuon Holiday Park

En el marco de un parque edificatorio vacacional en los países bajos constituido por 200 viviendas unifamiliares, se ha implantado una Microrred. La mayoría de las viviendas unifamiliares disponen de generación fotovoltaica conectada a la red general de distribución mediante un transformador de baja a media tensión. Durante las horas centrales del día, el consumo en las viviendas es reducido y, por tanto, la producción fotovoltaica se inyecta en la red de media tensión. La agregación de los generadores distribuidos en la Microrred ha permitido mejorar la gestión energética de la producción fotovoltaica, la calidad de suministro eléctrico así como su interacción con la red.

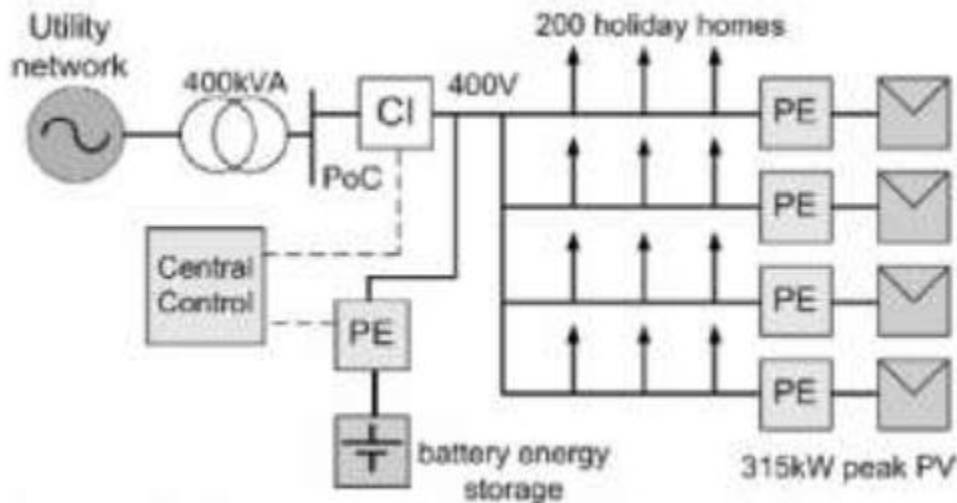


Figura 86. Esquema de la Microrred Continuon Holiday Park.

EDP Feeder

La Empresa Distribuidora Portuguesa EDP está en proceso de renovar el tramo final de una línea de distribución de 200kVA, 400V trifásica y topología radial en la localidad de Frielas con objeto de implantar una instalación demostrativa en el campo de las Microrredes. Se trata de un caso muy particular en el que sólo existe un generador de energía, cuya potencia supera la potencia de consumo pico.

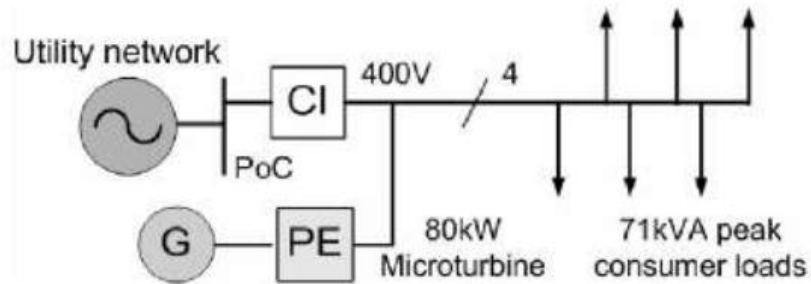


Figura 87. Esquema de la Microrred EDP Feeder.

CESI

La Microrred CESI situada en Milán (Italia) constituye una instalación demostrativa en el marco del proyecto “More Microgrids”. Mediante esta instalación se pretende caracterizar el comportamiento de una gran variedad de tecnologías de generación distribuida, así como caracterizar el comportamiento del control local de la Microrred ante perturbaciones de la red eléctrica general y ante la transición al modo de operación en isla y sus efectos sobre la calidad de suministro.

Esta Microrred está constituida por las siguientes tecnologías generadoras de energía: generador a partir de biomasa, fotovoltaico, eólico, diésel, microturbina de gas, pilas de combustible y máquina Stirling. Además la Microrred integra las siguientes tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica: batería de plomo ácido, baterías zebra y volantes de Inercia.

Diagnóstico

La siguiente figura resume las principales características técnicas de la revisión anterior.

Microrred	Potencia en PCC	Generación	Almacenamiento
Smart City-Málaga	35 MVA 12 000 consumidores	<ul style="list-style-type: none"> • Trigeneración 	<ul style="list-style-type: none"> • Baterías • PHEV
Labein	2.5 MVA	<ul style="list-style-type: none"> • Fotovoltaica • Diésel • Microturbina • Aerogenerador 	<ul style="list-style-type: none"> • Baterías • Supercondensador • Volante de inercia
Kythnos	Red aislada [0.015 MVA]	<ul style="list-style-type: none"> • Fotovoltaica • Diésel 	<ul style="list-style-type: none"> • Baterías Plomo ácido
Am Steinweg	400 consumidores	<ul style="list-style-type: none"> • Cogeneración • Fotovoltaica 	<ul style="list-style-type: none"> • No disponible
Mannheim	1 220 consumidores	<ul style="list-style-type: none"> • Fotovoltaico 	<ul style="list-style-type: none"> • Baterías
Demotec	0.575 MVA	<ul style="list-style-type: none"> • Fotovoltaica • Diésel • Cogeneración • Aerogenerador 	<ul style="list-style-type: none"> • Baterías
Continuon	0.4MVA-200consumidores	<ul style="list-style-type: none"> • Fotovoltaica 	<ul style="list-style-type: none"> • Baterías
CESI	1.6MVA	<ul style="list-style-type: none"> • Biomasa • Fotovoltaica • Diésel • Aerogenerador • Microturbina • Pila de combustible • Motor stirling 	<ul style="list-style-type: none"> • Baterías • Baterías de flujo ZEBRA • Baterías de flujo redox • Volante de inercia
EDP Feeder	0.2MVA	<ul style="list-style-type: none"> • Microturbina 	<ul style="list-style-type: none"> • No dispone

Figura 88. Resumen de características tecnológicas de las instalaciones de Microrredes.

A partir del análisis de la información presentada anteriormente, se comprueba que la **potencia máxima de interconexión** con la red de distribución es de 35MVA.

En relación a **las tecnologías de generación distribuida**, predominan las tecnologías fotovoltaica y de cogeneración, así como los generadores diésel como sistema energético de soporte. Este hecho confirma la mayor madurez tecnológica y la adecuación de estas tecnologías al contexto de la generación energética distribuida.

En relación al análisis sobre la integración de tecnologías de almacenamiento eléctrico, se comprueba que mayoritariamente las Microrredes existentes integran tecnologías de almacenamiento para la mejora de la gestión energética. En este sentido, **la tecnología de almacenamiento predominante** es la batería electroquímica, a pesar de que algunas instalaciones demostradoras también incluyen baterías ZEBRA.

Metodologías de configuración y gestión para la optimización de Microrredes

La planificación óptima de la integración de generación eléctrica distribuida en redes de distribución ha sido un problema clásico muy estudiado por la comunidad científica. Esta planificación óptima incluye:

- La determinación de la óptima localización del punto de conexión del generador distribuido en la red.
- El dimensionado de la potencia de generación a instalar.

Los **criterios de diseño y gestión** normalmente analizados son: reducción de pérdidas en las líneas, mejora del perfil de tensión, aumento de la eficiencia energética, maximización de la fiabilidad y seguridad del sistema, mejora de la calidad de suministro y minimización de la congestión de las líneas.

Recientemente, se han publicado diversos estudios que analizan la optimización de la configuración de Microrredes energéticas (estructura, diseño y operación) bajo criterios de **sostenibilidad energética, medioambiental y económica**.

HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewable), desarrollado por U.S. National Renewable Energy Laboratory. HOMER es un asistente de diseño de sistemas eléctricos que facilita la comparación entre diversas tecnologías de generación eléctrica para un amplio rango de aplicaciones. La aplicación informática modela el comportamiento del sistema de potencia y el coste a lo largo de su ciclo de vida, que consiste en el coste de instalación y de operación del sistema a lo largo de toda su vida útil.

**Metodologías de configuración y gestión para la
optimización de microrredes**

El programa HOMER puede optimizar sistemas híbridos compuestos por generador fotovoltaico, baterías, aerogeneradores, turbinas hidráulicas generador AC, pila de combustible, tanque de combustible e inversor bidireccional AC-DC. Las cargas pueden ser AC, DC y/o cargas de hidrógeno, así como cargas de calor.

HOMER realiza principalmente tres procesos: simulación, optimización y análisis de sensibilidad. La **simulación** se realiza utilizando intervalos de 1h, durante los que todos los parámetros (consumos, potencias de las diversas fuentes, etc.) permanecen fijos. En la **optimización** se evalúa el comportamiento de todas las posibles combinaciones de tecnologías para el diseño del sistema híbrido y las posibles estrategias de operación y gestión de la energía. El **análisis de sensibilidad** permite evaluar los efectos asociados a la incertidumbre de recurso renovable o a cambios en las variables del sistema sobre las cuales el diseñador no tiene control, tales como velocidad media del viento, escenarios de evolución de precios, etc.

C O N C L U S I Ó N

Este trabajo brinda un panorama general, de lo que se trata La Generación Distribuida y su reestructuración a Microrredes, para así, tener las bases para poder entrar a un caso particular. La información da a conocer cómo el suministro eléctrico se ha ido desarrollado así como su tendencia, por lo tanto nos guía en el área del suministro energético, adentrarnos al tema de La Generación Distribuida y su reestructuración a Microrredes.

Con la información de este trabajo y con las oportunidades que se están presentando en la actualidad como es la Reforma energética (la cual impulsa a que entre la Generación Distribuida en nuestro país), motiva a nuestro ingenio a visualizar proyectos relacionados con este tema y por lo tanto, podemos ver oportunidades de trabajo.

Beckwith Electric 2005 Protection Seminar “*Generator Protection*” Book 2 Volume 1
Avenue North – Largo, Florida 33773

Beckwith Electric 2005 Protection Seminar “*Distributed Generation Protection*” Book 5
Avenue North – Largo, Florida 33773

Brandon O. 2014 General Electric “*The Rise of Distributed Power*”
magazine

PHILIP A. NOBILE, SENIOR MEMBER, IEEE “*Estudios del Sistema de Potencia para Cogeneración:
¿Qué se Necesita Realmente?*”

Depósito Legal: M-23400-2007 Diseño e Impresión: Gráficas Elisa, S.A. “*Guía Básica de la
Generación Distribuida*” Recuperado el 25 de septiembre del 2014

<http://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/guia-basica-de-la-generacion-distribuida-fenercom.pdf>

Tolón M. Tamara I. “*OPERACIÓN Y GESTIÓN DE MICRORREDES ENERGÉTICAS URBANAS EN UN
ENTORNO DE SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA Y AMBIENTAL*” Recuperado el 20 de Noviembre del
2014

[http://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/19411/1/TamaraTolon_MemoriaTFM_Deposit
o.pdf](http://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/19411/1/TamaraTolon_MemoriaTFM_Deposito.pdf)

Martes 22 de mayo de 2012 “*CRE Reglas generales, Secretaria de Energía*” Recuperado 2 de
Diciembre del 2014

<http://www.cre.gob.mx/documento/2195.pdf>

Comisión Federal de electricidad “*Especificaciones técnicas Mediana Escala*” Recuperado el 4 de
Diciembre del 2014

[http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/Desarrollo_Sustentable/Lists/Energia%20renovable/Attachme
nts/4/Especificacionest%C3%A9cnicasMedianaEscala.pdf](http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/Desarrollo_Sustentable/Lists/Energia%20renovable/Attachments/4/Especificacionest%C3%A9cnicasMedianaEscala.pdf)

Comisión Federal de electricidad “*Especificaciones técnicas Pequeña Escala*” Recuperado el 4 de
Diciembre del 2014

[http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/Desarrollo_Sustentable/Lists/Energia%20renovable/Attachme
nts/5/Especificacionest%C3%A9cnicasPeque%C3%B1aEscala.pdf](http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/Desarrollo_Sustentable/Lists/Energia%20renovable/Attachments/5/Especificacionest%C3%A9cnicasPeque%C3%B1aEscala.pdf)

Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) “*Aplicación en México de las
tecnologías de generación distribuida*” Recuperado el 11 de Enero del 215

http://www.conuee.gob.mx/wb/CONAE/aplicacion_en_mexico_de_las_tecnologias_de_generac