

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES

(Departamento de Ingeniería Eléctrica)



**EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA
GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN SISTEMAS DE
DISTRIBUCIÓN PRIMARIA DE ENERGÍA
ELÉCTRICA**

Isidoro Segura Heras

Tesis Doctoral

Mayo 2005

EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN SISTEMAS DE
DISTRIBUCIÓN PRIMARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1 Capítulo 1

INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

En la última década, tanto en nuestro país como en el resto del mundo, temas como la conservación de los recursos naturales y la protección al medio ambiente, han alcanzado gran importancia. Una de las áreas de grandes problemas medioambientales es la generación de energía y son muchos los esfuerzos que hay que promover a fin de articular un porvenir más esperanzador para las generaciones futuras, y en este sentido, uno de los bgros más significativos es, sin duda, el desarrollo de nuevas actitudes respecto del uso racional de energía y políticas que fomentan al máximo el uso de energías renovables, también llamadas “energías verdes o limpias”, tales como la eólica, solar, hidráulica y biomasa, que reducen las emisiones de gases que producen el calentamiento del planeta. Una de estas políticas es el Protocolo de Kyoto, el cual tiene como objetivo reducir sustancialmente las emisiones de dióxido de carbono (CO₂), y son muchos los países, entre ellos España, que tienen programas con objetivos concretos de incremento del uso de estas energías renovables. En este contexto, en los últimos tiempos se ha producido un fuerte impulso en el desarrollo y utilización de distintas tecnologías de generación a pequeña escala, en particular aquellas relacionadas con fuentes renovables.

Este tipo de generación denominada “**Generación Distribuida (GD)**” se define como el uso estratégico de unidades modulares de generación eléctrica, instaladas en forma aislada para proporcionar un servicio específico, o interconectadas a las redes de distribución de electricidad en la cercanía de los consumos, para reducir el costo del servicio y mejorar la calidad de la energía entregada. Actualmente, aproximadamente el 6% de la energía total consumida en España procede de este tipo de generación, distribuyéndose según el tipo de generación de acuerdo a la figura 1.1.

El uso de la *GD* ayuda a solucionar parte de los problemas del mundo energético actual como la escasez de recursos energéticos y económicos y la contaminación ambiental, convirtiéndose en una prometedora alternativa, para el suministro energético en países desarrollados, donde paralelamente sus sistemas eléctricos están siendo objeto en los últimos años de importantes cambios regulatorios, económicos y tecnológicos, introduciendo mecanismos de libre competencia. El marco

legal actual en España y otros países contempla aspectos tales como la separación contable y de gestión de las actividades de generación, transporte y distribución, el concurso libre para nuevas plantas de generación, la creación del sistema independiente o el acceso de terceros a la red.

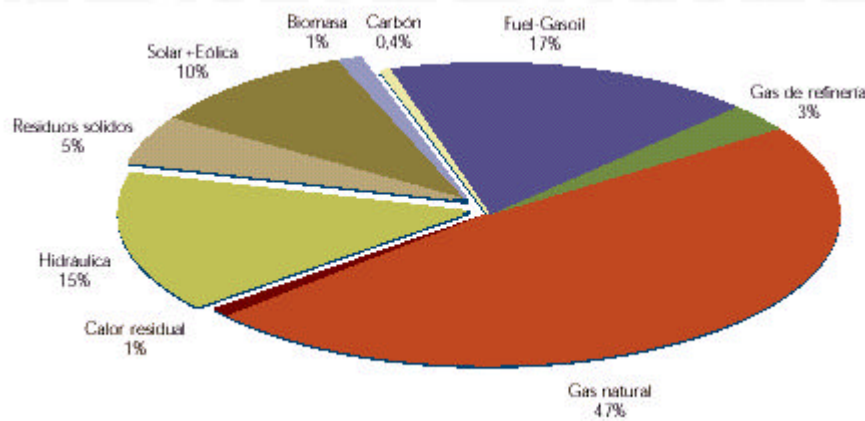


Fig.1.1.- Energía consumida en España procedente de GD

En este nuevo escenario, de un mercado eléctrico liberalizado la flexibilidad de la GD con su pequeño tamaño en comparación con las grandes centrales de generación, añadido a sus ventajas ambientales, ya comentadas, hace que este tipo de generación tenga unas perspectivas futuras de introducción masiva en los sistemas eléctricos con los consiguientes desafíos técnicos y económicos que ello supone.

1.2 MOTIVACION

Del conjunto de retos técnicos y económicos que crea la introducción masiva aleatoria de GD en el sistema eléctrico de potencia, surge la motivación central de la presente tesis que es estudiar y contribuir al conocimiento del impacto de esta tecnología en la seguridad, fiabilidad y calidad del suministro eléctrico de los sistemas de distribución.

La estructura operativa de los sistemas de distribución ha sido diseñada para que reciban energía en alta tensión (AT) y la suministren a los consumidores en baja tensión (BT) todo ello sobre unos principios de economía, fiabilidad, seguridad y calidad de suministro. En esta estructura, la generación es instantáneamente ajustada de acuerdo con la demanda.

La introducción de GD en el sistema de distribución puede impactar de forma importante en los flujos de potencia y en los niveles de tensión en los consumidores, dando lugar a importantes problemas técnicos que deben ser considerados cuando realizamos estas conexiones.

Por tanto es importante considerar que en la introducción aleatoria de la GD en los sistemas de distribución, además del beneficio económico se debe asegurar la fiabilidad, seguridad y calidad de suministro en el sistema de distribución, el cual debe cumplir las restricciones técnicas de los criterios operativos. Puesto que en un mercado competitivo existen distintos propietarios de GD y además en algunas de ellas su fuente primaria de energía es variable, como es el caso de la energía eólica o solar, no existe garantía de que se cumplan los criterios operativos mencionados.

Como consecuencia de este análisis, y considerando las políticas de diversos países, entre ellos España, de fomento del uso de las energías renovables, la motivación principal de esta tesis es estudiar el impacto de la introducción masiva aleatoria de GD, en estos criterios operativos que el sistema de distribución de energía eléctrica debe cumplir en su operación diaria y también considerando el nuevo entorno liberalizado del sector eléctrico su impacto en el parámetro que evalúa la capacidad de transferencia de potencia del sistema, puesto que especialmente para operaciones de planificación del mercado de potencia, una fiable evaluación de esta capacidad supone una información de vital importancia.

1.3 OBJETIVOS

El objetivo de la presente tesis es el desarrollo de modelos que permitan determinar en todo instante la energía eléctrica que producen distintas plantas de generación distribuida (parques eólicos y plantas de cogeneración) y de esta forma poder evaluar en diferentes escenarios el impacto que supone la introducción masiva aleatoria de GD en el sistema de distribución, por una parte, con respecto a la operación del sistema:

- Pérdidas en la red
- Flujos de potencia
- Variaciones de tensión
- Contribución al nivel de fallo del sistema

Y por otra parte, en el nuevo escenario de mercado eléctrico liberalizado es necesario para las compañías de generación planificar su operación eficientemente, para minimizar costes operativos y maximizar su margen de beneficio, por ello, para planificar

sus operaciones en el mercado además de factores como el precio de la electricidad, la cantidad de electricidad que se puede producir y vender, cuando vender, ... etc, también es importante conocer la capacidad de transferencia de potencia del sistema, y por tanto es también un objeto importante de esta tesis, evaluar el impacto de la introducción masiva aleatoria de GD en la capacidad de transferencia de potencia del sistema de distribución, el cual, es un indicador de la máxima potencia que en cada escenario se puede transferir de un área a otra del sistema sin comprometer los niveles de seguridad.

Para conseguir este objetivo principal, los objetivos específicos a cumplir son:

- Adquirir un conocimiento de los modelos de operación de generadores de GD, más utilizados. En esta tesis, se estudian dos tipos de GD, teniendo en consideración que su fuente de energía primaria sea variable o no, los parques eólicos en el primer caso y las plantas de cogeneración en el segundo.
- Realización de modelos de producción de energía eléctrica de dichas plantas de generación distribuida e integración de las mismos en el sistema de distribución primaria de energía eléctrica.
- A partir de los modelos desarrollados evaluar en distintos escenarios el impacto que tiene en el sistema de distribución primaria la introducción masiva aleatoria de GD. Para realizar este estudio, se han evaluado los modelos en un pequeño sistema de potencia de 5 nudos, utilizando un programa interactivo de simulación de sistemas de potencia diseñado para simular la operación de sistemas de potencia de alta tensión, el cual estudia resuelve las ecuaciones de flujo de carga utilizando el algoritmo de flujo de carga de Newton-Raphson.
- Por último, validación de los modelos desarrollados evaluando su impacto en un sistema de real de distribución primaria de 37 nudos de la empresa IBERDROLA.

1.4 ESTRUCTURA

La tesis comienza con una breve descripción de la generación distribuida (*GD*), y la importancia de la utilización de las energías renovables en este tipo de generación, para explicar a continuación la motivación de esta tesis y los objetivos que se persiguen (Capítulo 1).

El capítulo 2 está dedicado por una parte al estudio de la generación distribuida (GD), sus beneficios y futuro, los distintos tipos de GD y las características básicas de los distintos generadores utilizados en la GD y por otra parte a la definición y estudio de los factores del sistema a los cuales afecta la introducción de la GD en el sistema de distribución: Flujos de potencia, pérdidas, variaciones de tensión y su contribución al nivel de fallo.

La capacidad de transferencia de potencia de un sistema de potencia indica la cantidad que puede incrementarse la potencia transferida entre distintas áreas, sin comprometer la seguridad del sistema, y en esta tesis el capítulo 3 está dedicado a estudiar la evaluación de esta capacidad de transferencia de potencia, y en el cual, se repasan los distintos métodos utilizados para obtener este indicador y se explica con más detalle el método utilizado en esta tesis para calcular este parámetro.

Los capítulos 4 y 5, contienen respectivamente, una descripción de las tecnologías y características de funcionamiento de los generadores eólicos y de las plantas de cogeneración, y el desarrollo de los modelos de producción de energía eléctrica de parques eólicos y de plantas de cogeneración que son los dos tipos de GD que se modelizan en esta tesis desde el punto de vista eléctrico para integrarlos en la red de distribución primaria y evaluar el impacto de la GD. En el primer caso el modelo debe convertir la energía primaria variable (viento), que consideramos evoluciona siguiendo una distribución de Weibull, en energía eléctrica que se introduce en el sistema de distribución y en el segundo caso, el modelo convierte una fuente de energía primaria constante (gas), que la vamos a considerar como una variable binomial en función de su precio, en energía eléctrica.

En el capítulo 6 se muestran los resultados obtenidos al estudiar el funcionamiento de los sistemas eléctricos de distribución con y sin GD en distintos escenarios, utilizando el programa de simulación. Estos resultados, se utilizan para evaluar el impacto de la GD en distintos factores que influyen en el funcionamiento del sistema de distribución como el flujo de potencia, pérdidas, variaciones de tensión y su contribución al nivel de fallo, así como su impacto en la capacidad de potencia transferida del sistema.

Las conclusiones de esta tesis se presentan en el capítulo 7, donde además se exponen algunas ideas de mejora y futuros trabajos que pueden ser realizados a partir de la misma.

Finalmente en los Anexos podemos encontrar la descripción en detalle de los fundamentos estadísticos que se han utilizado para desarrollar los modelos de producción de energía eléctrica de la GD, los programas de dichos modelos de producción, las características técnicas de los sistemas de potencia empleados para

evaluar el impacto de la GD y los resultados obtenidos en los distintos escenarios evaluados.

2 Capítulo 2

GENERACIÓN DISTRIBUIDA

2.1 INTRODUCCIÓN A LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La Generación Distribuida (GD), entendida como la generación de energía eléctrica mediante instalaciones mucho más pequeñas que las centrales convencionales y situadas en las proximidades de las cargas, ha existido desde hace muchos años en todos los países industrializados. Así, en algunas aplicaciones que se encuentran alejadas de las redes eléctricas, se han utilizado generadores diesel de una gran variedad de potencias. Otro ejemplo son las plantas de cogeneración existentes en un buen número de instalaciones industriales, en las que el proceso utiliza grandes cantidades de energía térmica. [1]

Se suele citar como curiosidad histórica que en las tres primeras centrales eléctricas, diseñadas y construidas por Edison en Holborn Viaduct (Londres, 12/1/1882), Pearl Street (Nueva York, 4/9/1882) y Appleton (Wisconsin, 30/9/1882), se había seguido la estrategia que hoy se denomina Generación Distribuida, esto es, instalar la generación eléctrica dentro de la zona donde se encuentran los consumidores [2]. Precisamente, el nombre de Central, proviene del hecho de que la generación eléctrica estaba situada en el "centro geométrico" del consumo que "crecía" a su alrededor. Realmente, esto ocurrió con todas las centrales que se construyeron en los primeros años, ya que los generadores eléctricos eran de corriente continua y, a pesar de los intentos pioneros de transporte a distancia, especialmente los de Marcel Deprez, entre 1882 y 1886 (hasta 57 km) y H. Fontaine en 1886 de unos 30 km, la tensión relativamente modesta que se podía alcanzar hacía inviable el transporte de la energía eléctrica fuera de la zona de generación, ya que los rendimientos obtenidos en esas experiencias fueron inferiores al 50%.

La Generación Centralizada en grandes centrales eléctricas, tal como la conocemos hoy, ha tenido su inicio en la célebre instalación de transporte de energía eléctrica, entre la central de Lauffen (en el río Neckar) y la Exposición Internacional Electrotécnica de Francfort, distantes 175 km, en el año 1891. Los generadores producían una tensión alterna de 85 V, 40 Hz, que era elevada en Lauffen hasta 12.500-25.000 V por medio de transformadores basados en las ideas de Gaulad y Gibbs, (patentes de los años 1882 y 1884), y reducida de nuevo a 100 V, en Francfort, para alimentar el sistema de iluminación (1.000 lámparas de incandescencia) y un motor

trifásico de 100 CV que accionaba la bomba de una cascada artificial de 10 m, así como otros pequeños motores. El rendimiento del transporte, entre los bornes del generador y el consumo, alcanzó valores del orden del 83%.

No existe aún una definición comúnmente aceptada para la Generación Distribuida, e, incluso, la propia denominación difiere según la fuente documental. En ocasiones se utiliza el término Generación Dispersa o, aunque más raramente, el de generación "in-situ".

Una definición muy conocida es la del IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*): **'Generación Distribuida es la producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico. Es un subconjunto de recursos distribuidos'**.

En esta definición no se hace ninguna referencia al margen de potencias de los generadores, pero en general se acepta que va desde unos 3 a 5 kW los más pequeños, hasta 10-20MW los de mayor tamaño. A este respecto, en la referencia [3] se consideran Generadores Dispersos los de 5 kW a 500 kW que se conectan a la red de distribución de BT y Generadores Distribuidos, desde 2 MW hasta 10 MW, estando conectados a la red de distribución de MT.

En general, aunque no existe una definición universalmente aceptada sobre que es generación distribuida y en que se diferencia de la generación centralizada, algunos atributos que caracterizan a la GD son: [4]

- No es planificada.
- Menor de 50 – 100 MW.
- Conectada al sistema de distribución.

El sistema de distribución primaria lo componen las redes del Sistema Eléctrico de Potencia que conectan el sistema de transportes con el sistema de distribución secundaria al cual están conectados directamente los usuarios, y las tensiones utilizadas varían desde 230/400 V hasta 132 kV.

2.2 BENEFICIOS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

El funcionamiento convencional de los grandes Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) presenta importantes ventajas:

- Grandes unidades de generación que pueden funcionar eficientemente con relativamente poco personal.

- Redes de transporte de AT interconectadas que permiten que los generadores de reserva de potencia sean minimizados, y que las plantas de generación más eficientes, sean las que están suministrando energía la mayor parte del tiempo, transportando la energía a grandes distancias con limitadas pérdidas eléctricas.
- Redes de distribución diseñadas para flujos de carga unidireccionales y dimensionadas en función, únicamente, de la carga de los usuarios.

Sin embargo, en los últimos años el uso de la GD se ha incrementado, su implementación en los sistemas de distribución resulta beneficiosa para el SEP y para los usuarios. Para las compañías eléctricas la Generación Distribuida tiene bastantes aspectos positivos, especialmente los relativos a la limitación de las puntas de carga en la red de distribución, y para diferir o evitar totalmente el coste en ampliaciones de la infraestructura de distribución. Por otra parte, la Generación Distribuida puede ser incorporada al sistema eléctrico mucho más rápidamente que las soluciones convencionales, presentando, además, la notable ventaja de su capacidad de ser implantada por escalones suficientemente pequeños de forma que puede ajustarse estrictamente al crecimiento de la demanda.

No obstante, existen también algunas desventajas, especialmente ligadas a las herramientas de planificación tradicionalmente utilizadas por las compañías eléctricas, herramientas que deben ser modificadas para adaptarlas a la nueva situación. Estos problemas afectan a ciertas áreas clásicas, por ejemplo la planificación de las ampliaciones de la red, y también a nuevos campos, como las herramientas de predicción de la generación y el control de ésta, que se encuentra distribuida en cientos de unidades dispersas.

Otro tema importante que puede condicionar el desarrollo de la Generación Distribuida, es la participación de ésta en los servicios complementarios (o servicios del sistema) de la red. Los posibles servicios que esta nueva forma de generación puede proporcionar a la red al nivel de distribución incluye el soporte de tensión, la potencia reactiva, la liberación de congestiones, y el servicio de reserva de emergencia para restaurar el servicio en una zona limitada de consumidores. Estos servicios, en el nivel de distribución afectan también al nivel superior del sistema de transmisión, de forma que proporcionan también apoyo a este sistema.

2.3 FUTURO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La liberalización del mercado de electricidad, el incremento de los costes y el impacto de las regulaciones medioambientales hacen que la construcción de grandes

centrales eléctricas para satisfacer los incrementos en la demanda de energía eléctrica sean económicamente inviables. Como consecuencia, es fácil predecir que la GD tendrá un papel importante en los sistemas de energía eléctrica del futuro. El despliegue de la GD en las redes de distribución podrá potencialmente aumentar su fiabilidad y bajar el costo de la potencia instalando fuentes de energía más cerca de los centros de demanda. Este tipo de generación incluye una gran variedad de fuentes de energía, tales como solar, eólica, hidráulica, combustibles fósiles ... etc.

Aunque actualmente representan una porción pequeña del mercado de electricidad, las tecnologías de GD empiezan a jugar un papel crucial en algunos mercados donde sus políticas han favorecido el desarrollo de sistemas de cogeneración (generación de calor y de electricidad), y el uso de energías renovables. Estas políticas y el desarrollo tecnológico, aseguran el crecimiento de este tipo de generación que tiene el potencial para alterar fundamentalmente la estructura y organización de nuestro sistema de energía eléctrica.

Las referencias [5] y [6] tratan con gran detalle las cuestiones relativas a los niveles de penetración previstos para la Generación Distribuida, y los impactos que van a producir en las redes de distribución a las que normalmente se conectan. Es interesante destacar que el informe de CIRED está basado en las respuestas recibidas de 16 países a un cuestionario que incluye una gran variedad de cuestiones (22).

De acuerdo con los datos incluidos en los anteriores informes, el nivel de penetración de la Generación Distribuida en los sistemas eléctricos aumentará notablemente, siendo ya muy elevada en algunos países, Dinamarca y Holanda, donde alcanza el 40% en términos de potencia instalada. Un reciente estudio de EPRI (*Electrical Power Research Institute*) indica que de la nueva generación que se instalará hasta el año 2010 en EE.UU., el 25% será distribuida, siendo aún mayor esa proporción (30%) según un informe de la *Natural Gas Foundation* [7].

En el informe CIGRÉ WG 37-23 [5] se apuntan hasta doce razones que apoyan estas favorables previsiones, razones que se justifican por las dos siguientes políticas estructurales:

- Apoyo de los gobiernos nacionales a las fuentes renovables de energía, basado en consideraciones medioambientales.
- Introducción de la competencia en el nivel de la generación, impuesta por la liberalización del mercado eléctrico.

La Tabla 2.1 muestra el objetivo propuesto por la Unión Europea [8] respecto a las energías renovables que incrementa notablemente su participación en el mercado energético futuro.

Tabla 1: Producción eléctrica, actual y proyectada, con energías renovables

Tipo	Potencia Instalada		Producción (TWh)	
	1995	2010	1995	2010
Viento	2,5 GW	40 GW	4	80
Hidráulica	92 GW	105 GW	307	355
grande	82,5 GW	91 GW	270	300
pequeña	9,5 GW	14 GW	37	55
Fotovoltaica	0,03 GWp	3 GWp	0,03	3
Biomasa	44,8 Mtoe	135 Mtoe	22,5	230
Geotérmica	0,5 GW	1 GW	3,5	7

Tabla 2.1.- Producción eléctrica con energías renovables proyectada a 2010

2.4 TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

2.4.1 Motores de Combustibles Fósiles

Los motores de combustibles fósiles son la tecnología más comúnmente usada para la GD. Son una tecnología probada con costo de capital bajo, rango de operación alto, rápida puesta en marcha, eficiencia de conversión eléctrica relativamente alta, y una alta fiabilidad en su funcionamiento. Estas características, combinado con la capacidad de funcionamiento durante una interrupción de potencia, los hace la elección principal para los suministros de respaldo. La potencia de los equipos de generación de este tipo más comúnmente utilizados es menor de 1 MW.

En la actualidad, se utilizan principalmente dos tipos de motores:

- Los motores de gas natural
- Los motores Diesel

Las principales desventajas de estos motores de combustibles fósiles son: el ruido, costes de mantenimiento y emisiones altas, particularmente de óxidos de nitrógeno (NOx). Estas emisiones pueden disminuir, con una pérdida de eficiencia, cambiando características de la combustión, utilizando convertidores catalíticos, los cuales son una tecnología probada de control de emisiones. Los grandes sistemas pueden usar una reducción catalítica selectiva (SCR) con el fin de reducir emisiones a un costo más conveniente que un generador de dimensiones menores.

2.4.2 Turbinas de Gas

Las turbinas de gas son ampliamente usadas en la industria. El combustible suele ser gas natural, aunque puede emplearse gas LP o diésel. Sus capacidades van de 265 kW a 50,000 kW; permiten obtener eficiencias eléctricas del 30% y eficiencias térmicas del 55%; los gases de combustión tienen una temperatura de 600°C; ofrecen una alta seguridad de operación; tienen un bajo costo de inversión; el tiempo de arranque es corto (10 minutos); y requieren un mínimo de espacio físico. Su coste de mantenimiento es ligeramente inferior que para motores a base de combustibles fósiles, y también su eficiencia eléctrica.

Las turbinas de gas pueden ser ruidosas. Las emisiones son algo inferiores que los motores, y el control de emisiones de NO_x está comercialmente disponible.

2.4.3 Microturbinas

Las microturbinas que se consideran como GD son principalmente de dos tipos:

- Microturbinas a Gas.
- Microturbinas Hidráulicas

2.4.3.1 *Microturbina a Gas*

Las microturbinas a gas provienen del desarrollo tecnológico de la turbina de gas para la escala más pequeña. La tecnología fue originalmente desarrollada para aplicaciones de transporte, pero ahora encontró un nicho en la generación de potencia. Una de las características técnicas más notables de las microturbinas es su velocidad giratoria, la cual es muy alta [9]. Las unidades individuales se extienden de 30-200 KW pero pueden estar combinadas fácilmente. Las temperaturas de combustión pueden asegurar niveles de emisiones NO_x muy bajos. Hacen mucho menos ruido que un motor de tamaño comparable. El gas natural es el combustible más común, además el gas landfill, o biogás que también pueden ser usados. La desventaja principal de las microturbinas a gas son los altos precios en comparación con motores de gas.

2.4.3.2 *Microturbina Hidráulica*

Las micro centrales hidráulicas son centrales de bajas potencias, menores a 100 KW. Sus beneficios son referidos a la no contaminación ambiental; tiene un mantenimiento mínimo y su rendimiento es mayor a las demás tecnologías de GD.

Una de sus mayores desventajas es el flujo irregular que se puede dar en pequeños ríos a lo largo del año. Sin embargo, si es posible la construcción de una presa de acumulación se puede controlar en cierto grado esta variación.

Existe una clasificación de este tipo de centrales de acuerdo a su capacidad de generación, los tipos que interesan son:

- *Mini centrales:* Poseen una potencia superior a 100 KW e inferior a 1MW.
- *Micro centrales:* Poseen una potencia superior a 1 KW e inferior a 100 KW.

La potencia utilizable en una central hidráulica depende, además del caudal, del salto de agua y de la eficiencia de los componentes que intervienen en la generación de electricidad.

2.4.4 Celda de Combustible

Las celdas de combustible se pueden considerar como motores compactos, utilizan hidrógeno y oxígeno para generar electricidad. El sector de transporte es el principal potencial mercado para las celdas del combustible. La generación de potencia, sin embargo, se ve como un mercado en el cual las celdas de combustible podrían ser comercializadas más rápidamente.

Las celdas de combustible poseen una eficiencia de conversión muy alta (35% - 60%), comparadas con tecnologías convencionales. Su eficiencia limita las emisiones de gases que provocan efectos invernaderos CO₂. Como no hay combustión, otras emisiones nocivas también son bajas. La celda de combustible puede funcionar con una confiabilidad muy alta y así también podría complementar el abastecimiento de electricidad de la red.

2.4.5 Células Fotovoltaicas

La tecnología de las células Fotovoltaicas (PV) para la explotación de la energía solar es una de las fuentes renovables más conocidas. La típica estructura de un sistema PV esta constituido por un número de módulos dispuestos en una estructura en paralelo y en serie para obtener el nivel deseado de tensión de salida.

La potencia de un solo módulo varía entre 50 y 100W de acuerdo con el número de las celdas solares que estén conectadas en serie o paralelamente es la potencia que puede entregar una estructura PV.

A diferencia de otras unidades de GD, los sistemas fotovoltaicos poseen un costo de inversión alto, y un costo de operación muy bajo. No generan calor y son intrínsecamente de escala pequeña. Debido a estas características los sistemas PV satisfacen las aplicaciones domésticas y comerciales, donde los precios de la potencia adquirida de la red son más altos.

La tecnología fotovoltaica tiene una gran variedad de aplicaciones. La mayor parte de las aplicaciones actuales son sistemas remotos de telecomunicaciones, donde la confiabilidad y los bajos costes de mantenimiento son los requisitos principales. Los sistemas PV también son ampliamente usados en poblaciones rurales que no tienen otro acceso para los servicios básicos de energía. Además pueden utilizarse para proveer electricidad para una variedad de aplicaciones en iluminación, negocios pequeños, agricultura, entre otras.

La utilización de sistemas PV conectadas a la red, hoy en día no es muy factible debido a sus costos de inversión [9].

2.4.6 Generadores Eólicos

La energía del viento se ha utilizado principalmente en molinos de viento, los cuales han permitido principalmente el bombeo de agua, molienda de productos agrícolas y en los últimos años, en generación de electricidad. Una de las características de este recurso es su condición aleatoria y variable, por cuanto depende de condiciones atmosféricas. Esto lleva a que se requieran exhaustivas mediciones como condición previa para el desarrollo de proyectos destinados a su aprovechamiento.

En términos generales se distinguen cuatro escalas de aplicaciones de la energía eólica con fines de generación eléctrica [10]:

1. Sistemas eólicos a gran escala, conectados a la red eléctrica, también denominados parques eólicos. Potencias superiores a 1 MW.
2. Sistemas medianos, utilizados para abastecer pequeños poblados, que requieren sistemas de respaldo por medio de generadores diesel. Potencias superiores a 100 kW e inferiores a 1 MW.

3. Sistemas pequeños, utilizados para abastecer pequeñas comunidades, que constan de una turbina eólica, un generador diesel de respaldo y un banco de baterías. Potencias superiores a 1 kW e inferiores a 100 kW.
4. Sistemas individuales por vivienda, que constan básicamente de una turbina eólica y baterías para el almacenamiento de energía. Potencias inferiores a 1kW.

Tecnología	Motor Diesel	Generadores a gas	Turbinas a gas	Micro turbinas	Celdas de Combustible	Celda Fotovolt.
Capacidad (kW)	20-10000	50-5000	1000+	30-200	50-1000+	1+
Eficiencia (%)	36-43	28-42	21-40	25-30	35-54	-
Coste de Generación (\$/ kW)	125-300	250-800	300-600	500-750	1500-3000	-
Coste de recuperación de calor (\$/ kW)	-	75-150	100-200	200-600	incluido	-
Emisiones de CO _x (kg/MWh)	650	500-620	600-680	720	430-490	0
Emisiones de NO _x (kg/MWh)	10	0,2-1	0,3-0,5	0,1	0,006-0,01	0

Tabla 2.2.- Características de Tecnologías de GD

La tabla 2.2 presenta un resumen de las tecnologías utilizadas como unidades de GD, incluyendo su capacidad, costes y emisiones [11].

Las turbinas eólicas cada año cuestan menos por unidad de energía instalada. El costo por unidad de energía eólica de sistemas de gran escala en lugares con vientos adecuados puede ser más barato que el recurso energético hídrico. Por otro lado estos sistemas, ya sea en cualquier escala permiten tener acceso a la energía en distintos lugares; hay años de sequía pero no hay años sin viento.

2.5 CARACTERÍSTICAS DE LOS GENERADORES.

Los distintos tipos de tecnologías de GD usan principalmente máquinas eléctricas convencionales o circuitos convertidores de electrónica de potencia. Descripciones detalladas de máquinas y circuitos se encuentran disponibles en varios libros [12], [14]. Sin embargo, comparándolos con generadores aislados o generadores de grandes centrales de generación, hay diferencias significativas con el modo de implementación y control de la GD y algunos aspectos de su funcionamiento

incrementan su importancia debido a su posición en el sistema de potencia o el tipo de energía primaria requerida. [4].

Las tecnologías más utilizadas en la GD para generar electricidad a partir de otras formas de energía se pueden agrupar de la siguiente forma:

1. Máquinas giratorias acopladas a Generadores Sincronos de AC
 - Turbinas de vapor
 - Motores Diesel
 - Grandes turbinas de agua
2. Máquinas giratorias acopladas a Generadores de Inducción
 - Pequeñas turbinas de agua
 - Turbinas eólicas de velocidad fija.
3. Fuentes de potencia de CC acopladas a Sistemas Convertidores Electrónicos.
 - Células Fotovoltaicas (PV)
 - Convertidores acoplados a turbinas eólicas

El tipo de tecnología del generador influye en el comportamiento del GD en un sistema de distribución. Por ello, en este apartado, vamos a realizar una breve descripción de las características eléctricas de estos generadores.

2.5.1 Generadores Sincronos

En su régimen nominal de funcionamiento un generador síncrono, se puede representar como muestra la figura 2.1

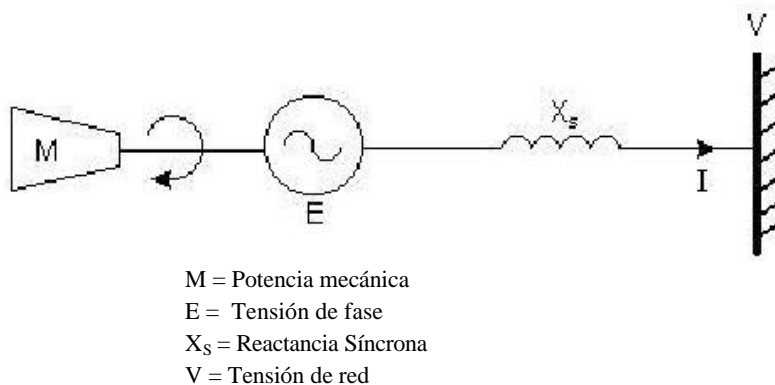


Fig. 2.1.- Generador síncrono conectado a una red de potencia infinita[4]

La figura 2.1 muestra un generador síncrono conectado a una red de potencia infinita (tensión constante). El factor de potencia de la potencia suministrada a la red es el coseno del ángulo ϕ , y el ángulo del rotor (ángulo entre el campo del rotor y el del estator) es δ . Al estar el generador conectado a una red de potencia infinita, la tensión en sus bornes permanecerá constante. En estas condiciones, los diagramas fasoriales de la figura 2.2, representan el funcionamiento normal del generador síncrono.

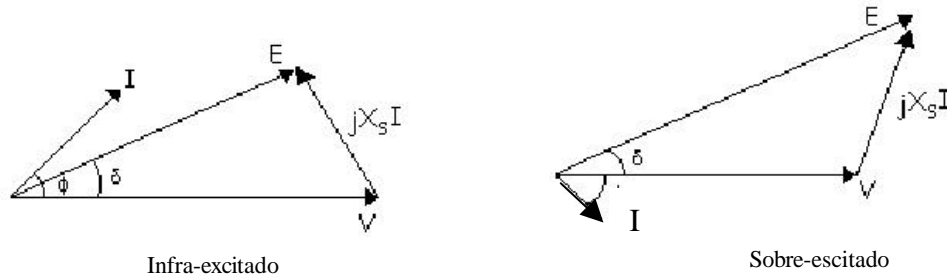


Fig. 2.2.- Diagrama fasorial de un generador síncrono conectado a una red de potencia infinita[4]

A partir del circuito de la figure 2.1, se obtiene que la potencia activa (P) y reactiva (Q) suministrada por el generador es:

$$P = (E_f \cdot V / X_s) \text{ sen } \mathbf{d} \tag{2.1}$$

$$Q = (E_f \cdot V / X_s) \text{ cos } \mathbf{d} - (V^2 / X_s) \tag{2.2}$$

Durante el funcionamiento normal, el ángulo del rotor (δ), es habitualmente menor de 30° y el coseno en la ec. (2.2) permanece aproximadamente constante [4]. Un incremento del par en el eje del rotor, da lugar a un aumento del ángulo del rotor (δ) y como resultado la potencia activa (P) suministrada a la red aumenta. Un incremento de la corriente de excitación, da lugar a un aumento de la magnitud de E_f y la potencia reactiva suministrada a la red aumenta. El diagrama fasorial de la figura 2.2 muestra que para el mismo ángulo del rotor y la misma potencia activa suministrada a la red, existen dos posibles valores de la corriente de excitación:

a) Infraexcitado:

$$|E| < |V|$$

Con un factor de potencia capacitivo (carga capacitiva), el generador absorbe potencia reactiva.

b) Sobreexcitado

$$|E| > |V|$$

Con un factor de potencia inductivo (carga inductiva), el generador suministra potencia reactiva.

Es importante notar que si la dirección de la corriente, I , es la opuesta y la máquina se considera como motor en lugar de generador, entonces la infraexcitación ocurre con un factor de potencia inductivo y la sobreexcitación un factor de potencia capacitivo. Sin embargo si se aplica una par en el eje, se suministra P a la red y E es mas grande que V , también se suministrara Q a la red sin importar si esa misma máquina es llamada motor o generador. Por tanto, para evitar confusión, es mejor considerar que las potencias P y Q sean consumidas o suministradas en lugar de los factores de potencia inductivos o capacitivos, los cuales dependen del sentido de la corriente [20].

La figura 2.3 representa el lugar geométrico del fasor VI , que define las distintas zonas de operación del generador [20]. Las zonas de operación posibles están delimitadas por los siguientes límites.

1. El límite de P máxima es impuesto por la potencia nominal de la máquina que suministra la potencia al eje del generador
2. El límite de S máxima es impuesto por la máxima corriente permisible en el estator del generador.
3. La máxima corriente de excitación es impuesta por la máxima corriente permisible en el rotor.
4. El límite máximo teórico de estabilidad en la zona de infraexcitación define un ángulo máximo de la carga de 90° .

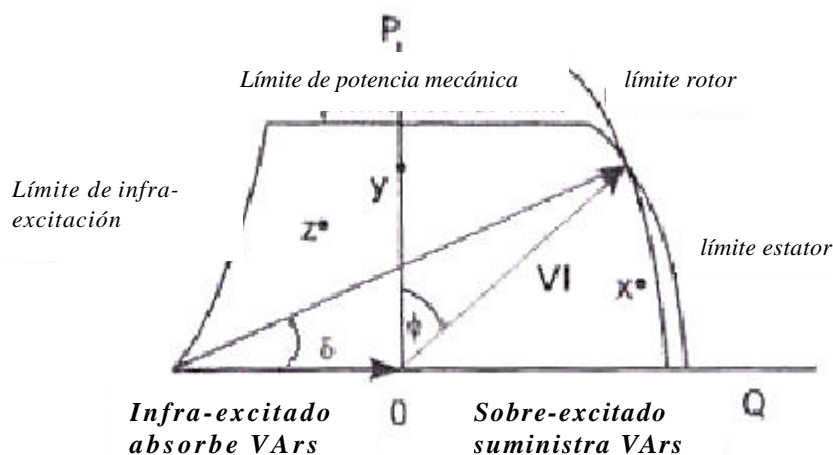


Fig.2.3.- Diagrama de funcionamiento de un generador síncrono.[4]

El esquema de la figura 2.3 muestra que un generador síncrono conectado a una red de potencia infinita puede funcionar en una amplia zona y Q puede ser controlada independientemente de P [4]. Por ejemplo, en el punto (X), P y Q son suministradas a la red, en el punto (y) con un factor de potencia unidad mas P es suministrada a la red, y en el punto (z) P es suministrada y Q es absorbida de la red.

2.5.1.1 Utilización de los Generadores Síncronos en Generación Distribuida.

El control independiente de P y Q hace interesante la utilización de los generadores síncronos en generación distribuida, siendo característico de las plantas de cogeneración. Sin embargo, antes de conectarlos deben ser puestos en sincronismo con la red, es decir, en el momento de la conexión la secuencia de fases y la magnitud de las tensiones de línea del generador y de la red debe ser la misma. Además los relés de conexión deben disponer de un control muy preciso sobre la conexión del generador.

2.5.2 Generadores de Inducción

Si un motor de inducción se hace girar a velocidades superiores a su velocidad de sincronismo, se dice que el deslizamiento es negativo y la máquina esta funcionando como generador como muestra la figura 2.4. A esta máquina se le denomina generador asíncrono [21].

Generalmente, las máquinas de inducción son utilizadas como pequeños generadores en GD debido a la simplicidad de su diseño [4]. Este tipo de generador no necesita de sincronismo con la red, sin embargo a medida que aumenta el tamaño de estas máquinas el transitorio que aparece en el momento del arranque la hacen parecida a los generadores síncronos [4].

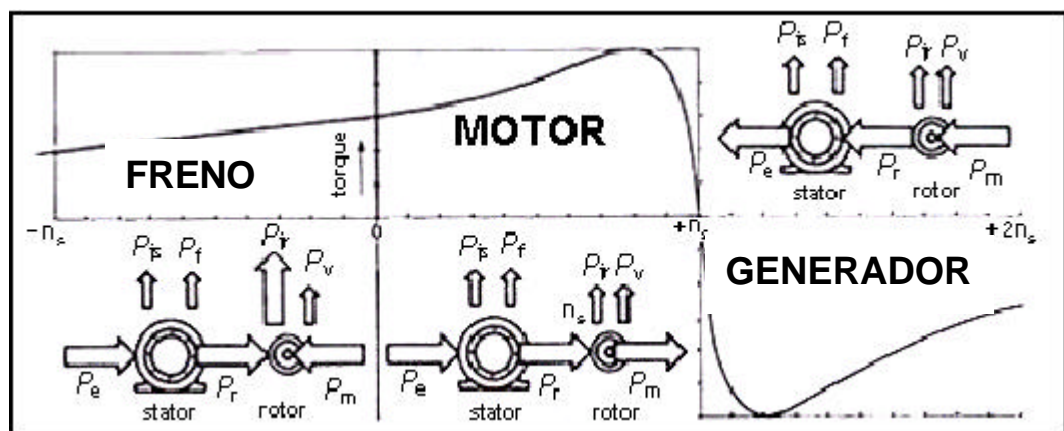


Fig. 2.4.- Curva Par-Velocidad de una máquina trifásica de inducción

Un generador asincrono es un motor de inducción con un par aplicado a su eje. Por tanto, el circuito equivalente del motor de inducción que se muestra en la figura 2.5, puede ser utilizado para el estudio del funcionamiento del generador de inducción [4].

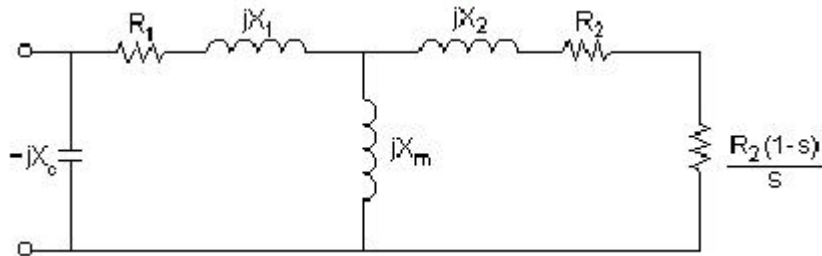


Fig. 2.5.- Circuito equivalente de un motor de inducción [4]

El circuito equivalente del motor de inducción es muy similar al del transformador. En este caso, R_1 representa la resistencia del estator, mientras X_1 representa la reactancia del estator. Normalmente para mejorar el factor de potencia se conectan condensadores en los bornes del generador, esta capacidad se representa por $-jX_c$. X_m es la reactancia magnetizante y X_2 es la reactancia del rotor referida al estator. La resistencia del rotor, R_2 , varía con el deslizamiento, s .

La zona normal de funcionamiento de una máquina de inducción se puede describir en función de P y Q igual que en la máquina síncrona [4]. El diagrama del círculo de una máquina de inducción se muestra en la Figura 2.6

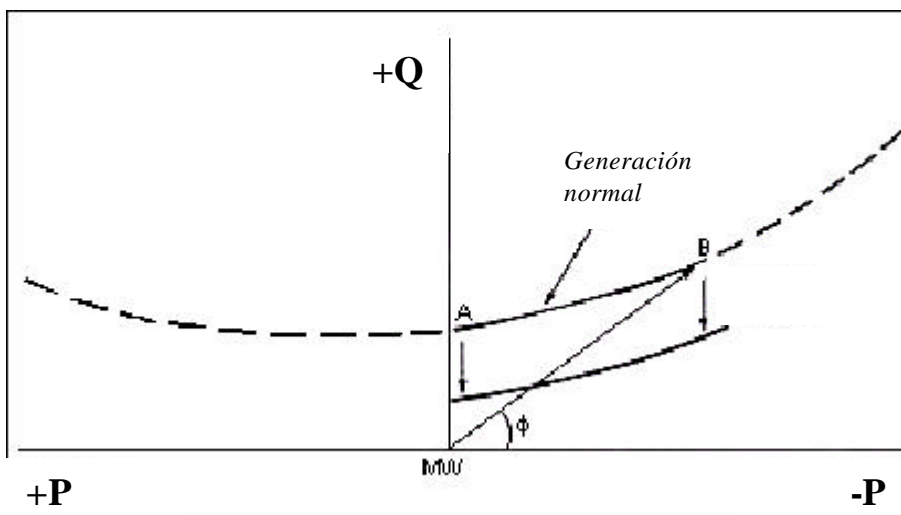


Fig. 2.6.- Diagrama del círculo de una máquina de inducción [4]

En el punto A, el generador de inducción está funcionando a la velocidad de sincronismo absorbiendo Q de la red para crear el campo magnético. Sin embargo, no

se suministra P a la red. Un incremento del par aplicado al eje da como resultado que se suministre P a la red y un aumento en la Q absorbida (punto B).

La diferencia principal entre el generador síncrono y el generador de inducción es que el generador de inducción solo puede funcionar en un lugar geométrico circular y por tanto, siempre hay una relación definida entre P y Q, por ello el control del factor de potencia en un generador de inducción no es posible [4]. Para mejorar el factor de potencia se utilizan condensadores conectados en sus terminales.

2.5.2.1 *Generadores de Inducción bajo condiciones de fallo*

La reacción de los generadores de inducción bajo condiciones de fallo es diferente de la de los generadores síncronos. En el caso de un fallo trifásico en la red de suministro la Q necesaria para mantener la excitación del generador de inducción se interrumpe, consecuentemente la contribución a la corriente de fallo se limita al periodo subtransitorio. La magnitud de la corriente inicial simétrica de fallo, I'' se puede estimar de la forma siguiente [4]:

$$I'' = \frac{U}{X''} \quad (2.3)$$

siendo:

$$X'' = X_1 + \frac{X_2 X_m}{X_2 + X_m} \quad (2.4)$$

Donde las reactancias corresponden a los valores con el rotor bloqueado y U es la tensión nominal de fase incrementada por un factor del 10%.

Durante condiciones de fallo desequilibradas la contribución del generador de inducción a la corriente de fallo puede ser permanente y en algunos casos puede dar lugar a un aumento de la corriente en la fase sin fallo.

2.5.2.2 *Utilización de los Generadores de Inducción en Generación Distribuida*

Las máquinas de inducción se usan en los sistemas de potencia generalmente como motores de inducción, su uso como generador esta poco extendido. A pesar de su simplicidad constructiva [4], los generadores síncronos son más utilizados. Esto es debido principalmente a la relación definida entre la P suministrada y la Q absorbida. Sin embargo, los generadores de inducción presentan la ventaja de soportar grandes variaciones de pares en la máquina motriz, lo que hace de ellos una máquina idónea en algunos tipos de generación como la generación eólica.

2.5.3 Sistemas convertidores electrónicos

Equipos de electrónica de alta potencia son utilizados en sistemas convertidores como “interface” de la GD con la red de distribución. Con la implementación de estos sistemas, la velocidad del generador conectado no depende de la frecuencia de la red.

También se utilizan estos equipos para conectar a la red fuentes de energía, que producen corriente continua como las Células Fotovoltaicas (PV) y las Celdas de combustible [22].

2.6 GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

Durante los últimos 50 años, los sistemas de distribución han sido diseñados para recibir energía en alta tensión y suministrarla a los consumidores. La introducción de la Generación Distribuida presenta un conjunto de nuevas condiciones en la red y como consecuencia la aparición de nuevos problemas técnicos que deben ser estudiados al considerar la conexión de Generación Distribuida. En este apartado se describen los parámetros del sistema eléctrico de distribución que pueden variar con la introducción de GD: Flujos de potencia, pérdidas, variaciones de tensión, niveles de fallo etc. y el impacto que produce sobre ellos la GD.

2.6.1 Flujo de potencia

Para entender mejor los efectos de la GD en el sistema de distribución, es necesario conocer los factores que influyen en la transferencia de potencia entre distintas áreas del sistema. Para evaluar estas transferencias y comprobar las condiciones normales de funcionamiento del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), se realizan los estudios de Flujo de Potencia, también llamado Flujo de Carga.

Conocidas la potencia generada y las cargas de un sistema, el cálculo del Flujo de Potencia proporciona la tensión en todos los nudos del sistema. Una vez conocidas estas tensiones, calcular el flujo en todas las líneas es directo. Estudiar el Flujo de Potencia es simplemente aplicar los cálculos de Flujo de Potencia a todas las posibles variaciones de carga, configuraciones de la red y condiciones de generación. En este apartado revisaremos los factores que influyen en la transferencia de potencia y describiremos los principios básicos utilizados en las técnicas para estudiar los Flujos de Carga.

2.6.1.1 Transferencia de Potencia entre dos Nodos de una Red

En este apartado estudiaremos los factores que influyen en la transferencia de P y Q entre dos nodos de una red. Consideremos el diagrama unifilar del sistema de potencia de la figura 2.7.

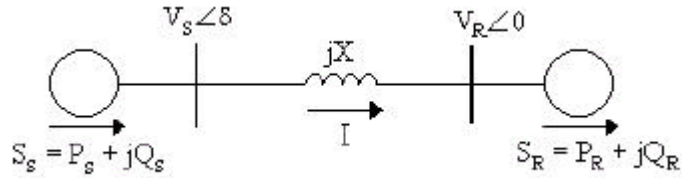


Fig.2.7.- Diagrama equivalente del sistema [14]

La figura muestra dos nodos de una red de distribución conectados por una línea, la cual se representa por una reactancia inductiva pura. Esto es debido a que las impedancias que representan las líneas, transformadores y generadores las consideramos predominantemente inductivas. Los efectos de las capacidades parásitas de las líneas los consideramos incluidos en la Q neta transmitida [16]. El subíndice “S” identifica los parámetros del origen y el subíndice “R” identifica los parámetros del receptor final.

En la figure 2.7, la potencia aparente en el receptor final es:

$$S_R = P_R + jQ_R = V_R I^* = V_R \left[\frac{V_S - V_R}{jX} \right] = V_R \left[\frac{V_S \cos d + jV_S \sin d - V_R}{jX} \right] \quad (2.5)$$

Donde δ = desfase de la tensión

(*) = Complejo conjugado

De aquí, se obtiene,

$$P_R = \frac{V_S V_R}{X} \sin d \quad (2.6)$$

$$Q_R = \frac{V_S V_R \cos d - V_R^2}{X} \quad (2.7)$$

Análogamente,

$$P_S = \frac{V_S V_R}{X} \sin d \quad (2.8)$$

$$Q_S = \frac{V_S^2 - V_S V_R \cos d}{X} \quad (2.9)$$

Las ecuaciones (2.6) a (2.9) describen la forma en que P y Q se transfieren entre partes activas de la red. Las ecuaciones muestran que P y Q pueden variar dependiendo de las magnitudes de las tensiones y sus desfases [16].

La corriente I se obtiene mediante la expresión:

$$I = \frac{V_S \cos \mathbf{d} + jX \sin \mathbf{d} - V_R}{jX} \quad (2.10)$$

La potencia reactiva consumida por la reactancia inductiva X, que refleja las pérdidas de potencia reactiva Q_{perd} , es

$$Q_{perd} = Q_S - Q_R = X \frac{P_R^2 + Q_R^2}{V_R^2} = I^2 X \quad (2.11)$$

Si consideramos la resistencia R de la red, entonces las pérdidas de potencia activa, P_{perd} son

$$P_{perd} = P_S - P_R = R \frac{P_R^2 + Q_R^2}{V_R^2} = I^2 R \quad (2.12)$$

A partir del análisis de las ecuaciones (2.11) y (2.12), se observa que un aumento de la potencia reactiva transmitida da lugar a un aumento de las pérdidas de potencia activa y reactiva. Esto tendrá impacto en la potencia transmitida y en la regulación de tensión [14].

La potencia activa transferida es función del valor de la tensión y del desfase. Sin embargo, el valor de la tensión en cualquier nodo del sistema no debe tener una desviación significativa de su valor nominal [14] o de lo contrario podría conducir a un funcionamiento insatisfactorio del sistema de potencia. Por tanto, podemos decir, que la transferencia de potencia activa depende en primer lugar del desfase de la tensión. Sin embargo, la potencia reactiva transferida depende principalmente del valor de la tensión. La transferencia se hace normalmente desde el punto de tensión mayor al punto de menor tensión. La potencia reactiva no puede ser transmitida a grandes distancias, para ello requeriría grandes gradientes de tensión. [14].

En la práctica las características básicas de este pequeño sistema de dos nudos se pueden generalizar a cualquier sistema.

2.6.1.2 Análisis del Flujo de Carga

Este apartado se centra en el análisis de un sistema de potencia equilibrado en condiciones normales de funcionamiento. Los estudios de Flujo de Carga son el

”núcleo” de cualquier análisis o diseño de sistemas de potencia, generalmente son el primer paso a realizar en los estudios de planificación, funcionamiento, estabilidad, análisis de contingencias,... etc de un sistema eléctrico de potencia.

2.6.1.2.1 Clasificación de los nudos

En la resolución de problemas de Flujo de Carga, se asume que el sistema es equilibrado y se representa por un modelo monofásico. A cada nudo se asocian 4 magnitudes: Tensión (V), desfase de la tensión (δ), potencia activa (P) y potencia reactiva (Q).

Los nudos del sistema, generalmente se clasifican en tres tipos [12, [14]:

1. Nudo de referencia (Slack bus)

Este nudo, se toma como referencia para los cálculos de Flujo de potencia. En este nudo la tensión (V) y el desfase de la tensión (δ), son conocidas y el nudo suministra la diferencia de potencia entre la carga prevista y la potencia generada debida a las pérdidas en la red. Por tanto, la P y Q que deberá generar el nudo de referencia son:

$$\sum P_{gen} = \sum P_{load} + \sum P_{perd} \quad (2.13)$$

$$\sum Q_{gen} = \sum Q_{load} + \sum Q_{perd} \quad (2.14)$$

Y la potencia activa prevista P_{sch} y la potencia reactiva prevista Q_{sch} son:

$$P_{sch} = P_{gen}$$

$$Q_{sch} = Q_{gen}$$

2. Nudo de Carga (Load Bus)

Este tipo de nudo, frecuentemente se le denomina nudo PQ. Normalmente se asume que la carga consume una potencia constante. Por tanto, en este nudo P y Q son conocidas, mientras que V y δ son desconocidas. La potencia prevista puede ser determinada por:

$$P_{i_{sch}} = P_{i_{gen}} - P_{i_{load}}$$

Donde i es el número del nudo y puesto que el nudo PQ es un nudo no generador:

$$P_{i_{gen}} = 0$$

Entonces,

$$P_{i_{sch}} = -P_{i_{load}}$$

Para la potencia reactiva prevista Q_{sch} de la misma forma se obtiene una relación similar.

3. Nudo de Tensión controlada (PV Bus)

En este tipo de nudo V y δ son conocidas y además los límites de Q ($Q_{min} \leq Q \leq Q_{max}$) son especificados, dependiendo de las características de los equipos individuales. Nudos de este tipo son nudos con generadores, nudos con compensadores de VAR: generadores sincrónicos o condensadores [16]. Puesto que este tipo de nudo no es un nudo de carga

$$P_{j_{load}} = 0$$

Y la potencia prevista se puede determinar por:

$$P_{j_{sch}} = P_{j_{gen}}$$

2.6.1.2.2 Ecuación de Red

La relación entre las tensiones y corrientes de los nudos de la red se pueden formular para cada nudo utilizando las leyes de Kirchoff, las cuales nos permiten representar las ecuaciones de la red en función de una matriz de admitancias de nudo para un nudo “n” del sistema [14].

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \cdot & \cdot & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \cdot & \cdot & Y_{2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \cdot & \cdot & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ V_n \end{bmatrix} \quad (2.15)$$

donde:

n = número total de nudos

Y_{ii} = admitancia propia del nudo i

Y_{ij} = admitancia mutua entre el entre los nudos i y j

V_i = tensión respecto al nudo de referencia del nudo i

I_i = corriente en el nudo i

Y expresada de forma general [23],

$$[I_{bus}] = [Y_{bus}] [V_{bus}] \quad (2.16)$$

I_{bus} es la corriente de los nudos.

V_{bus} es la tensión medida en el nudo respecto al nudo de referencia.

Y_{bus} es la matriz de admitancias de nudo.

La admitancia propia de un nudo es la suma de las admitancias conectadas a dicho nudo y puede ser determinada por la expresión [23]:

$$Y_{ii} = \sum_{j=0}^n y_{ij} \quad j \neq i \quad (2.17)$$

Las admitancias mutuas son los elementos que no pertenecen a la diagonal de Y_{bus} y es igual al negativo de la admitancia entre los nudos i y j [23].

$$Y_{ij} = Y_{ji} = -y_{ij} \quad (2.18)$$

Cuando las corrientes son conocidas, la ecuación (2.18) se puede obtener a partir de las tensiones de nudo [23].

$$[V_{bus}] = [Y_{bus}]^{-1} [I_{bus}] \quad (2.19)$$

La inversa de la matriz de admitancias de nudo es la matriz de impedancias de nudo Z_{bus} , que es

$$[Z_{bus}] = [Y_{bus}]^{-1} \quad (2.20)$$

2.6.1.2.3 Tipos de Métodos Iterativos

Los dos métodos iterativos más comúnmente usados en problemas de Flujo de Cargas son los métodos de Gauss-Seidel y de Newton-Raphson. Estos métodos han sido ampliamente adoptados en la industria y descritos en detalle en libros de texto de Sistemas de Potencia como [14], [23].

El método de Gauss-Seidel está basado en la aproximación iterativa propuesta por Seidel en 1874 (Academy of Science) [14]. En este método a la incógnita se le asigna en primer lugar un valor y el valor obtenido en la primera ecuación, V_1 es utilizado para determinar V_2 en la segunda ecuación y así consecutivamente. Cada

ecuación es calculada sistemáticamente y el conjunto completo resuelto de nuevo hasta que los valores obtenidos para las incógnitas converjan dentro de unos límites determinados.

Las series de Taylor expandidas para una función de dos o más variables forman el concepto básico del método de Newton-Raphson para resolver problemas de Flujo de Carga. En este método la tensión y el desfase son estimados para cada nudo de carga y estas estimaciones son utilizadas para calcular los desequilibrios de potencia activa y reactiva. La matriz Jacobiana se forma por las derivadas parciales de las potencias respecto al desfase y a las tensiones. Las ecuaciones anteriores consideradas como vectores de corrección son resueltas y los valores obtenidos se añaden a los inicialmente estimados. Estos nuevos valores de tensión y desfase son utilizados como valores iniciales para una segunda iteración y así sucesivamente se continúa hasta que la corrección es mas pequeña que un valor residual predefinido [23].

2.6.1.2.3.1 *Comparación de ambos métodos iterativos*

El método de Gauss-Seidel, también conocido como el método del desplazamiento sucesivo es el más antiguo de los métodos de flujo de carga. Tolera peores condiciones de tensión y potencia reactiva [14], sin embargo su velocidad de convergencia es lenta.

El método de Newton-Raphson, por otra parte, tiene una mejor velocidad de convergencia. El tiempo de computación se incrementa linealmente con el tamaño del sistema. Este método utiliza técnicas de actualización, mediante las cuales toma como valor de las variables de estado el valor precedente calculado, esto hace que el método de Newton-Raphson sea muy adecuado en aplicaciones de grandes sistemas de potencia que requieren soluciones muy seguras.

2.6.2 **Estabilidad de Tensión**

Estabilidad de tensión es la capacidad del sistema de potencia para mantener la tensión de todos sus nudos dentro de unos límites aceptables cuando el sistema esta funcionando tanto en condiciones normales como después de haber sufrido alguna alteración [14].

2.6.2.1 *Estabilidad de tensión en Sistemas de Distribución*

Un sistema experimenta un estado de inestabilidad en la tensión cuando hay una progresiva o incontrolada caída de tensión después de una alteración, incremento de la

demanda, o cambio de las condiciones de funcionamiento [14]. El principal factor, que causa este inaceptable comportamiento de la tensión, es la incapacidad del sistema de distribución para satisfacer la demanda de potencia reactiva.

En condiciones normales de funcionamiento, el valor de la tensión del nudo, V , aumenta a medida que aumenta la potencia reactiva, Q , suministrada a dicho nudo, pero cuando la tensión V , de cualquier nudo del sistema disminuye con el aumento de Q en el mismo nudo, y entonces se dice que el sistema es inestable [16].

Aunque la inestabilidad en la tensión es un problema localizado, su impacto en el sistema puede ser muy amplio dependiendo de la relación entre la potencia transmitida (P), potencia reactiva inyectada (Q) y tensión del receptor final (V). Esta relación juega un papel importante en el análisis de la estabilidad y puede ser representada gráficamente, mediante las curvas que explicaremos a continuación.

2.6.2.1.1 Curvas PV

Cuando se estudia la estabilidad de tensión, resulta de interés la relación entre la potencia transmitida (P) y la tensión del receptor final (V). El proceso de análisis de estabilidad de tensión analiza la transferencia de P de una zona a otra del sistema, y comprueba sus efectos en las tensiones del sistema, V . Este tipo de análisis se le denomina comúnmente estudio PV. Cuando se estudia la estabilidad de tensión, resulta de interés la relación entre la potencia transmitida (P) y la tensión del receptor final (V). El proceso de análisis de estabilidad de tensión analiza la transferencia de P de una zona a otra del sistema, y comprueba sus efectos en las tensiones del sistema, V . Este tipo de análisis se le denomina comúnmente estudio PV.

La figure 2.8 muestra una curva típica PV (o curva V-P). Representa la variación de la tensión en un nudo particular del sistema en función de la potencia activa suministrada a todas las cargas del sistema. Estas curvas se generan a partir de una serie de soluciones de flujos de carga.

Observando la gráfica de la figura, se puede ver que en el punto de inflexión (“knee”) de la curva PV, la tensión cae rápidamente cuando hay un ligero incremento en la carga demandada. El flujo de carga no converge a partir de este punto, lo cual indica que el sistema ha llegado a ser inestable. Este punto se llama Punto Crítico, y puede ser utilizado para determinar la tensión de funcionamiento crítica del sistema y el margen de colapso. Generalmente, puntos de funcionamiento por encima del punto crítico significan que el sistema está funcionando en condiciones estables y si los puntos de funcionamiento están por debajo de dicho punto el sistema se dice que está funcionando en una condición inestable.

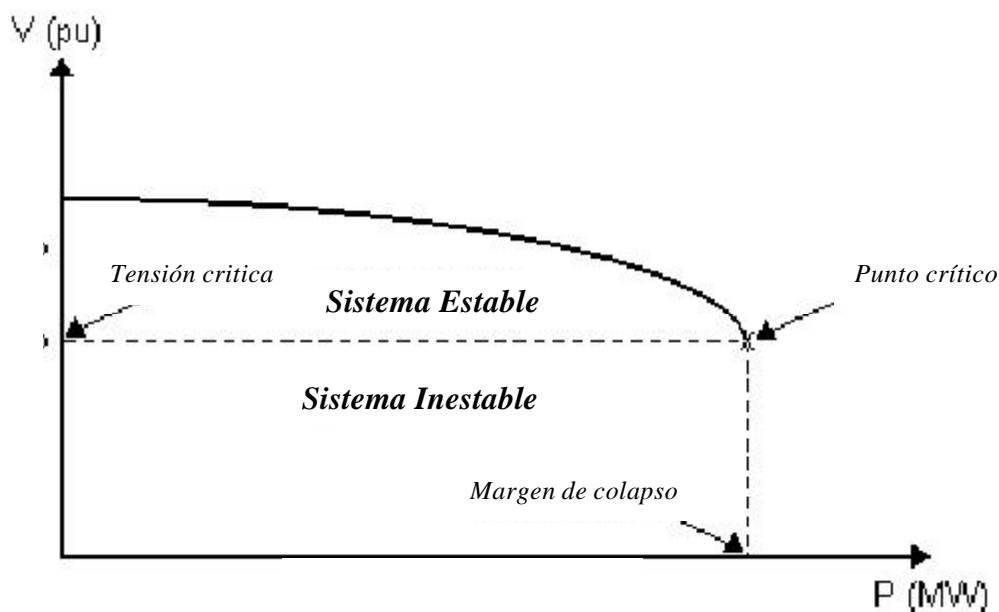


Fig. 2.8.- Típica curva Potencia activa-Tensión (PV)

2.6.2.1.2 Curvas QV

La estabilidad de tensión depende de cómo las variaciones de P y Q afectan a las tensiones en los nudos de carga. Las curvas QV representan la sensibilidad y variación de las tensiones de nudo con respecto a las variaciones de potencia reactiva [14]. La figura 2.9 muestra una curva típica QV, la cual se obtiene normalmente a partir de una serie de soluciones de flujo de carga.

En dicha figura se puede observar que el límite de estabilidad de tensión es el punto donde la derivada dQ/dV es cero. Este punto también define el mínimo de potencia reactiva requerida para un funcionamiento estable del sistema [14]. Como se ha dicho anteriormente en condiciones normales de funcionamiento un aumento de Q va acompañado de un aumento de la tensión, por tanto, todos los equipos de compensación funcionarían satisfactoriamente. En todos los puntos de funcionamiento situados en el lado derecho de la curva el sistema es estable y por el contrario en los puntos de funcionamiento situados a la izquierda de la curva el sistema es inestable.

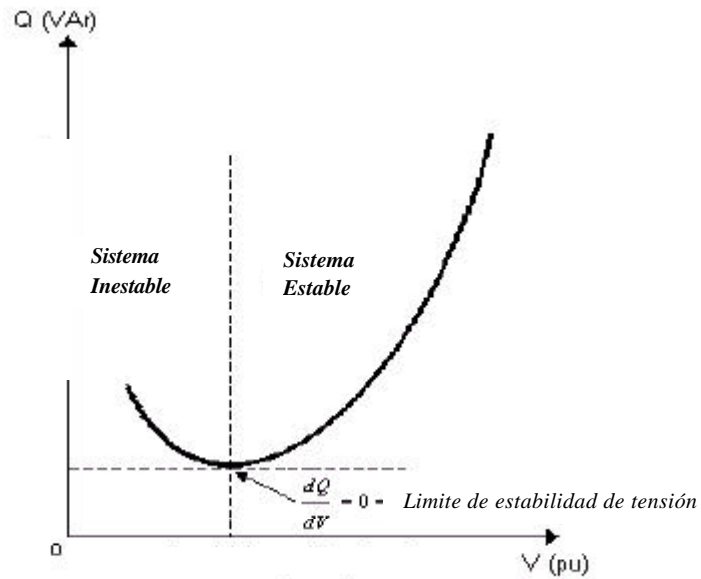


Fig. 2.9.- Típica curva Potencia reactiva-Tensión (QV)

2.6.3 Análisis de Fallos

El objetivo de este apartado es realizar una breve introducción del análisis de fallos y sus efectos en un sistema eléctrico. Esta herramienta analítica se utiliza en el diseño de sistemas eléctricos de potencia para calcular la magnitud de las corrientes de fallo y asegurar que los dispositivos de protección están dimensionados para cortar estas corrientes de forma segura.

2.6.3.1 Tipos de Fallos

Un fallo en una red eléctrica de distribución es cualquier defecto, que interfiere en el normal flujo de corriente de la red. Estos fallos pueden ser causados por eventos imprevistos como sobrecargas de las líneas, cortocircuitos, roturas accidentales en excavaciones de cables subterráneos....etc. Como consecuencia, pueden aparecer altas corrientes en la localización del fallo y en las partes de la red por donde circula esta corriente de fallo. Estas corrientes son un riesgo y pueden causar daños irreversibles a cables, transformadores y otros equipos de la red y también pueden afectar al suministro de electricidad a los consumidores.

En un sistema trifásico pueden ocurrir tres tipos de fallos (figure 2.10):

- Fase – Tierra (FT)
- Fase – Fase (FF)
- Trifásico

Los dos primeros son relativamente comunes en las redes de distribución y pueden ser causados por caída de objetos sobre las líneas o por rotura de cables. El fallo trifásico es de más difícil ocurrencia y puede ser causado por daños accidentales de cables o equipos.

Los fallos FT y FF son ejemplos de fallos desequilibrados mientras que el fallo trifásico es un fallo equilibrado. Los fallos equilibrados afectan a las tres fases de la red de forma similar y la simetría entre las tensiones y corrientes de la red no cambia [4].

Los fallos trifásicos dan lugar a corrientes más altas que cualquier otro tipo de fallo, por tanto, los dispositivos de protección son generalmente dimensionados para soportar las corrientes calculadas en los fallos trifásicos.

Afortunadamente, los fallos trifásicos son los más fáciles de modelar y calcular las correspondientes corrientes de fallo, aunque a veces es necesario modelar otros tipos de fallos en la mayoría de las veces es suficiente con el cálculo de los fallos trifásicos.

2.6.3.2 *Cálculo de Fallos Equilibrados*

El fallo trifásico como el sistema permanece eléctricamente equilibrado, podemos utilizar para su estudio el circuito equivalente monofásico. Los valores de la tensión antes del fallo los obtenemos de la solución del flujo de carga, la red con el fallo se reduce a un circuito equivalente de Thevenin de la red vista desde el punto donde ocurre el fallo y resolviendo este circuito se obtienen los cambios de las tensiones en los nudos. Las tensiones en los nudos durante las condiciones de fallo las obtenemos reemplazando las tensiones pre-fallo por las tensiones obtenidas del equivalente de Thevenin, y con ella podemos calcular las corrientes durante el fallo en todos los nudos del [23].

El Nivel de Fallo en un punto de una red de distribución es una medida de la corriente de fallo que puede aparecer en el caso de un fallo trifásico en ese punto. En un sistema trifásico, el nivel de fallo se obtiene a partir de la siguiente expresión [4]:

$$FL = \sqrt{3} V_n I_f \quad (VA) \quad 2.21)$$

donde,

FL = Nivel de Fallo (VA)

V_n = Tensión nominal en la localización del fallo (V)

I_f = Corriente de fallo

Es importante destacar que la configuración del sistema tiene un efecto significativo en el Nivel del Fallo.

2.6.3.3 Cálculo de Fallos Desequilibrados

Cuando consideramos fallos desequilibrados, entonces la red también es un sistema eléctricamente desequilibrado, en estas condiciones, los cálculos se simplifican con la introducción de los componentes simétricas.

De acuerdo con el Teorema de Fortescue, tres fasores desequilibrados (tensiones o corrientes) de un sistema trifásico se pueden descomponer en tres sistemas de fasores equilibrados. Los componentes de este conjunto equilibrado son:

- a) Componente de Secuencia Positiva que consiste en tres fasores equilibrados de tensión o corriente en una secuencia de fase normal (positiva).
- b) Componente de Secuencia Negativa que consiste en tres fasores equilibrados de tensión o corriente en una secuencia de fase opuesta (negativa).
- c) Componente de secuencia Cero que consiste en tres tensiones o corrientes de igual magnitud y fase.

La componente simétrica de las corrientes se relaciona con las corrientes de fase por medio de la siguiente expresión:

$$\begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

Donde,

$$a = 1 \angle 120^\circ$$

Por tanto, las corrientes de fase son:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

De forma idéntica se obtiene la relación entre las tensiones de fase y las componentes simétricas de las tensiones.

2.6.4 IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

2.6.4.1 *Flujos de potencia*

Los sistemas de distribución actuales reciben la energía en las subestaciones primarias (transformadores de AT) y la distribuyen a los consumidores. Por tanto, los flujos de potencia activa (P), y reactiva (Q), han sido siempre desde los niveles de alta tensión (AT) hacia los de baja tensión (BT). Sin embargo, con la introducción de Generación Distribuida en el sistema de distribución, pueden aparecer flujos de potencia inversos, y la red pasar de ser un sistema pasivo alimentando cargas, a un sistema activo donde los flujos de potencia y tensiones, son determinados por generación y cargas [12]. En los casos en que la potencia generada por la Generación Distribuida es mayor que la consumida por las cargas conectadas, la potencia sobrante es transferida a través de las subestaciones primarias a la red de transporte de AT.

Esta posibilidad de flujos de potencia inversos, puede presentar algún problema en los transformadores donde se realiza la operación de control automático de la relación de transformación (“tap”), para regular la tensión en el lado de BT de los transformadores.

2.6.4.2 *Pérdidas de potencia*

La Generación Distribuida también, tendrá impacto en las pérdidas de potencia en la red. Un emplazamiento adecuado de la Generación Distribuida puede contribuir a la reducción de las pérdidas del sistema, mientras que un emplazamiento inadecuado puede incrementar dichas pérdidas [13]. Un adecuado emplazamiento, puede también incluso mejorar la capacidad de transmisión de potencia del sistema y reducir la carga de los equipos.

Los bancos de condensadores reducen pérdidas al igual que la Generación Distribuida, la única diferencia es que la GD afecta a los flujos de potencia activa y reactiva mientras que los bancos de condensadores solo afectan al flujo de potencia reactiva.

2.6.4.3 *Variación de los niveles de Tensión*

En un sistema eléctrico de potencia (SEP) donde la reactancia (X) es más significativa que la resistencia (R), la variación de la tensión depende fundamentalmente de los flujos de potencia reactiva. Para una red de transporte de 275 kV los valores típicos de la relación X/R están entre 5 y 10. Sin embargo en una red de distribución de

11kV, los valores de esta relación son menores que 1 [14]. Como consecuencia, en la red de distribución las variaciones de tensión son debidas además de a los flujos de potencia reactiva, a los de potencia activa. [15].

La operación de un GD tenderá a elevar el nivel local de tensión en la red a la cual esta conectado, especialmente si el generador se conecta a un circuito de tensión regulada. Esto puede provocar conflictos con el criterio de que en sistemas entre 1 kV y 132 kV, los niveles de variación de tensión deben mantenerse dentro de $\pm 6\%$ de la tensión nominal.

Para sistemas entre 50 V y 1 kV, las variaciones entre el $\pm 10\%$ de la tensión nominal son permitidas [16].

Para redes donde $X \gg R$, la tensión del nudo se incrementa en la misma magnitud que se incrementa la potencia reactiva del mismo nudo. Si una carga adyacente absorbe la salida de un GD, entonces el impacto sobre la tensión de la red de distribución es favorable. Sin embargo, si es necesario transmitir la potencia a través de la red las variaciones de tensión pueden llegar a ser excesivas [17].

Operando el GD a un factor de potencia inductivo, en el cual absorbe potencia reactiva, tiende a reducir la elevación de la tensión. Sin embargo, las perdidas en la red se incrementan. Las perdidas se reducen considerablemente, cuanto mas cerca este la generación de la carga. Por otra parte, la reducción en las pérdidas y le mejora en la variación de la tensión pueden ser mejoradas si el generador produce potencia reactiva. Para conseguir esto el generador debe operar a un factor de potencia capacitivo [18].

El arranque de un GD puede causar saltos bruscos de los niveles de tensión en la red de distribución. Estos saltos bruscos son causados por las corrientes de arranque, las cuales aparecen cuando los transformadores o los generadores de inducción son energizados [4]. Los generadores síncronos no inducen corrientes de arranque altas por ellos mismos, pero sus transformadores, pueden hacerlo cuando son energizados.

Salto bruscos de tensión pueden ocurrir cuando un generador es desconectado bruscamente de la red debido a un fallo u otra ocurrencia.

2.6.4.4 Contribución al Nivel de Fallos

El nivel de fallos de la red de distribución puede cambiar con el tiempo, sobre todo a causa de cambios en la configuración de la red, por tanto, no resulta muy útil dar un único valor al nivel de fallo en un punto de la red. Debe significarse que el nivel de fallo de hoy puede ser diferente del nivel de fallo de la semana próxima. De aquí, que se especifiquen, niveles máximo y mínimo de fallo para un punto particular de la red. El actual nivel de fallo puede variar dentro de un rango especificado.

Cambios en la red, tales como conexión de nuevos generadores o cargas, pueden dar lugar a incrementos en los niveles de fallos. Los equipos de protección existentes, los cuales han sido seleccionados para unos valores de fallo determinados, tienen tolerancias en el rango del nivel de fallo. El nivel de tolerancia tiene un valor máximo que se define como nivel de fallo de diseño. El nivel de fallo de diseño en una red de distribución algunas veces puede llegar a ser un factor que limita la conexión de nuevos generadores o cargas.

La adición de un GD en una red de distribución tiene el efecto de incrementar los niveles de fallo en puntos de la red cercano al punto de conexión. La adición, cambiara la relación X/R ratio del sistema visto desde el punto de fallo [12]. El incremento del nivel de fallo en el punto de conexión debido a la presencia del generador, se define como contribución al fallo del generador [15]. De aquí, que si el nivel de fallo de la red en ese punto es ya cercano al nivel de fallo de diseño del sistema, la contribución del GD puede hacer que el nivel de fallo sobrepase el límite definido por el nivel de fallo de diseño.

Aunque el GD puede inyectar una corriente significativa en el instante del fallo su contribución permanente puede ser baja, conduciendo a dificultades en el funcionamiento fiable de los sistemas de protección contra sobreintensidades, retardados en el tiempo. Aunque muchos GD son conectados directamente a la red, otros muchos son conectados a través de transformadores, y en el caso de fallos a tierra, conexiones sin tierra, Y y Δ , pueden dar lugar a altas tensiones sobre los equipos [14]

En general, la contribución de los generadores síncronos al nivel de fallo es alta, la de los generadores de inducción es baja y la de los generadores de corriente en DC acoplados al sistema a través de equipos electrónicos, es muy baja.

2.7 *Marco legal de la GD*

Las leyes favorecedoras del desarrollo de las energías renovables y la cogeneración, surgen con la primera crisis del petróleo de los años 70 y la necesidad de reducir la dependencia energética en él. En España, las leyes y planes que han favorecido este desarrollo son:

– Ley de conservación de la energía 82/1980:

El desarrollo legislativo español en su relación con los sistemas de cogeneración, se inicia en 1.980, con la promulgación de la Ley 82/80 sobre conservación de energía y sus desarrollos legislativos posteriores, donde se definía por primera vez a los autogeneradores eléctricos y establecía las normas y principios básicos, así como los

incentivos, para potenciar las acciones encaminadas a incrementar la realización de este tipo de proyectos.

En el desarrollo de la Ley 82/80 se presentaron algunas dificultades de interpretación, fundamentalmente en lo que atañe a las relaciones entre autoprodutores y compañías eléctricas.

No estaban suficientemente claras las posibles limitaciones de cesión a la red de la electricidad excedentaria, ni la determinación de incumplimientos en las entregas de electricidad garantizada y programada.

También es cierto que el avance experimentado por las nuevas tecnologías y otros aspectos oscuros de la reglamentación propiciaron la aparición de situaciones "anómalas" o al menos discutibles en cuanto a como se garantizaba el espíritu de esta Ley, dimensionándose plantas de autogeneración más por criterios económicos que por los puramente energéticos o de eficiencia.

– El Plan Energético Nacional 1991-2000:

El desarrollo de las energías renovables y cogeneración en España en este periodo, se debe en parte a los incentivos recogidos en la regulación específica y en parte a las ayudas derivadas del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEE) que se trataba de un programa concreto anexo al PEN 1991-2000 estructurados en cuatro programas específicos: ahorro, sustitución, cogeneración y energías renovables.

– El RD 2366/1994:

El **Real Decreto 2366/94** de 9 de Diciembre, desarrolló reglamentariamente el régimen especial de producción de energía eléctrica, y refundió en un texto único todos los aspectos y criterios básicos que deben regir las **relaciones técnico-económicas** entre los explotadores de las instalaciones y las empresas distribuidoras de energía.

Este RD fijaba como límite superior una potencia de 100 MVA.

Los productores en régimen especial tienen obligaciones y derechos que les especifica la propia ley. Son obligaciones adoptar normas de seguridad, reglamentación, etc, que establezca la Administración, cumplir normas técnicas de generación y de explotación unificada, mantener correctamente la instalación, facilitar información a la Administración y cumplir la condición de protección medioambiental.

Se especifican como derechos los de incorporar su energía excedentaria (definida como saldos instantáneos), conectar en paralelo a la red del distribuidor,

utilizar conjunta o alternativamente la energía producida y suministrada, y recibir del distribuidor el suministro eléctrico que precise.

La designación genérica de autogeneradores con que la legislación se refiere a todo el conjunto de generadores de energía eléctrica del sector integrado acogidos al régimen especial, incluye, a todo un conjunto heterogéneo constituido principalmente por los cogeneradores, pero que también comprende a los que generan a partir de energías renovables, y a los que utilizan fuentes residuales.

– Marco legislativo actual (Ley 54/1997 y Ley 66/97)

El marco legal presente, de la generación distribuida, viene marcado por el desarrollo legislativo del llamado "Protocolo Eléctrico", firmado el 11 de diciembre de 1996, cuya fecha de arranque tiene lugar el 1 de Enero de 1998, con la publicación de la **Ley 54/97** y **Ley 66/97**, así como de los diferentes Reales Decretos que las desarrollan, entre los que destacan el **RD 2818/98**, el **RD 2820/98**, el **RD 841/2002** y el **RD 436/2004**.

Se reconoce como principio básico el concepto de liberalización del sector eléctrico, y en lo que a las instalaciones en régimen especial los apartados siguientes:

- El límite superior, se establece en 50 MW.
- Se reconoce la aplicación de **primas** sobre el precio de mercado para incentivar instalaciones, las cuales varían en función de la diferente clasificación en que se clasifique.
- En cogeneración, estas primas únicamente son de aplicación para potencias ≤ 25 MW, mantenidas temporalmente, hasta la supresión de la retribución fija incluida en los costes de transición a la competencia (año 2007). Instalaciones de potencia comprendida entre 25 MW y 50 MW tienen garantía de compra de excedentes eléctricos, a precio de mercado.
- Para instalaciones de autogeneración (energías renovables y residuos) no se marcan plazos mínimos de aplicación de primas a la exportación de excedentes eléctricos.
- Fija alguna limitación técnica complementaria, como es la de **autoconsumo**, con la necesidad de consumir al menos un 30% de la energía eléctrica producida, para instalaciones de potencia inferior a 25 MW, y un 50% para potencia iguales o superiores a 25 MW.
- Las instalaciones acogidas al RD 2366 pueden mantenerse en él, durante un período transitorio de 10 años, o acogerse al nuevo régimen.

- Se mantienen los requisitos de rendimiento eléctrico equivalente fijados en el RD 2366
- El RD 2820/1998 establece el marco regulatorio para situarse en competencia en un entorno de libre mercado.
- El RD 841/2002, que principalmente desarrolla:
 - Modificaciones a las leyes anteriores sobre la venta de excedentes eléctricos.
 - Nuevos precios de venta en función de la potencia generada.
 - Necesidad de comunicar la programación del ciclo de 24 horas de los excedentes con 30 horas de antelación.
- Y por último el RD 436/2004, cuyo objeto es:
 - La actualización, sistematización y refundición de las disposiciones reglamentarias dictadas en desarrollo de las normas sobre régimen jurídico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial recogidas en la Ley 54/1997
 - El establecimiento de un régimen económico duradero para las instalaciones acogidas al régimen especial, basado en una metodología de cálculo de la retribución, objetiva y transparente, compatible con la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia, regulada por el RD 1432/2002
 - El establecimiento de sendos regímenes económicos transitorios, tanto para las instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, como para las acogidas al RD 2828/1998
 - La determinación de una prima complementaria para aquellas instalaciones mayores de 50 MW, de acuerdo con lo establecido en la ley 54/1997.

2.7.1 Normas de Interconexión de la GD

Teniendo en cuenta el importante papel que la GD va a desempeñar en los sistemas eléctricos de potencia en el futuro próximo, el “IEEE Standards Coordinating

Committee (SCC) 21” aprobó un “Project Authorisation Request (PAR)” en Abril de 1999, para desarrollar un documento de interconexión para todas las fuentes de potencia distribuidas, como la solar, eólica, celdas de combustible, microturbinas..etc [19].

El documento desarrollado “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power System (1547-2003)” proporciona un standard uniforme para interconexión de recursos distribuidos con sistemas eléctricos de potencia y requerimientos referidos al funcionamiento, rendimiento, tests, consideraciones de seguridad y mantenimiento de la interconexión [24].

En España las normas administrativas y técnicas para el funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales de autogeneración eléctrica se establecen por la Orden de 5 de Septiembre de 1985 (BOE núm. 219, de 12 de septiembre de 1985). Entre los aspectos técnicos, característicos de esta Orden Ministerial, relativos a la conexión a redes de AT, podemos destacar los siguientes:

- La conexión de centrales a redes de alta tensión se hará siempre a través de transformadores con uno de sus devanados en conexión triángulo.
- Centrales con generadores asíncronos:
 - Se podrán conectar centrales cuya potencia no sea superior a 5.000 KVA, siempre que su potencia no supere el 50 por 100 de la capacidad de transporte de la línea a la que se conecte. Para potencias mayores, la empresa eléctrica indicará las condiciones técnicas de la conexión, y en caso de desacuerdo del autogenerador decidirá el órgano competente de la Administración.
- Centrales con generadores síncronos:
 - Se podrán conectar centrales de potencia no superior a 10 MVA siempre que su potencia no supere el 50 por 100 de la capacidad de transporte de la línea a la que se conecte. Para potencias mayores convendrán ambas partes las condiciones técnicas de la conexión, y en caso de desacuerdo, decidirá el órgano competente de la Administración.
- Condiciones específicas de interconexión de centrales de autogeneración con generadores asíncronos:
 - El factor de potencia de la energía suministrada por la instalación no será inferior a 0,86 a la potencia nominal y para ello, cuando sea necesario, se instalarán las baterías de condensadores precisas. Para evitar la autoexcitación en caso de fallo del suministro de la empresa eléctrica, se establecerán los dispositivos de protección adecuados para asegurar la

desconexión de las baterías de condensadores. La empresa eléctrica, a petición del titular, podrá eximir de la obligación de compensar el factor de potencia en caso de que pueda suministrar la energía reactiva o corregir dicho factor, instalando condensadores en el punto de la red que convenga.

- En la conexión de un generador asíncrono se deberán respetar los siguientes límites:
 - La caída de tensión será como máximo del 5 por 100 de la tensión nominal.
 - En el caso de generadores eólicos, la frecuencia de la conexiones será como máximo de tres por minuto, siendo el límite de la caída de la tensión del 2 por 100.
- Para limitar las intensidades en el momento de la conexión y las caídas de tensión a los valores arriba indicados, se emplearán dispositivos adecuados. Entre los que puedan utilizarse para la limitación de la sobreintensidad de conexión de un generador asíncrono, se pueden citar:
 - a) Utilización de reactancias de limitación entre el generador y la red, reactancias que se ponen en cortocircuito una vez finalizado el régimen transitorio.
 - Autoexcitación en vacío por medio de condensadores y conexión a la red mediante un equipo de sincronización adecuado.
- En los generadores eólicos, para evitar las fluctuaciones de tensión debidas a las variaciones rápidas de la velocidad del viento, la potencia de estos generadores no será superior a 1/20 de la potencia de cortocircuito de la red en el punto de conexión.
- La conexión de un generador asíncrono a la red no se realizará hasta que hayan alcanzado (accionados por la turbina o el motor) una velocidad que sea la siguiente:

Potencia	< 1.000 kVA	> 1.000 kVA
% velocidad sincronismo	90 %	95 %

- Solamente se permitirá el arranque como motor para grupos térmicos, si no se provocan en la conexión variaciones de tensión superiores al 5 por 100 y en un tiempo menor de un segundo, y, en este caso, no se exigirá lo indicado en el punto anterior.

- Condiciones específicas de interconexión de centrales de autogeneración con generadores síncronos:
 - Los generadores síncronos deberán tener una capacidad de generación de energía reactiva suficiente para mantener las condiciones del factor de potencia señalado en el artículo noveno del Real Decreto 907/1982, con las variaciones de tensión normales y admisibles de la red a la que estén conectados; es decir, podrán mantener un factor de potencia entre 1 y 0,8 en adelante o retraso, medido en el punto de conexión.
 - El aumento de la potencia de cortocircuito a la red a que dé lugar la interconexión de la central deberá ser compatible con las condiciones de la misma.
 - La central deberá poseer un equipo de sincronización automático o manual y en cualquier caso será exigible un relé de enclavamiento de sincronismo. Podrá prescindirse de dicho equipo si la conexión se pudiera efectuar como generador asíncrono o en los casos que se emplee un rectificador inversor.
 - La conexión de la central con la red deberá hacerse cuando en la operación de sincronización las diferencias entre las magnitudes eléctricas del generador y de la red sean inferiores o iguales a los siguientes límites:

Potencia	> 1.000 kVA	< 1.000 kVA
Diferencia de tensiones	10 %	8 %
Diferencia de frecuencia	0,2 Hz	0,1 Hz
Diferencia de fase	20°	10°

Los puntos posibles de puesta en paralelo, no equiparados para realizar la operación de sincronismo estarán dotados de los enclavamientos necesarios para impedir la puesta en paralelo.

- Los generadores síncronos de potencia igual o inferior a 1.000 KVA podrán conectarse a la red como asíncronos si se puede conseguir que la caída de tensión máxima en la conexión es como máximo del 5 por 100 de la tensión nominal y la duración no es superior a 0,5 segundos. En el caso de generadores eólicos la frecuencia del número de conexiones será como máximo de tres por minuto, siendo el límite de caída de tensión del 2 por 100.
- En cualquier caso, además, la potencia de los generadores síncronos accionados por turbinas eólicas no superará 1/20 de la potencia de

cortocircuito en el punto de conexión, con objeto de evitar las fluctuaciones de tensión originadas por variaciones rápidas de la velocidad del viento.

- Para controlar la energía reactiva suministrada por el generador, se dispondrá de un control de excitación que permita regular la energía reactiva suministrada a la red.

2.8 CONCLUSIONES

En este capítulo, en primer lugar, se han definido los conceptos de lo que se entiende comúnmente por Generación Distribuida y se han explicado los beneficios que produce la introducción de este tipo de generación en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) y el futuro de esta generación en el actual mercado eléctrico. En segundo lugar, se ha hecho una breve descripción de las tecnologías y de las características de los generadores de la Generación Distribuida actualmente utilizada: Motores de combustibles fósiles, turbinas de gas, microturbinas, celdas de combustible, células fotovoltaicas y generadores eólicos

En tercer lugar, se ha considerado el hecho de que la introducción de la Generación Distribuida en el SEP hace que se presenten un conjunto de nuevas condiciones en la red y como consecuencia la aparición de nuevos problemas técnicos, dedicando una parte de este capítulo a la descripción de los parámetros del SEP que pueden variar debido a la introducción de GD y al impacto de la GD en dichos parámetros del sistema eléctrico de distribución: Flujos de potencia, pérdidas, variaciones de tensión, niveles de fallo etc.

Y finalmente, la última parte del capítulo se dedica a exponer el marco legal español que regula el desarrollo de la Generación Distribuida y las normas de interconexión de este tipo de generación

Bibliografía:

- [1] Fernández Beites, I. Generación distribuida ¿la generación del futuro?, *Revista ENERGUIA*, xx: 144-148
- [2] "The Role of Distributed Generation in Competitive Energy Markets". *Gas Research Institute (GRI)*. Marzo (1999).
- [3] Jones,T. y Petrie, E. "Expansión de la Red".Generación distribuida y compañía eléctrica virtual. *Revista ABB - n° 3* (2000).
- [4] Jenkins,N., Allan, R., Crossley, P. y Strbac, G. "Embedded Generation" *The Institution of Electrical Engineers* (2000).
- [5] "Impact of Increasing Contribution of Dispersed Generation on the Power System". *CIGRE WG 37-23*. Septiembre (1998).
- [6] Dispersed Generation. *CIREN WG04*, Junio (1999).
- [7] Modelling New Forms of Generation and Storage, *CIGRE TF 38.01.10* Nov. (2000).
- [8] European Commission. Energy for the Future: Renewable Sources of Energy. White paper for a Community Strategy and Action Plan, *COM (97) 599 final*. Bruselas, 26/11/1997.
- [9] Organisation for economic cooperation and development, "Distributed Generation in Liberalised Electric Markets", *International Energy Agency*, ISBN: 92-64-19802-4, 2002.
- [10] Comisión Nacional de Energía CNE.
Sección: Energías Renovables – "Energía Eólica".
- [11] Gas Research Institute, "The role of distributed generation in Competitive Energy Market", Marzo 1999.
- [12] Jenkins, N."Embedded Generation Part 2", *Power Engineering Journal*. October 1996, Vol. 10, No. 5, pp. 233-239
- [13] P.P. Barker, P.P., de Mello, R.W. "Determining the Impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 – Radial Distribution Systems," *IEEE Proceedings, Winter meeting Vol 2* , pp 1645 – 1656, 2000.
- [14] Kundur, P. "Power System Stability and Control", *McGraw-Hill Inc., New York, USA*, 1994

- [15] Pandiaraj, K., Hodgkinson, G. y Fox, B. "Use of Embedded Generators for voltage support in rural distribution networks", *UPEC 2002 35th Universities Power Engineering Conference*, 2000
- [16] Masters, C.L. "Voltage Rise, the big issue when connecting embedded generation to long 11kV overhead Line," *Power Engineering Journal*, Feb 2002, pp 5-12.
- [17] Bradley, D.M. "Connecting DG to the Grid", *Transmission and Distribution World*. Dec 1999, Vol. 51, No. 13, pp. 32-37
- [18] Horne, P.R.V. "Network evaluation of distributed generation sites", *Proceedings of the American Power Conference*, Chicago, IL, USA Vol.42 pp.732-736, 1980
- [19] Kroposki, B. y Deblasio, R. "Technologies for the New Millennium: Photovoltaics as a Distributed Resource", *2000 Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol 4, pp 1798-1801, 2000.
- [20] Philison, L. y Willis, H.L. "Understanding Electric Utilities and De-Regulation", *ABB Power T & D Company Inc.* 1999
- [21] Wildi, T. "Electrical Machines, Drives, and Power Systems" *4th edition*, *Prentice Hall International, Inc, Upper Saddle River, New Jersey*, 2000
- [22] Longrigg, P. "D.C. to A.C. Inverters for Photovoltaic", *Solar cells, vol. 6*, pp. 343 – 356.
- [23] Saadat, H. "Power System Analysis," *McGraw-Hill Book Co., Singapore* 1999
- [24] IEEE Project 1547, "Standard for Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems." (*Current as of Oct 2002*)

3 Capítulo 3

CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA

3.1 INTRODUCCIÓN

Quando se conecta GD al sistema de distribución primaria, un aspecto básico necesario es determinar la máxima capacidad de transferencia de potencia disponible desde la zona/área donde esta la GD al resto del sistema de distribución para evitar congestiones en las líneas, con el consiguiente riesgo en la seguridad del sistema. Por tanto, el objetivo de este capítulo es la determinación de un parámetro que permita conocer la máxima capacidad de transferencia de potencia entre las distintas zonas/áreas de un sistema eléctrico de distribución primaria y en el caso de tener GD conectada en el sistema, determinar la máxima potencia que se puede evacuar al resto del sistema desde la GD. Para ello se considerara el sistema de distribución primaria compuesto de varias zonas/áreas en las que existirán diferentes unidades de generación distribuida (GD), con lo cual el escenario será similar a un sistema eléctrico de transporte de potencia con distintas áreas interconectadas, lo que permitirá utilizar los mismos principios básicos para determinar capacidad de transferencia que en estos sistemas.

La capacidad de transferencia de potencia en un sistema eléctrico indica la cantidad que puede incrementarse la potencia transferida entre distintas zonas/áreas del sistema sin comprometer su seguridad [1]. Se entiende por congestión de un sistema de distribución una condición donde la demanda de potencia entre zonas/áreas es superior a la capacidad de transferencia entre las zonas/áreas del sistema. La congestión, por ejemplo, puede servir a la compañía eléctrica para incrementar la capacidad de las líneas, para satisfacer la demanda. La gestión de la congestión es de vital importancia en la operación del sistema eléctrico de potencia en un entorno liberalizado y puede llegar a ser un grave problema en el mercado eléctrico si no se trata adecuadamente.

Tanto para las operaciones de funcionamiento como de planificación del mercado de potencia, una fiable evaluación de la capacidad de transferencia de potencia supone una información de vital importancia. Es importante para los planificadores conocer los cuellos de botella del sistema y también es importante para los operadores del sistema para no implementar transferencias que excedan la capacidad de transferencia calculada. La capacidad de transferencia de potencia

estimada se debe actualizar regularmente para evitar que los efectos combinados de la transferencia de potencia den lugar a riesgos innecesarios como sobrecargas, daños en los equipos o colapsos del sistema. También hay que considerar que estimaciones conservadoras de la capacidad de transferencia limitarían la transferencia de potencia y darían lugar a un uso más costoso e ineficiente de la red.

Los cálculos de la capacidad de transferencia de potencia en el sistema de distribución primaria con o sin GD, por tanto, juegan un papel importante, tanto desde el punto de vista de planificación y funcionamiento como desde el punto de vista de seguridad del sistema.

Habitualmente, los sistemas eléctricos de potencia de distribución de primaria, igual que los de transporte, están interconectados lo cual tiene sus ventajas, una de ellas es el potencial aumento de la fiabilidad, debido al hecho de que en un sistema de distribución primaria interconectado la pérdida de generación procedente de la red de transporte o de GD en una zona/área puede ser reemplazada por la generación de otra zona/área procedente igualmente de la red de transporte o de GD, esto hace que el sistema interconectado sea más fiable que un sistema individual. Por otra parte, los cálculos de transferencia de potencia también ayudan a evaluar la capacidad del sistema interconectado de permanecer seguro en caso de fallos en generación y en líneas de distribución.

Una aplicación típica de la evaluación de la capacidad de transferencia de potencia en un sistema de distribución consistiría en determinar la máxima capacidad de transferencia de potencia entre una zonas/área del sistema de distribución con GD y el resto de zonas/áreas del sistema, lo cual permite conocer la generación procedente de la red de transporte que se puede sustituir por Generación Distribuida.

Con la implantación de cálculos de la capacidad de transferencia de potencia, es posible determinar la cantidad de potencia pérdida que puede ser reemplazada por las potenciales reservas y conocer los límites en cada circunstancia. Además los cálculos se pueden repetir para reflejar distintas condiciones en la generación (tanto en la generación procedente de la red de transporte como en la GD), variaciones en la demanda (consumo de las cargas) y fallos en las líneas de distribución. Estos cálculos también pueden considerarse como un estudio típico de planificación y operación de un sistema que puede ser aplicado en el análisis de seguridad en tiempo real. Cada día ocurren diferentes situaciones y circunstancias que requieren que los operadores del sistema determinen acciones correctoras, o verifiquen la existencia de guías operativas que funcionen con eficacia. En una situación excepcional aunque el operador haya realizado planificaciones anteriormente, necesita en las nuevas condiciones anticipar el estado del sistema en las próximas horas, necesita conocer cuanta potencia adicional

puede transportar el sistema sin comprometer su seguridad, es decir, necesita conocer el margen de seguridad del sistema.

En el desarrollo de este capítulo en primer lugar se va a describir el método general para estudiar la capacidad de transferencia de potencia aplicable tanto a sistemas eléctricos de transporte como de distribución, continuando con la descripción de acuerdo a la NERC del parámetro ATC que mide la capacidad de transferencia disponible en un sistema eléctrico de transporte y de los distintos métodos utilizados para su cálculo finalizando el capítulo con la determinación del parámetro CTDD que mide la capacidad de transferencia de potencia disponible en un sistema de distribución con o sin GD y del método utilizado para su cálculo.

3.2 CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA

Generalmente para realizar los estudios de capacidad de transferencia de potencia tanto entre las distintas áreas de un sistema eléctrico de transporte como entre las distintas zonas/áreas de un sistema de distribución primaria se han de asumir una serie de condiciones y normalmente cuanto mayor es el periodo de tiempo considerado, más grande es el número de condiciones que deben ser consideradas, en estas condiciones se incluyen cambios en los modelos de carga, en la generación y en la configuración del sistema. Cuando el periodo de tiempo es pequeño el número de condiciones requerido es más limitado, pero en este caso el estudio requiere mayor rapidez y seguridad.

El proceso básico de cálculo de la capacidad de transferencia de un sistema, incluye los siguientes pasos [1]:

- Establecer las condiciones iniciales adecuadas al periodo de tiempo de estudio.
- Calcular la capacidad de transferencia para las condiciones base.
- Determinar o aplicar sistemáticamente cambios en las condiciones: generación (introducción de GD), demanda, fallos en las líneas.. etc
- Recalcular la capacidad de transferencia.

Entre las condiciones iniciales que deben ser especificadas se incluyen:

- Características nominales de los equipos.
- Curvas de generación y planificación.
- Curvas de demanda

- Nudos de generación, de carga, especificación de pérdidas... etc
- Modelo de sistema de potencia y operación (CA/CC, intercambio, despacho económico ..etc) y topología de la red (fallos)

Hay muchos modelos y técnicas que pueden ser utilizadas para calcular el margen de capacidad de transferencia, entre ellos están los métodos basados en flujos de carga de CA o de CC. Aunque los métodos basados en flujos de carga de CA son más lentos que los basados en flujos de carga de CC presentan la ventaja de que permiten considerar más limitaciones del sistema y además simulan de forma más real el comportamiento de los sistemas eléctricos de potencia.

3.2.1 Caso general

Con el propósito de entender los distintos métodos de estudios de capacidad de transferencia, es interesante considerar el caso simple de cálculo de la capacidad de transferencia de potencia para una situación donde se asume un conjunto de variables limitado.

Un cálculo básico de la capacidad de transferencia de un sistema, consta al menos de los siguientes pasos:

- Establecer un caso base seguro
- Especificar la dirección de la transferencia, incluyendo fuentes, cargas y pérdidas.
- Resolver un caso de transferencia límite, definiendo el límite de seguridad. El límite de seguridad puede ser el flujo de una línea, un valor de tensión, un colapso de tensión u otro límite operativo. Otra transferencia en la dirección especificada, haría sobrepasar los límites de seguridad y comprometería la seguridad del sistema.
- El margen de transferencia es la diferencia entre la transferencia en el caso base y el caso límite.

Normalmente, el caso base y la especificación de la transferencia son entradas del proceso y la identificación del caso límite y la capacidad de transferencia, salidas. Sin embargo, existen circunstancias en las cuales la especificación de la transferencia es también una salida.

3.2.2 Capacidad de Potencia Transferida de una Línea de Distribución

De igual modo que en una red de transporte, con una alta demanda de potencia reactiva (VAr), la capacidad para transferir la máxima potencia en la línea de distribución, estará limitada por la aparición de graves problemas, principalmente de estabilidad de tensión. Los factores más importantes que se necesitan tener en cuenta son:

P_m – máximo valor de la potencia transferida.

Q_m – límite de potencia reactiva.

V_{cr} – tensión crítica.

Estos valores se pueden generar a partir de la evaluación de curvas PV para un factor de potencia constante y curvas QV a potencia constante, con factores de potencia variables. Existen expresiones analíticas de P_m , Q_m , y V_{cr} pero su uso no está muy generalizado. Lo que se hace más comúnmente es representar la línea de distribución por medio de un modelo simplificado de impedancias en serie despreciando las admitancias paralelo. En [2] se presentan simples expresiones analíticas de las magnitudes anteriores y se ha obtenido una ecuación para la curva SV (MVA-tensión) a partir de la representación exacta de las líneas de transporte con todos sus parámetros ABCD.

3.2.2.1 Máxima Potencia Transferida limitada por la Estabilidad de la Tensión.

La figura 3.1, muestra un generador con una tensión $E \angle \delta$ que suministra una potencia compleja S a una carga con una tensión entre sus bornes $V \angle 0^\circ$ a través de una línea representada por sus parámetros ABCD [2]. La expresión de la potencia absorbida por la carga será:

$$S = P + jQ = -(AV^2/B) \mathcal{D}(\beta - \alpha) + (EV/B) \mathcal{D}(\beta - \delta) \quad (3.1)$$

Donde $\mathbf{A} = A \mathcal{D} \alpha$ y $\mathbf{B} = B \mathcal{D} \beta \quad \Omega/ph$. La potencia de cortocircuito de la línea (MVA) medida en el punto del receptor es AE^2/B .

La ecuación anterior (3.1) representa el plano de la potencia compleja S , en función del desfase δ , obteniéndose dos valores de tensión, V_1 y V_2 , para cada valor de S .

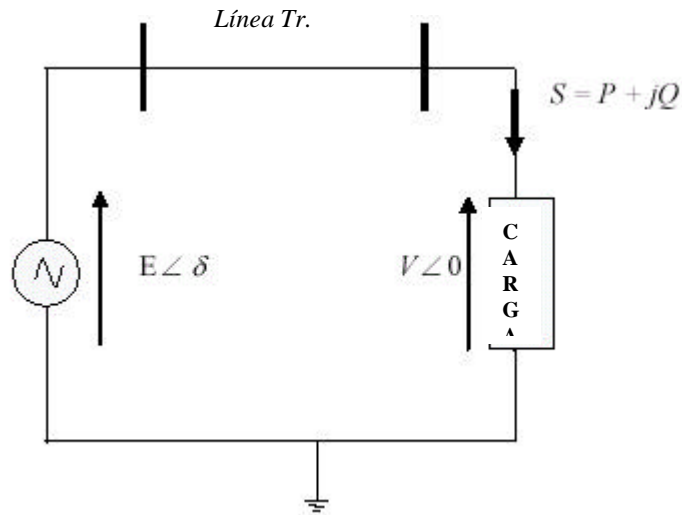


Fig. 3.1.- Carga conectada a un generador

Para un factor de potencia constante, si se incrementa el valor del desfase δ , la potencia S en la carga aumenta. La tensión en la carga, por otra parte, también cambiará debido a la caída de tensión en la línea. Si el factor de potencia es inductivo, la tensión en la carga disminuirá si δ aumenta y si es capacitivo la tensión en la carga puede aumentar con δ . Para un factor de potencia constante la potencia compleja S transferida alcanzará un valor S_m para un valor crítico de la tensión en la carga V_{cr} a un valor crítico de δ_{cr} . Una vez se ha alcanzado este valor crítico, cualquier incremento dará lugar a un descenso rápido de la tensión. Resolviendo la ecuación para un valor máximo de S [2]:

$$dS / d \delta = 0 \quad (3.2)$$

se obtienen los valores críticos de δ y V así como el máximo de S [2].

3.3 CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA DISPONIBLE (ATC)

La Capacidad de Transferencia de Potencia Disponible (“available transmission capability” (ATC)), conforme a la North American Electric Reliability Council’s (NERC) se define como la medida de la capacidad de transferencia de potencia disponible en una línea de distribución para otras actividades comerciales después de satisfacer todas las necesidades comprometidas.

El ATC debe considerarse como un método rápido y fiable, mediante el cual, los participantes en el mercado eléctrico, conocen la capacidad de distribución disponible en cualquier línea. Además las estrategias de cálculo del ATC deben permitir

incertidumbres razonables en las condiciones del sistema y reservar capacidades para gestionar situaciones de emergencia. El ATC debe reconocer condiciones del flujo de potencia dependientes del tiempo y el efecto de transferencias simultaneas por caminos de flujo paralelos desde un punto de vista de fiabilidad. Las estrategias de cálculo del ATC deben incluir flexibilidad permitiendo diferentes capacidades de transferencia en el tiempo y capturar razonablemente estas capacidades en su posición en el tiempo. Los cálculos de ATC dependen de los puntos de inyección de potencia, de la dirección de transferencia a través de la red y de los puntos de consumo.

Con las anteriores consideraciones, el ATC se puede definir como, [3]

$$\text{ATC} = \text{TTC} - \text{TRM} - \text{CBM} - \text{ETC}$$

donde,

TTC representa la capacidad de transferencia total. Es la cantidad de potencia que puede ser transferida por la línea de una manera fiable, mientras las condiciones del sistema se ven afectadas por un conjunto específico de pre- y pos-contingencias. Esta capacidad la define el caso mas desfavorable de contingencia para una trayectoria punto a punto definida y teniendo en cuenta los límites térmicos, de tensión y/o estabilidad de la trayectoria.

TRM representa el margen de fiabilidad de distribución. Es la cantidad de capacidad de transferencia de la línea necesaria para asegurar que las zonas interconectadas del sistema de distribución son seguras bajo un razonable rango de incertidumbres en las condiciones del sistema. Estas incertidumbres pueden resultar de las causas siguientes:

1. Limitaciones simultaneas con un camino paralelo
2. Reservas para flujo imprevisto.
3. Reservas para fallos imprevistos en la distribución, i.e., trayectorias para las cuales las contingencias no han sido incluidas en el cálculo del TTC.
4. Errores en los parámetros del modelo (impedancias de las líneas), errores en las previsiones de carga (P and Q), etc.

El TRM no incluye reservas para fallos incluidos en otras condiciones conocidas de distribución, las cuales hayan sido incluidas en el cálculo del TTC.

Existen varios métodos para calcular el TRM [4]:

- Calcular repetidamente el TTC realizando modificaciones sobre el caso base, utilizando Monte Carlo.

- Realizar un segundo y único cálculo del TTC reduciendo las limitaciones en un porcentaje fijo (i.e. 4%).
- Reducir simplemente el TTC en un porcentaje fijo (i.e. 5%). Estos dos últimos métodos normalmente dan como resultado un ATC no optimizado.
- Aproximaciones probabilísticas utilizando previsiones de fallos y otros conceptos de fiabilidad.

CBM representa el margen de capacidad reservado. Es la cantidad de capacidad de transferencia de potencia reservada por los operadores del sistema para asegurar que el acceso a la generación de las áreas interconectadas satisface los requerimientos de fiabilidad de generación. Este parámetro en el caso de sistemas de distribución, se puede considerar cero a diferencia de los sistemas de transporte.

ETC representa los compromisos de transmisión existentes.

3.4 MÉTODOS DE CÁLCULO DE LA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA DISPONIBLE.

3.4.1 Método basado en el Flujo de Carga Continuo

El flujo de carga continuo es un método en CC utilizado para resolver problemas de convergencia, máxima transferencia de potencia y máxima cargabilidad en los flujos de potencia. A partir del caso base resuelto, la solución de flujo de potencia es modificada incrementando cantidades de transferencia en la dirección especificada. La cantidad de transferencia es un parámetro escalar el cual puede ser variado en el modelo. La cantidad de transferencia se incrementa gradualmente desde el caso base hasta alcanzar el límite de seguridad. Este proceso de continuación requiere que se resuelvan una serie de soluciones del sistema de potencia y comprobar. La capacidad de transferencia es la diferencia entre la cantidad de potencia transferida en el caso base y la transferida en el caso límite. Este método puede realizarse de forma simple, como una serie de cálculos de flujo de carga en los ha ido incrementando la potencia transferida. Sin embargo, cuando la convergencia es lenta, como en el caso de transferencias que conducen a inestabilidades de la tensión, los métodos que permiten que el parámetro de transferencia dependa de la variable del modelo son los mejores.

Generalmente, para que el sistema desarrolle el programa de transporte de energía planificado, el operador del sistema observa miles de transacciones simultáneas. El estado del sistema de potencia evoluciona hora a hora siguiendo el programa previsto, no por la implementación de secuencias de transacciones individuales, de forma que frecuentemente la transferencia aplicada durante los cálculos de capacidad de transferencia no tiene relación con la forma en que se implementa dicha transferencia en el sistema real.

A menudo, valiosas estimaciones de la capacidad de transferencia de potencia se pueden obtener mediante simples modelos de sistemas de potencia como el modelo de estudio del flujo de carga en CC. Un modelo de CC puede ser preferible a veces a un modelo de CA, particularmente en circunstancias cuando los datos extras necesarios para el modelo de CA no están disponibles o no son muy fiables, tales como en el caso de análisis de largos periodos de tiempo. Los detalles que añade el modelo de CA no son prácticos si contribuyen a aumentar la incertidumbre.

Las ventajas de la aproximación en CC, son las siguientes:

- Rápida computación –sin iteraciones -.
- Límites térmicos y MW.
- Topología de la red manejada con métodos lineales.
- Buena aproximación en un amplio rango de condiciones.
- Mínimos datos requeridos

Y entre las desventajas, podemos citar las siguientes:

- No puede identificar los límites de tensión.
- No es segura cuando las desviaciones del flujo de reactiva (VAr) y de tensión son considerables.
- Los errores se incrementan por el uso de superposición lineal.

3.4.2 Flujo de Potencia Óptimo (OPF)

En los últimos años, durante la transición a un mercado eléctrico liberalizado y más competitivo, ha sido considerable el interés en herramientas que determinen la Capacidad de Transporte Disponible (Available Transmission Capability – ATC-) de las líneas, para gobernar congestiones cuando los límites han sido alcanzados o superados y saber los valores marginales de capacidad disponible en las líneas de interconexión. En un mercado regulado tradicional el estudio del Flujo Óptimo de

Potencia (OPF) era la herramienta elegida para resolver un amplio rango de problemas de optimización en tiempo real [5]. Sin embargo, nuevos objetivos en un mercado más competitivo, problemas asociados a la gestión de las congestiones para facilitar la competición y el incremento de la volatilidad en la planificación y en las condiciones de operación, hace que aparezcan nuevos e importantes retos para el OPF [1].

Como se puede observar en varios artículos publicados en el entorno del año 1999, tales como [6], [7], [8], [9], y [10], muchos autores consideran al OPF una herramienta adecuada para resolver problemas de cálculo de ATC, gestión de congestiones ..etc. Todos estos trabajos tienen en común que ellos formulan un problema de optimización en el cual los elementos dominantes son las ecuaciones que aparecen en el flujo de potencia. El uso del término “flujo óptimo de potencia” en ellos tiene una explicación simple, la utilización de los límites del flujo de potencia de la red cualifica estos métodos como problemas de OPF [1]. Variaciones en estos trabajos relacionadas con la naturaleza de las restricciones representadas, amplían desde límites relativamente básicos de funcionamiento de los equipos [11] a más detallados planteamientos que intentan aproximarse al estudio de requerimientos de seguridad en transitorios mediante desigualdades algebraicas [12]. Las funciones objetivo seleccionadas en estos trabajos también varían ampliamente, aunque el tratamiento de unas determinadas funciones objetivo ha sido siempre una característica de la literatura OPF

Un simple ejemplo representativo del cálculo del máximo ATC, mediante el OPF, desde el punto de vista de la seguridad, el cual nos permitirá concretar la forma de la función objetivo y los límites, es el siguiente:

Sea \mathbf{V} las tensiones complejas de cada nudo de la red, estas son las variables básicas de decisión del proceso de optimización. Los límites clave relacionados con el comportamiento eléctrico de la red, el comportamiento de las tensiones/corrientes lo consideramos como aproximadamente lineal, siendo los parámetros fijos más fundamentales del problema aquellos que describen las características eléctricas de la red de transporte. En particular, cada rama k se parametriza por su admitancia compleja \mathbf{y}_k . (Es interesante, destacar que problemas reales de este tipo contienen comúnmente del orden de 10^4 nudos, con una media de densidad de interconexión de 3 o 4 ramas por nudo).

Se define, también un corredor de transporte compuesto por un conjunto de líneas, que interconectan una región con otra, siendo G el conjunto de índices correspondiente a las líneas que forman dicho corredor de transporte. Además, supondremos que el flujo de potencia a través del corredor tiene una dirección especificada, y que en todas las líneas la dirección de referencia arbitraria esta

de acuerdo con esta dirección de flujo (en términos de teoría de circuitos, esta dirección de referencia es simplemente la convención usada para medir la corriente de la línea, considerando flujos positivos de acuerdo con la dirección de referencia y flujos negativos los contrarios). Es conveniente considerar el flujo a través del corredor de transporte en términos de suma de corrientes de todas las líneas del corredor. Alternativamente se puede seleccionar el flujo de potencia activa a través del corredor como la cantidad a maximizar, esta elección introduce un significativo mayor grado de no linealidad en la función objetivo, sin una equivalente mejora en la utilidad práctica del resultado.

Las restricciones que deben ser satisfechas en los planteamientos siguientes incluyen límites en el flujo de corriente en cada línea de la red, límites superior e inferior en los valores de las tensiones de cada nudo y límites superior e inferior en la potencia activa y reactiva en cada nudo. En general, para simplificar la notación y el algoritmo los límites superior e inferior de la potencia activa y reactiva se seleccionan iguales (a menudo para mejorar el rendimiento del algoritmo, se eligen casi iguales con una pequeña tolerancia equivalente al margen de seguridad deseado de la solución de flujo de potencia). De igual modo, en los nudos donde la tensión puede ser regulada, los límites superior e inferior de la tensión se consideran iguales al valor fijo de regulación de los nudos en los cuales la tensión puede ser regulada.

Con esta notación, el planteamiento de optimización para el cálculo del ATC, puede ser resumido como:

$$\max_V \sum_{k \text{ in } \Gamma} i_k$$

Con las condiciones siguientes:

$$\mathbf{I}_{min} < \mathbf{i}(\mathbf{V}) < \mathbf{I}_{max}$$

$$\mathbf{V}_{min} < |\mathbf{V}| < \mathbf{V}_{max}$$

$$\mathbf{P}_{min} < \text{Re}\{\mathbf{S}(\mathbf{V})\} < \mathbf{P}_{max}$$

$$\mathbf{Q}_{min} < \text{Im}\{\mathbf{S}(\mathbf{V})\} < \mathbf{Q}_{max}$$

donde la corriente compleja de línea, \mathbf{i} , cumple que

$$\mathbf{i}(\mathbf{V}) = \mathbf{y} \cdot [\mathbf{A}^T \mathbf{V}]$$

y la potencia compleja inyectada a la red desde cada nudo, \mathbf{S} , es dada por:

$$\mathbf{S}(\mathbf{V}) = \mathbf{V} \cdot \mathbf{A}(\text{conj}(\mathbf{y} \cdot [\mathbf{A}^T \mathbf{V}]))$$

donde \mathbf{A} es la matriz de incidencia nudo-a-línea y los umbrales límite \mathbf{I}_{min} , \mathbf{I}_{max} , \mathbf{V}_{min} , \mathbf{V}_{max} , \mathbf{P}_{min} , \mathbf{P}_{max} , \mathbf{Q}_{min} y \mathbf{Q}_{max} son dados como valores reales, como se ha descrito anteriormente.

Una de las ventajas de este planteamiento, es que el objetivo aparece como una función puramente lineal de las variables de decisión subyacentes, las cuales son los valores de las tensiones complejas de nudo. La no linealidad la introduce la dependencia cuadrática de las potencias complejas de nudo, \mathbf{S} , de estas tensiones complejas de nudo. Las ventajas de tratar las tensiones complejas de nudo en su forma rectangular, para explotar los resultados cuadráticos de los límites del flujo de potencia, ya ha sido descrita en muchos otros trabajos [6] y [12].

3.4.3 Métodos lineales

La utilización de aproximaciones lineales para actualizar y estimar la capacidad de transferencia, esta muy extendida. En este apartado introducimos la terminología común y los conceptos fundamentales de estos métodos, que son los utilizados en esta tesis.

El factor de distribución de potencia transferida, normalmente denominado PTDF (Power Transfer Distribution Factor), expresa el porcentaje de una transferencia de potencia que circula por un equipo utilizado en el transporte de la energía. Por ejemplo, si el componente correspondiente al transformador Z del PTDF para una transferencia del Nudo A al Nudo B es 0.5, entonces una transferencia desde A a B de 400 MW dará lugar a un incremento de 200 MW en el transformador Z. Los equipos utilizados en el transporte de la energía normalmente referidos son transformadores, líneas o conjuntos de transformadores y líneas. El PTDF es utilizado para estimar el cambio en el flujo de potencia que resulta a causa de una transferencia particular e identifica que caminos del flujo son los más afectados por la transferencia. Para el cálculo de PTDFs se deben especificar las fuentes, las cargas y las direcciones del flujo. Este cálculo también depende del modelo de sistema de potencia utilizado, siendo el modelo de CC el más comúnmente usado.

El factor de ajuste de generación, denominado GSF (Generator Shift Factor), expresa el cambio que experimenta el flujo de un particular camino de flujo cuando se incrementa la generación de un nudo. GSFs tienen significado solo cuando se consideran fuentes y cargas por pares, es decir, la potencia inyectada en un nudo (fuente) debe ser equilibrada por la consumida en otro nudo (carga). Cuando la carga no esta identificada para un GSF, se asume que es el nudo de referencia del sistema el que actúa como carga. GSFs son muy útiles para identificar que generadores pueden

influir en un particular camino del flujo. Las mismas condiciones que se aplicaban al cálculo de PTDFs son aplicables al cálculo de GSFs.

El GSF es muy similar al PTDF, por ejemplo, consideremos una matriz donde cada fila corresponde a un camino de flujo y cada columna corresponde a un generador. Además cada elemento de la matriz representa el GSF para el camino de flujo correspondiente a esa fila y el generador correspondiente a esa columna, para una carga constante. Entonces cada fila representa el vector de GSFs para un camino de flujo suponiendo la carga constante, y cada columna de la matriz es el vector de PTDFs para todos los caminos de flujo para la transferencia entre un generador y todas las cargas del sistema. Por tanto, la diferencia entre GSFs y PTDFs muchas veces depende solo del punto de vista con el que se observa el mismo dato. Para el caso de un modelo sin pérdidas, los PTDFs para todas las posibles transacciones se puede obtener de la matriz de GSFs calculada con una carga constante.

Los flujos de potencia de una línea son función de las tensiones y de sus ángulos en sus nudos terminales, por tanto, el PTDF también será función de estas tensiones y ángulos.

Consideremos un sistema con n nudos, de los cuales los nudos 1... g son nudos PV (nudos de generación) y los nudos g+1... n son nudos PQ (nudos de carga). El nudo 1 se considera nudo de referencia (slack bus). Una transacción esta definida por 4 índices (t, i, j, P_t) donde t es el número de la transacción, i y j son los nudos de generación y consumo y P_t es la potencia activa (MWs) de la transacción. El cambio en el flujo de potencia de una línea arbitraria l-m puede ser evaluado mediante un análisis de sensibilidad de la siguiente forma [13]:

$$\Delta P_{lm} = \left[\frac{\partial P_{lm}}{\partial \mathbf{d}_2}, \dots, \frac{\partial P_{lm}}{\partial \mathbf{d}_n}, \frac{\partial P_{lm}}{\partial V_{g+1}}, \dots, \frac{\partial P_{lm}}{\partial V_n} \right] \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{d}_2 \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{d}_n \\ \Delta |V_{g+1}| \\ \vdots \\ \Delta |V_n| \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

A partir de la solución de flujo de carga del caso base, se obtiene:

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{d}_2 \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{d}_n \\ \Delta |V_{g+1}| \\ \vdots \\ \Delta |V_n| \end{bmatrix} = J^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_{g+1} \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

donde J es el Jacobiano del flujo de carga. Para la transacción de potencia (MW) numero t,

$$\begin{aligned} \Delta P_i &= +P_t \\ \Delta P_j &= -P_t \\ \Delta P_k &= 0 \\ \Delta Q_k &= 0 \end{aligned} \quad (3.5)$$

donde (k=1,...,n ,k ≠ i, j). Sustituyendo (3.5) en (3.4) y (3.4) en (3.3) se tiene que:

$$\Delta P_{lm} = \left[\frac{\partial P_{lm}}{\partial \mathbf{d}_2}, \dots, \frac{\partial P_{lm}}{\partial \mathbf{d}_n} \frac{\partial P_{lm}}{\partial V_{g+1}}, \dots, \frac{\partial P_{lm}}{\partial V_n} \right] [J^{-1}] \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ +P_t \\ 0 \\ \vdots \\ -P_t \\ 0 \end{bmatrix} = d_t P_t \quad (3.6)$$

donde d_t es el factor de distribución de potencia transferida PTDF. El efecto de múltiples transacciones (no necesariamente disjuntas) en el flujo de potencia de la línea l-m se puede obtener por superposición, por ejemplo, para t_k transacciones:

$$\Delta P_{lm} = d_{t_1} P_{t_1} + \dots + d_{t_k} P_{t_k} \quad (3.7)$$

El ATC se calcula a partir del nuevo flujo de potencia que se tiene en la línea que va desde el nudo l al nudo m, debido a la transacción de potencia desde el nudo i al nudo j . El nuevo flujo sobre la línea l-m es la suma del flujo de potencia original P_{lm}^0 y el debido al cambio:

$$P_{lm}^{New} = P_{lm}^0 + d_{lm,ij} P_{ij} \quad (3.8)$$

donde $d_{lm,ij}$ es el PTDF de la línea l-m debido a la transacción ij, P_{lm}^0 es el flujo de potencia en el caso base sobre la línea y P_{ij} es la magnitud de flujo debido a la transferencia propuesta. Si el límite de la línea l-m, la máxima potencia que puede ser transferida sin sobrecargar la línea, es P_{lm}^{max} entonces:

$$P_{ij,lm}^{max} = \frac{P_{lm}^{max} - P_{lm}^0}{d_{lm,ij}} \quad (3.9)$$

$P_{ij,lm}^{max}$ es la máxima transacción de potencia permisibles desde el nudo i al nudo j, limitada por la línea l-m. El ATC es el mínimo de las máximas transacciones permitidas sobre todas las líneas.

$$ATC_{ij} = \min_{lm} P_{ij,lm}^{max} \quad (3.10)$$

Usando la anterior ecuación, cualquier transacción propuesta para una específica hora puede ser comprobada calculando el ATC. Si es más grande que la cantidad de potencia propuesta en la transacción, la transacción es permitida. Si no, la transacción debe ser rechazada o limitada al ATC. En un entorno descentralizado cuando el operador de sistema define el ATC para una línea l-m:

- 1) esto significa que la red entera es capaz de soportar la potencia (MW) de dicho ATC para una transacción cuya fuente es el nudo i y el destino el nudo j.
- 2) y no significa que dicho ATC sea la capacidad de la interconexión que conecta el nudo i y el nudo j.

De igual manera que se calcula el ATC para el caso base utilizando el PTDF, se calcula el ATC teniendo en cuenta las posibles contingencias que pueda haber en el sistema (líneas no operativas) a partir de un factor similar al PTDF denominado factor de distribución de potencia transferida en contingencia, OTDF (outage transfer distribution factor) que es el porcentaje de flujo de potencia que circulara por la línea l-m, debido a la contingencia. Para cada contingencia el ATC será el mínimo de las máximas transacciones permitidas sobre todas las líneas cuando ocurre dicha contingencia.

3.5 CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA DISPONIBLE EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CTDD) CON GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

La introducción de Generación Distribuida en el sistema de distribución, puede dar lugar, como se ha explicado en el capítulo anterior, a decrementos del flujo de potencia de las líneas de distribución con el consiguientes incremento de la capacidad de transferencia de las líneas de distribución, al generarse potencia más cerca de los puntos de consumo, pero también puede dar lugar a la aparición de flujos de potencia inversos, y la red pasar de ser un sistema pasivo alimentando cargas a un sistema activo donde los flujos de potencia y tensiones, son determinados por generación y cargas [14]. En los casos en que la potencia generada por la Generación Distribuida es mayor que la consumida por las cargas conectadas, la potencia sobrante es transferida a través de las subestaciones primarias a la red de transporte de AT.

Por tanto, resulta interesante conocer cual es la máxima potencia que se puede transferir en un sistema eléctrico desde un área a las áreas restantes, con el fin de evitar que la introducción masiva aleatoria de GD llegue a producir la congestión de las líneas del sistema de distribución. Por ello, se ha considerado como un objetivo de esta tesis el desarrollo de un método que nos permita evaluar de forma fiable la evolución del parámetro capacidad de transferencia de potencia del sistema de distribución (CTDD). Este parámetro, será un indicador de la máxima transferencia de potencia que se puede efectuar entre las distintas áreas del sistema de distribución, con o sin GD, con contingencias o sin ellas, y también se podrá utilizar para determinar la máxima potencia que se puede transferir desde los nudos de un área con GD al resto del sistema sin congestionar las líneas de distribución.

En un mercado eléctrico competitivo la transferencia de potencia entre las distintas áreas del SEP es algo necesario y fundamental. Por tanto, en este contexto conocer la capacidad de transferencia de potencia del sistema de distribución (CTDD) es necesario, para saber cuanto se puede incrementar la transferencia de potencia entre las áreas sin comprometer la seguridad del sistema. Una identificación fiable de esta capacidad suministra una información de vital importancia para la operación del sistema eléctrico de potencia. Un sistema eléctrico que puede soportar grandes transferencias de potencia entre áreas es mas robusto y flexible que otro cuya capacidad de transferencia es más limitada. Por tanto, también el CTDD puede considerarse como un indicador relativo de la seguridad del sistema. En un sistema eléctrico de distribución primaria interconectado la pérdida de generación en un área puede ser remplazada por generación procedente de otras áreas. El CTDD ayuda a evaluar la capacidad del

sistema de distribución interconectado para permanecer seguro en caso de fallos de generación o de contingencias en las líneas, y también la cantidad de pérdida de generación de un área que puede ser reemplazada por generación procedente de otras áreas del sistema de distribución en cualquier circunstancia.

La inclusión de la GD en distintas áreas del sistema de distribución, influirá en el valor de la capacidad de transferencia de potencia del sistema, y como se ha explicado anteriormente el conocer la cantidad que puede incrementarse la potencia transferida entre distintas áreas del sistema es de vital importancia para las operaciones de funcionamiento del sistema eléctrico de potencia.

El método que se propone en esta tesis para determinar el parámetro capacidad de transferencia del sistema de distribución (CTDD) cuando se introduce GD en el sistema de distribución esta basado en los métodos lineales utilizados para determinar el ATC en los sistemas de transporte, explicados en el apartado 3.4.3, y consta de las siguientes etapas:

1. Definir el sistema de distribución con nudos de generación (subestaciones, generación eólica, cogeneración) y nudos de carga.
2. Establecer los **casos bases** de transferencia de potencia y calcular los flujos de carga convencionales para los diferentes casos de estudio en estado normal.
3. Analizar los flujos de potencia del paso anterior. Verificar que no haya violación de límites térmicos ni de voltajes.
4. Calcular las máximas transferencias de potencia entre las distintas áreas (o zonas) del sistema.

$$T_{ij,M} = \left\{ \begin{array}{l} \frac{Limit_M - MW_M}{PTDF_M}; PTDF_M > 0 \\ \infty(INFINITO); PTDF_M = 0 \\ \frac{-Limit_M - MW_M}{PTDF_M}; PTDF_M < 0 \end{array} \right\}$$

siendo:

$T_{ij, M}$: máxima transferencia de potencia desde el área i al área j que se puede transmitir por todas las líneas, cuando la línea M alcanza su máximo.

$Limit_M$: máxima potencia que puede ser transferida por la línea M sin sobrecargarla.

MW_M : flujo de potencia en la línea M en el caso base.

$PTDF_M$: factor de distribución de potencia transferida de la línea M debido a la transacción de potencia desde el área i al área j (porcentaje de la transacción que circula por la línea M)

- Una vez calculadas las máximas transferencia de potencia permisibles desde el área i al área j, para cada una de las líneas del sistema, se define la Capacidad de Transferencia Disponible en el sistema de Distribución (CTDD) desde el área i al área j para el **caso base**, como el mínimo de las máximas transferencias de potencia permitidas desde el área i al área j:

$$CTDD_{ij} = \min_M T_{ij,M}$$

- Y en el caso de evaluar la máxima potencia que se puede evacuar o transferir desde un área de un sistema de distribución a un conjunto de áreas del sistema, se define la Capacidad de Transferencia Disponible en el sistema de Distribución (CTDD) desde el área i al conjunto de áreas R para el **caso base**, como el mínimo de las máximas transferencias de potencia permitidas desde el área i al conjunto de áreas R:

$$CTDD_i = \min_M T_{iR,M}$$

Siendo:

$T_{iR, M}$: máxima transferencia de potencia desde el área i al conjunto de áreas R que se puede transmitir por todas las líneas, cuando la línea M alcanza su máximo.

Y en este caso, la Capacidad de Transferencia Disponible en el sistema de Distribución (CTDD) desde el área i al conjunto de áreas R, aunque lógicamente es mayor que las CTDDs individuales entre las distintas áreas del sistema **NO** resulta ser igual a la suma de las CTDD entre el área i y cada una de áreas j, del conjunto R evaluado, esto es debido a que para cada caso de transferencia de potencia evaluado, entre el área i y cada una de las áreas j, y entre el área i y el conjunto de áreas R, los factores de distribución de

potencia transferida (PTDFs) de las líneas que unen las distintas áreas son distintos, por lo cual evidentemente no puede resultar que la suma de los CTDDs individuales sea igual al CTDD del conjunto.

7. Establecer las **contingencias** programadas para el sistema de potencia en estudio. Calcular los flujos de carga convencionales correspondientes a todas las contingencias que se vayan a analizar.
8. Analizar los flujos de potencia del paso anterior. Verificar que no haya violación de límites térmicos ni de voltajes.
9. Calcular las máximas transferencias de potencia entre las distintas áreas (o zonas) del sistema, para todos los casos de estudio.

$$T_{ij,M,C} = \left\{ \begin{array}{l} \frac{Limit_M - OMW_{M,C}}{OTDF_{M,C}}; OTDF_{M,C} > 0 \\ \infty(INFINITO); OTDF_{M,C} = 0 \\ \frac{-Limit_M - OMW_{M,C}}{OTDF_{M,C}}; OTDF_{M,C} < 0 \end{array} \right\}$$

siendo:

$T_{ij,M,C}$: máxima transferencia de potencia desde el área i al área j que cuando ocurre la contingencia C se puede transmitir por todas las líneas, cuando la línea M alcanza su máximo.

$Limit_M$: máxima potencia que puede ser transferida por la línea M sin sobrecargarla.

$OMW_{M,C}$: flujo de potencia estimado en la línea M cuando ocurre la contingencia C.

$OTDF_{M,C}$: factor de distribución de potencia transferida de la línea M, cuando ocurre la contingencia C, debido a la transacción de potencia desde el área i al área j (porcentaje de potencia transferida que circula por la línea M, cuando ocurre la contingencia C)

10. Una vez calculadas las máximas transferencia de potencia permisibles desde el área i al área j, para cada una de las líneas del sistema, para cada una de las contingencias, se define la Capacidad de Transferencia Disponible en el sistema de Distribución para la contingencia C ($CTDD_C$), como mínimo de las máximas transferencias de potencia permitidas desde el área i al área j, para dicha contingencia C:

$$CTDD_{C,ij} = \min_M T_{ij,M,C}$$

11. Y en el caso de evaluar la máxima potencia que se puede evacuar o transferir desde un área de un sistema de distribución aun conjunto de áreas del sistema para cada una de las contingencias, se define la Capacidad de Transferencia Disponible en el sistema de Distribución para la contingencia C ($CTDD_C$), desde el área i al conjunto de áreas R, como el mínimo de las máximas transferencias de potencia permitidas desde el área i al conjunto de áreas R:

$$CTDD_{C,i} = \min_M T_{iR,M,C}$$

Siendo:

$T_{iR,M,C}$: máxima transferencia de potencia desde el área i al conjunto de áreas R, que para la contingencia C se puede transmitir por todas las líneas, cuando la línea M alcanza su máximo

Y al igual que en el caso base, la Capacidad de Transferencia Disponible en el sistema de Distribución ($CTDD$) desde el área i al conjunto de áreas R para la contingencia C, y por la misma causa que en el caso base, aunque lógicamente es mayor que las $CTDD$ s individuales entre las distintas áreas del sistema tampoco resulta ser igual a la suma de las $CTDD$ entre el área i y cada una de áreas j del conjunto R, considerado en dicha contingencia.

En el Anexo B, se encuentran explicaciones adicionales sobre el cálculo de los parámetros PTDF, OTDF y OMW, que se utilizan para determinar la máxima transferencia de potencia permitida desde una a otra área del sistema para cada una de las líneas.

3.6 CONCLUSIONES

Determinar de forma fiable la capacidad de transferencia de potencia de un sistema eléctrico, supone una información de vital importancia para no comprometer la seguridad del sistema tanto en las operaciones de funcionamiento como en las de planificación del mercado de potencia y la introducción de GD en un sistema de distribución modifica las condiciones de funcionamiento y por tanto también la cantidad de potencia que se puede transferir de un área a otra del sistema.

En este capítulo se ha explicado en que consiste la capacidad de transferencia de potencia disponible (ATC) en un sistema eléctrico conforme a la NERC, los distintos métodos actualmente utilizados para calcularla: Flujos de carga continuado, flujo de carga óptima y métodos lineales, y se ha extendido el uso de uno de estos métodos, concretamente el método lineal a la determinación en los sistemas de distribución del parámetro Capacidad de Transferencia de potencia Disponible en el sistema de Distribución (CTDD), tanto en el caso base de funcionamiento como con en el caso de contingencias que puedan producir fallo de líneas del sistema.

Mediante la determinación de este parámetro se puede evaluar en todos los casos de funcionamiento posibles (caso base y contingencias), el impacto que tiene la introducción masiva aleatoria de Generación Distribuida en el sistema de distribución primaria de energía eléctrica, en la cantidad de potencia que se puede transferir entre las distintas áreas sin comprometer la seguridad del sistema, es decir sin congestionar el sistema de distribución.

Se entiende por congestión de un sistema de distribución una condición donde la demanda de potencia entre áreas es superior a la capacidad de transferencia entre las áreas del sistema. La congestión, por ejemplo, puede ser controlada por la compañía eléctrica para incrementar la capacidad de las líneas, para satisfacer la demanda..

La gestión de la congestión es de vital importancia en la operación del sistema eléctrico de potencia en un entorno liberalizado y puede llegar a ser un grave problema en el mercado eléctrico si no se trata adecuadamente. La gestión de la congestión debe asegurar la no violación de los límites operativos. Esta gestión también tiene un efecto directo sobre las estrategias de casación de ofertas, puesto que las condiciones de congestión son distintas de las condiciones de normal funcionamiento.

Bibliografía:

- [1] Dobson, I. et.al, “Electric Power Transfer Capability: Concepts, Applications, Sensitivity and Uncertainty,” www.pserc.cornell.edu/tcc/tutorial/TCC\Tutorial.pdf
- [2] Basu, K.P. “Power Transfer Capability of Transmission Line Limited by Voltage Stability: Simple Analytical Expressions”, *IEEE POWER ENGINEERING REVIEW*, Sept. 2000
- [3] Weber, J. “Efficient Available Transfer Capability Analysis Using Linear Methods”, *NOVEMBER 7, 2000 PSERC INTERNET SEMINAR*
- [4] Sauer, P.W. "Technical Challenges of Computing Available Transfer Capability (ATC) in Electric Power Systems", *Proceedings of the Thirtieth Annual Hawaii International Conference on System Sciences, Vol V, pp. 589-593.* (1997)
- [5] Momoh, J.A., El-Hawary, M.E. y Adapa, R. “A review of selected optimal power flow literature to 1993, Part II. Newton, linear programming and interior point methods”, *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 14, NO. 1, PP. 105-111, FEB-1999*
- [6] Cornière, B. et al. “Assessment of the congestion cost and the risk of curtailment associated with available transfer capability (ATC)”, *IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY WINTER MEETING, 2000*
- [7] Pavella, M. et al. “An integrated scheme for on-line static and transient stability constrained ATC calculations”, *PROC. OF THE IEEE POWER ENGR. SOC. SUMMER MEETING, VOL. 1, PP. 273-276, JULY 1999.*
- [8] Rosales, R.A et al. “On-line transient stability constrained ATC calculations”, *PROC. OF THE IEEE POWER ENGR. SOC. SUMMER MEETING, VOL. 2, PP. 1291-1296, JULY 2000.*
- [9] Wang, X. y Song, Y.H. “Advanced real-time congestion management through both pool balancing market and bilateral market”, *IEEE POWER ENGINEERING REVIEW, VOL. 20, NO. 2, PP. 47 - 49, FEB. 2000.*
- [10] Christie, R.D., Wollenberg, B.F. y Wangenstein, I. “Transmission management in the deregulated environment”, *PROCEEDINGS OF THE IEEE, VOL. 88, NO.2, PP. 170-195, FEB. 2000.*
- [11] Rolf, M. y Haubrich, H.J. “Use of marginal loss coefficients for assessment of transactions in electrical transmission systems”, *PROC. OF POWERTECH*

- 1999-INT. CONF. ON ELECTRIC POWER ENGINEERING, PP. 18, BUDAPEST AUG. 1999.*
- [12] R.A. Rosales, R.A. et al., “On-line transient stability constrained ATC calculations”, *PROC. OF THE IEEE POWER ENGR. SOC. SUMMER MEETING, VOL. 2, PP. 1291-1296, JULY 2000.*
- [13] Khushalani, S., Khaparde S.S. y Soman S.A. “Transfer capability evaluation in deregulation environment”
- [14] Ilic, M., Galiana, F. et al. “Transmission capacity in power networks”, *ELECTRICAL POWER & ENERGY SYSTEM, VOL. 20, NO. 2, PP. 99-110, 1998*

4 Capítulo 4

GENERACIÓN EOLICA: MODELO DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE PARQUES EOLICOS

4.1 INTRODUCCIÓN

La energía eólica supone actualmente una fuente de energía renovable, competitiva con otras fuentes de energía renovables e incluso con las tradicionales no renovables [1]. Actualmente se encuentra en rápida expansión y dispone de una tecnología madura. En 1994 la potencia eléctrica instalada en los países que hacen mas uso de ella sigue las cifras de la tabla 4.1, las cuales contrastan fuertemente con las de principios del 2004:

<i>País</i>	<i>MW (1994)</i>	<i>MW(2000)</i>	<i>MW(2004)</i>
Estados Unidos	2.200	2.555	6.336
Alemania	643	6.113	13.875
España	100	2.334	6.212
Dinamarca	535	2.297	3.094
Holanda	147	-	910
Reino Unido	170	-	648

Tabla 4.1.- Potencia eólica instalada en 1994, 2000 y 2004.

Gran parte de este desarrollo ocurrido en los pasados diez años se ha acelerado de forma espectacular en algunos países, entre ellos España, en los últimos cuatro años. España ocupa en la actualidad el tercer puesto en energía eólica, muy cerca del segundo EE.UU, por detrás de la inalcanzable Alemania. La figura 4.1, muestra la distribución por Comunidades autónomas de la potencia eólica instalada en España en Enero 2004.

La European Wind Energy Association estimaba que para el año 2 030 un 10% de la electricidad en la Unión Europea puede ser de origen eólico. La UE ha resuelto fijar para 2 010 que el 12% de la generación primaria de energía provenga de fuentes renovables. Esto supone un 20% de la electricidad. En nuestro país, el Plan nacional de Promoción de las Energías Renovables estima instalar 9 000 MW para 2010, aunque

los datos de las Comunidades Autónomas señalan valores superiores. Navarra estima generar un 46% de su consumo con energía eólica para 2006.

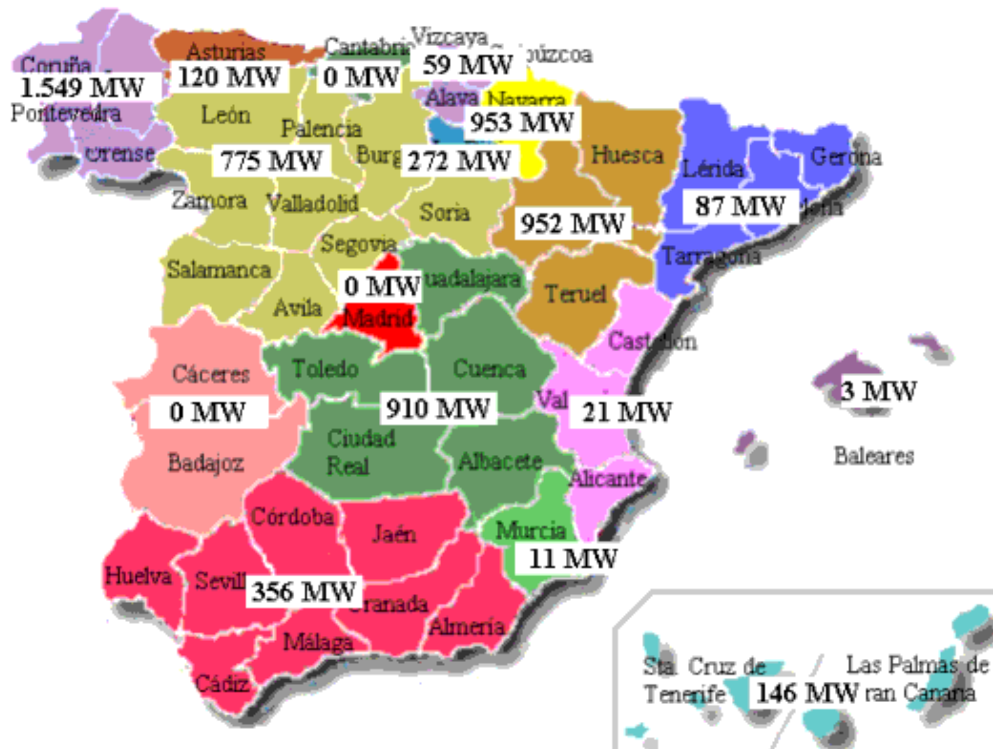


Fig. 4.1.-Potencia eólica instalada en España por Comunidades Autónomas (Enero 2004)

Si se consideran los costos ocultos debidos a la contaminación atmosférica, daños día a día a las construcciones y a las personas, daños y costos de limpieza de los vertidos habituales y accidentales, la energía eólica puede considerársela actualmente menos costosa que las formas convencionales de producción de energía eléctrica. Su coste interno está actualmente dentro de un intervalo entre 0,04 y 0,09 €/kWh.

La fabricación de turbinas eólicas constituye una industria floreciente (se han fabricado 50 000 unidades de aerogeneradores modernos) y por lo tanto una riqueza en sí misma, estimándose que los países en vías de desarrollo pueden ser importadores futuros que signifiquen un aumento importante de la facturación de aquellas industrias que logren sistemas evolucionados y competitivos. India y China constituyen mercados potenciales amplios. Dinamarca, el país europeo mas avanzado en este aspecto exportó en 1994 por valor de 40 mil millones de pesetas. El tamaño unitario ha aumentado desde los 100 kW de potencia nominal y 20 m de diámetro a los 600 a 1 500 kW y 40 a 60 m de diámetro.

El costo de la energía eólica está dominado por el costo de adquisición del aerogenerador y su infraestructura, el cual es aún alto debido a la falta de economías de escala. La salida de esta situación se ha visto incentivada por subvenciones directas de I+D, por regulaciones del precio de adquisición de la energía eléctrica producida eólicamente por parte de las compañías eléctricas o por favorecer económicamente la instalación de aerogeneradores en lugar de otro tipo de tecnología. Podría considerarse que estas subvenciones distorsionan el mercado de la energía e impiden una auténtica competencia libre. Aún siendo esto cierto, no es menos cierto que la industria energética convencional ha recibido en el pasado ayudas económicas y privilegios de mercado, que hacen que su posición actual sea en parte herencia de ellas.

El valor económico de la energía eólica es mayor del derivado de su coste, pues se genera cerca de donde se consume, lo cual ahorra pérdidas de transmisión, inevitable en las grandes centrales convencionales por tener que estar radicadas lejos del consumidor. Por otra parte, la instalación de un parque eólico genera empleo localmente en mayor medida que otras formas de energía.

Un aspecto económico importante radica en los costos evitados por la importación de crudo, aparte de los costos ocultos del daño ecológico, como la lluvia ácida y el calentamiento global.

Observando el mapa eólico europeo, mostrado en la figura 4.2 resulta evidente que los mejores vientos se encuentran en las costas occidentales y en menor medida en las costas del Mediterráneo y cuenca del Ebro.

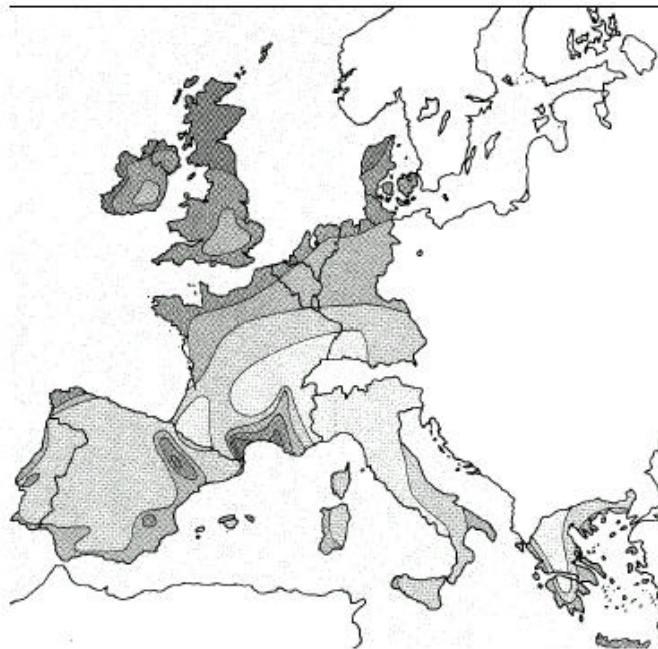


Fig. 4.2.- Mapa eólico europeo. Las regiones más oscuras muestran recursos eólicos mayores.

Este tipo de energía carece de residuos de ningún tipo, no requiere materiales exóticos o escasos, no emite contaminantes a la atmósfera y tan sólo puede atribuírsele una ligera emisión de ruido acústico y una alteración del paisaje, como inconvenientes dignos de tener en cuenta, aunque se está progresando mucho en la reducción de estos impactos ambientales.

Al estar basada su tecnología en gran parte en varias otras tecnologías convencionales, los fabricantes se encuentran poco concentrados, aunque hay que admitir una ventaja estadounidense en América y danesa en Europa. Existe pues la oportunidad de crear una industria nueva, con un mercado potencial amplio y con la ausencia de dominadores bien establecidos. Actualmente existen unos 20 fabricantes, que ofrecen aerogeneradores con garantía de curva de potencia y de disponibilidad, actualmente superior al 98%, en contraste con las primeras generaciones que apenas superaban el 80%.

En consecuencia, la energía eléctrica de origen eólico no solo es producida de una manera no contaminante y sostenible a largo plazo, sino que ha demostrado no ser más costosa que las tecnologías convencionales, especialmente si se les imputa los costos externos.



Fig. 4.3.- Vista parcial de un parque eólico

La producción eléctrica mayoritaria se realiza en parques eólicos, con un tamaño típico de 10 MW. La figura 4.3 muestra una vista parcial de uno de ellos. Su vida es típicamente de 25 años, período por el cual se puede arrendar el terreno sobre el que se instala. Al término de ella es posible desmantelar la instalación y el valor residual del material puede cubrir los costos asociados, pudiendo quedar el terreno libre de degradaciones y con su aspecto original. El impacto ambiental predominante es el visual y éste es sufrido exclusivamente por la generación que disfruta de la energía producida, no por generaciones futuras.

Aunque en España no existen instalaciones de este tipo, también es interesante destacar la instalación de parques eólicos en el mar. La primera de estas instalaciones para uso comercial está Vindeby (Dinamarca) y consta de 11 máquinas Bonus de 450 kW alejadas entre 1 y 3 km de la costa, en aguas cuya profundidad oscila entre los 2,5 y 5,1 m (ver Tabla 4.2). En la actualidad los principales fabricantes de aerogeneradores están desarrollando máquinas multimegavatio específicamente para instalaciones marinas (Nordex, Vestas, NEG Micon, Enercon, Tacke). El proyecto más ambicioso corre a cargo de Holanda que espera tener instalados 1250 MW en instalaciones marinas para el año 2020 [2].

Localidad	País	Año	Potencia (MW)	Aerogenerades (nº/fabricante/potencia)
Vindeby	Dinamarca	1991	4,95	11 × Bonus 450 kW
Lely	Holanda	1994	2,0	4 × NedWind 500 kW
Tunø Knob	Dinamarca	1995	5,0	10 × Vestas 500 kW
Dronten	Holanda	1996	11,4	19 × Nordtank 600 kW
Gotland	Suecia	1997	2,75	5 × Wind World 550 kW
Blyth	Reino Unido	2000	3,8	2 × Vestas 2 MW
Middelgrunden	Dinamarca	2001	40	20 × Bonus 2 MW
Uttgrunden	Suecia	2001	10,5	7 × Enron 1,5 MW
<i>Totales</i>			<i>80,4</i>	<i>78</i>

Tabla 4.2. Plantas Offshore en funcionamiento (Año 2002)

4.2 RECURSOS EÓLICOS

La energía eólica tiene una procedencia directa de la energía solar. Los recursos eólicos provienen de las corrientes horizontales en la superficie generadas por el diferente calentamiento del aire en la troposfera, que origina corrientes verticales por efecto del menor peso del aire calentado con respecto al que le rodea. Estas corrientes verticales generan las mucho más intensas horizontales, por desplazamiento del aire, lo cual se manifiesta por la aparición de gradientes de horizontales. Debido a ellos el viento

debería ser perpendicular a las isobaras e ir de las altas presiones a las bajas, pero la fuerza de Coriolis, debida al giro de la Tierra, desvía las corrientes. La fuerza de Coriolis es proporcional a la velocidad del viento y normal a ella. La desviación inducida hace que las corrientes rodeen las zonas de baja presión (borrasca) dejándolas a su izquierda (movimiento antihorario), en el hemisferio Norte y dejan correspondientemente a su derecha a las zonas de alta presión (anticiclón) [1]

La atmósfera en media emite mas calor por radiación del que recibe y la diferencia es aportada por el suelo, que al recibir la radiación del Sol calienta el aire por conducción, el cual tiende a ascender generando la inestabilidad antes citada, que induce movimientos verticales y por lo tanto un mezclado efectivo. De esta manera se establece un equilibrio dinámico que comporta movimientos aproximadamente cíclicos, debido al período día-noche y al anual, aparte de otros de mayor período. Sin embargo, el suelo radia muy eficazmente en noches claras, enfriándose y absorbiendo calor del aire más próximo por conducción. Esto hace que el aire junto al suelo se densifique, tendiendo a permanecer junto al él, creándose una atmósfera estable que previene el mezclado de capas altas de la atmósfera con capas junto al suelo. Se dice que una atmósfera es neutra cuando aparece una indiferencia al traslado de masas a distintas alturas, situación por lo tanto intermedia entre atmósfera estable e inestable.

Cerca de la superficie el viento pierde cantidad de movimiento por la disipación de energía que supone el rozamiento con el suelo, estableciéndose una capa límite turbulenta de gran espesor, tanto mayor cuanto mayor y mas tupidos sean los obstáculos en la superficie. La inestabilidad de la atmósfera reduce el espesor de la capa límite pues el trasiego de masas altas, por lo tanto con gran velocidad, con bajas más lentas supone una adición de cantidad de movimiento cerca del suelo.

A efectos de aprovechar la energía del viento, interesa que la capa límite sea delgada, con el objeto de lograr altas velocidades del viento. La capa límite se ve alterada localmente por la presencia de obstáculos. Así en el lado de barlovento de una colina o acantilado se tiene la conjunción de un aumento de la velocidad del viento por la desviación que le impone el obstáculo y una reducción de la altura de la capa límite. A sotavento, sin embargo, se nota una alta turbulencia y un defecto de velocidad, denominándose esta región la *estela*.

La península ibérica se encuentra la mayor parte del año en una zona de vientos generales del Oeste, propios de las latitudes medias del hemisferio Norte, fenómeno que es parte de la circulación general del aire en el planeta, por lo que las costas gallegas poseen un buen potencial eólico. Su intensidad decae en verano. Sin embargo, el archipiélago canario se encuentra en la zona de los alisios, vientos muy constantes del Este, lo que hace que esta zona posea recursos eólicos interesantes.

A estas corrientes generales es necesario añadir los vientos locales que provienen de calentamientos diferenciales, como las brisas marinas, las corrientes valle-montaña, etc. Normalmente no justifican su explotación con parques eólicos, salvo casos excepcionales.

Efectos locales adicionales pueden ser debidos a particularidades orográficas que ocasionan zonas, generalmente pequeñas, con potencial aprovechable. Efectos locales notables son la canalización del viento que produce el valle del Ebro y el Estrecho de Gibraltar, pues proporcionan un contenido energético explotable.

4.2.1 Recursos eólicos en España

La península y Baleares están sometidas al efecto de la circulación general del Oeste de las latitudes medias del hemisferio Norte, durante la mayor parte del año.

Debido al gran tamaño de la península actúa como un minicontinente y su calentamiento mayor durante el verano induce vientos generales de mar a tierra, ocurriendo lo inverso en invierno. La predominancia de los vientos por regiones es:

- En los litorales Cantábrico y gran parte del atlántico, submeseta Norte y depresión del Ebro dominan los vientos del cuadrante Norte - Oeste.
- En la submeseta Sur actúan con igual frecuencia los vientos del cuadrante Norte - Este y Sur - Oeste.
- En la depresión del Guadalquivir dominan en invierno los del cuadrante Norte - Este y en verano los del cuadrante Sur - Oeste.
- En el Mediterráneo dominan los de componente Oeste en invierno y al contrario en verano.

Los efectos térmicos locales ocasionan corrientes adicionales que afectan a los valores medios y a las variaciones diurnas, pero no poseen intensidad suficiente para generar un potencial eólico aprovechable.

Las principales modificaciones a los vientos generales que dan lugar a áreas de elevado potencial eólico son:

- Efecto de encauzamiento: valle del Ebro y estrecho de Gibraltar.
- Efecto de esquina: Al rodear el viento un obstáculo se logran elevadas velocidades en sus extremos, lo cual ocurre en puntos del litoral, especialmente del Noroeste y extremos Este y Oeste de los Pirineos.
- Efecto ladera: Al encontrar un obstáculo, como una cadena montañosa, el viento asciende y se acelera.

El mapa eólico de Canarias muestra un dominio de los alisios del Noroeste, especialmente en verano.

Las regiones con mayor potencial eólico son las siguientes:

Andalucía: La zona de Tarifa posee un potencial alto en ciertas zonas, ya en explotación y medio - alto en otras, por lo tanto candidatas para futuras explotaciones.

Aragón: Existen determinadas zonas con velocidades medias de 6 m/s a 10 m de altura, en el umbral de la rentabilidad actual, pudiendo llegar en total a 10 a 50 MW. Se prevé la instalación de algunos cientos de megawattios en cuanto se produzca un abaratamiento de costes en condiciones de rentabilidad. La zona en general tiene velocidades medias en torno a los 4,5 a 5,5 m/s.

Canarias: El alto potencial eólico de esta región está concentrado en las costas y se deben a los alisios, pudiéndose afirmar la rentabilidad actual. La mayor problemática de la zona es la escasa extensión de las redes insulares que dificulta la penetración eólica. Podría llegar a 16 MW en el año 2 000. Sin embargo, la potencia instalable en el umbral actual de rentabilidad podría llegar a 150 a 250 MW.

Castilla y León: Amplias zonas están inmediatamente debajo del umbral de la rentabilidad, pudiendo ser rentables si bajan los costos, planteando pocos problemas por la disponibilidad del terreno, la baja densidad de población y la poca compleja orografía.

Cataluña: Las zonas de mayor potencial se encuentran en los Pirineos y serían rentables, pudiendo llegar a los 20 a 50 MW en el umbral de rentabilidad actual.

Galicia: Es la región con mayor potencial en la península, estimándose que pueden instalarse de inmediato varios parques rentables, cada uno de varias decenas de MW, hasta llegar a los 500 a 700 MW con rentabilidad.

País Vasco: Algunos puntos caen dentro del dominio de la rentabilidad.

Como resumen, pueden instalarse en España parques por un total del orden de 3 000 MW en condiciones de rentabilidad económica a precios actuales. Un abaratamiento significaría producciones económicamente rentables de varios miles de MW. Esto es así aún considerando que actualmente se imputan los costes de desmantelamiento de las centrales nucleares y almacenamiento de residuos radiactivos a toda la industria eléctrica, sin diferenciar su origen. La posible aplicación de bonos de emisiones de CO₂ favorecerá la competitividad de la energía eólica.

4.3 TIPOS DE AEROGENERADORES

La clasificación de los aerogeneradores, se puede realizar desde varios puntos de vista, una primera aproximación al problema se puede hacer desde el punto de vista de la potencia eléctrica que pueden generar, según lo cual se clasifican en:

- *Pequeños Aerogeneradores.* Son considerados en este grupo los aerogeneradores cuya potencia está por debajo de los 30 kW. Los principales fabricantes de estos equipos están en EEUU (Bergey, Atlantic Orient,...) y tienen una cuota del mercado mundial de aproximadamente el 30 %.
- *Aerogeneradores de Tamaño Medio.* Es el sector más desarrollado y extendido, en donde se engloban la mayor parte de las instalaciones conectadas a red. Su potencia está entre 30 y 600 kW. En este tipo de máquinas son los fabricantes europeos los que dominan el mercado (NEG MICON, VESTAS, ENERCON, GAMESA, MADE,...)
- *Máquinas Multimegavatio.* Son máquinas con una potencia por encima del megavatio, representan lo último en tecnología. Los principales fabricantes de aerogeneradores disponen en el mercado de máquinas de este tipo.

Desde el punto de vista del diseño, los aerogeneradores se pueden clasificar según los criterios:

- Eje Horizontal o Eje Vertical. El eje sobre el que van las palas puede estar horizontal (HAWT 6) o vertical (VAWT 7), las máquinas del primer tipo son las más extendidas, mientras que las del segundo tipo quedan reducidas a prototipos (Darrieus, ...) o a máquinas pequeñas (ver Fig. 4.4).

Las ventajas de las VAWT son que la torre no tiene que soportar el peso del generador y caja multiplicadora, y que no es necesario un sistema de orientación. A medida que se aumenta su tamaño los esfuerzos adicionales que deben soportar las VAWT son sólo debidos al peso de las palas y, por lo tanto unidireccionales, lo que facilita el diseño. No ocurre así en las HAWT, donde el peso de las palas crea distintos momentos de torsión que hacen más complejo el diseño de la estructura. Estas ventajas iniciales de la VAWT quedan contrarrestadas por la enorme complejidad que supone tener que desmontar la turbina para reparar los cojinetes de la misma, sometidos a un gran desgaste debido a que todo el peso de la turbina está sobre ellos. Además la geometría de las palas en los VAWT es más compleja cuando se quiere introducir un control de potencia a elevadas velocidades de viento [3]. La mayor parte de las VAWT están basadas en la máquina de Darrieus (1927) de la que existen variantes como el "Giromill" o el "Cycloturbine" [4]. Un modelo distinto de los

anteriores es el Savonius, consistente en un cilindro dividido en dos mitades distribuidas de forma helicoidal o en S.

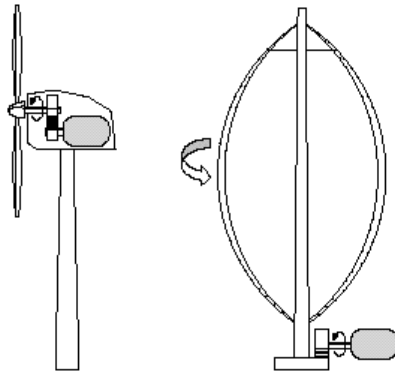


Fig. 4.4.-: Máquinas de Eje Horizontal (HAWT) frente a Máquinas de Eje Vertical (VAWT - Darrieus).

- A Sotavento o a Barlovento. El conjunto formado por la góndola y la turbina puede estar a favor del viento (sotavento), que es su posición natural, o en contra (barlovento) siendo esta última opción la de empleo más generalizado (ver Fig. 4.5). La máquina a sotavento tiene como ventaja la de no necesitar un mecanismo de orientación, ya que tanto el rotor como la góndola tienen un diseño que permite seguir la dirección del viento, aunque, por otra parte, su comportamiento se ve afectado por las turbulencias que crea la torre. A este tipo de máquinas pertenece el prototipo MOD-0A.

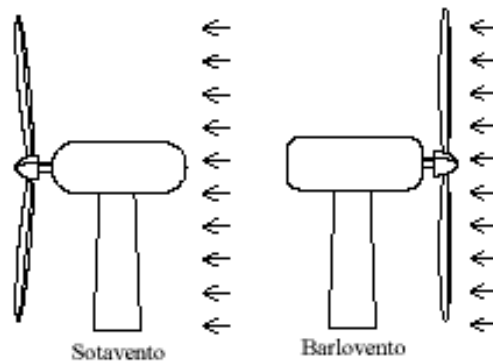


Fig. 4.5.-: Máquinas a Sotavento y a Barlovento

- Nº de Palas. En las máquinas de media y gran potencia es casi un estándar la utilización de turbinas tripala, a pesar que los primeros prototipos de las máquinas multimegavatio eran bipala e incluso monopala (ver Fig. 4.6).

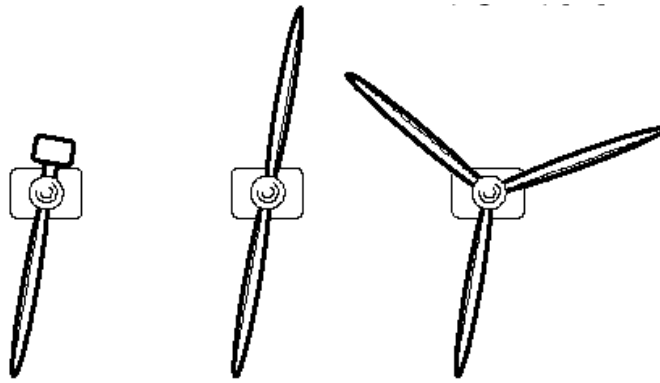


Fig. 4.6.- Turbinas de 1, 2 y 3 Palas.

Algunos de los pocos fabricantes dispuestos a fabricar máquinas bipala son las compañías *The Wind Turbine Company* y *Nordic Wind Power*. Los rotores con una o dos palas giran a mayor velocidad que los tripala y tienen a su favor un ahorro en el coste de la turbina, así como en la instalación. En su contra tiene una mayor complejidad en el diseño, ya que su rotor ha de ser basculante para evitar las oscilaciones producidas por el paso de las palas por delante de la torre. En los pequeños aerogeneradores, aunque el número de modelos tripalas supera ampliamente al resto, es habitual encontrar diseños con 2, 4, 5 y 6 palas e incluso más como ocurre con el molino de viento americano (Fig. 4-7) [5].

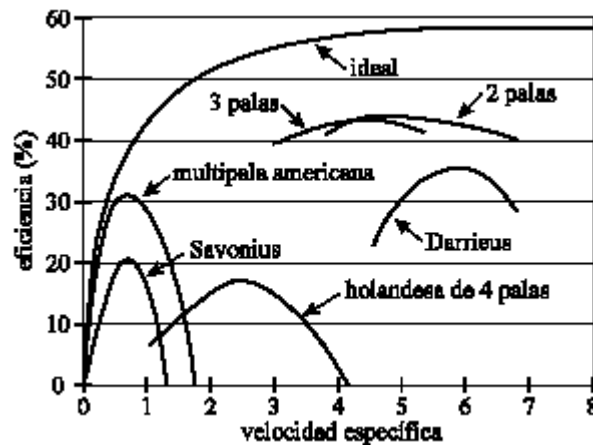


Fig. 4.7.- Eficiencia de algunos tipos de turbina.

En las máquinas de media y gran potencia el predominio de las HAWT de rotor tripala a barlovento es prácticamente absoluto. Las principales diferencias entre ellas están, principalmente, en las opciones escogidas para el

control de la potencia extraída del viento. Según esto las máquinas se caracterizan por:

- Control por Variación del Paso de Pala o por Pérdida Aerodinámica. Una de las posibilidades para modificar la potencia que se puede obtener en el eje de la turbina es la de actuar directamente sobre las palas, ya sea haciendo entrar a esta en pérdida aerodinámica, o bien, variando el paso de las palas de la turbina. Ambas soluciones no son excluyentes, por ejemplo, en el sistema *CombiStall* de Bonus.
- Velocidad Fija frente a Velocidad Variable. En función de que la variación de la velocidad de la turbina sea prácticamente constante o con variaciones inferiores al 10% se considerará de velocidad constante, y si se permiten variaciones superiores se dirá que es de velocidad variable. Las máquinas que pueden trabajar a dos velocidades prácticamente constantes se consideran como una solución intermedia.

Las configuraciones más habituales en el mercado para estas máquinas pueden verse en la Tabla 4.3 [6]. El control de potencia por pérdida aerodinámica, o por regulación del paso de pala esta presente en prácticamente todas las configuraciones de aerogeneradores.

Velocidad	Paso de Pala	Control Potencia	Generador	Conexión a Red	Fabricante
Constante	Fijo	Pérd. aerodinámica	Asíncrono	Directa	Made, Micon
Constante	Variable	Paso de Pala	Asíncrono	Directa	Vestas
2 vel.	Fijo	Pérd. aerodinámica	Asíncrono con dos devanados	Directa	Bonus, Made, Nordex, Micon
2 vel.	Variable	Paso de Pala	Asíncrono con dos devanados	Directa	Mitsubishi
2 vel.	Variable	Pérd. aerodinámica	Asíncrono con dos devanados	Directa	Dutch Pacific, Bonus
Variación 10%	Variable	Paso de Pala	Asíncrono con resistencias en rotor	Directa	Vestas, Lagenwey
Variación 10%	Fijo	Pérd. aerodinámica	Asíncrono con resistencias en rotor	Directa	Nordic (bipala)
Variación 10%+2 vel.	Variable	Paso de Pala	Asíncrono con resist. en rotor y asíncrono aux.	Directa	Vestas
Variación ±30%	Variable	Paso de Pala	Asíncrono doblemente alimentado	Directa e Inversor	Dewind, Vestas, Enron, Nordex, Gamesa
Variación 50%	Fijo	Pérd. aerodinámica	Síncrono multipolos	Inversor	Northam Power Systems
Variación 50%	Variable	Paso de Pala	Síncrono multipolos	Inversor	Enercon
Variación 50%	Variable	Paso de Pala	Asíncrono	Inversor	Lagenwey

Tabla 4.3. Principales configuraciones de aerogeneradores existentes en el mercado.

4.4 TECNOLOGÍA ACTUAL Y PROYECCIÓN HACIA EL FUTURO.

Los positivos resultados obtenidos por la tecnología eólica en las últimas décadas ha dado lugar a un rápido desarrollo en los últimos años. Como exponente de ello cabe citar que actualmente existe más de una veintena de fabricantes en el mundo, con plenas garantías de curva de potencia y disponibilidad (tanto por ciento del tiempo útil que el aerogenerador está operativo), la cual puede llegar al 95% frente al 80% o 90% logrado por las centrales eléctricas convencionales. La tabla 4.4 muestra los 10 fabricantes de aerogeneradores más importantes:

1	NEG MIKON AG (Dinamarca)	6	BONUS A/S (Dinamarca)
2	ENRON Wind Corp. (EEUU)	7	NORDEX (Dinamarca)
3	VESTAS A/S (Dinamarca)	8	MADE (España)
4	ENERCON (Alemania)	9	ECOTECNIA (España)
5	GAMESA (España)	10	MITSUBISHI (Japón)

Tabla 4.4. Principales fabricantes de aerogeneradores.

Como consecuencia de la maduración de la tecnología el precio de adquisición ha bajado hasta llegar a valores en torno a 800 €/kW para un margen de potencias máximas de 75 a 300 kW. Los costes de explotación se han reducido correspondientemente, situándose actualmente en el intervalo de 0,035 a 0,09 €/kW para zonas de potencial eólico aceptable, con un valor típico 0,04 – 0,05 €/kW, frente a los 0,6 €/kW de la energía convencional. La fracción de la energía cinética del viento convertida en energía eléctrica es como máximo del 40% al 45%, a lo que se denomina *rendimiento o coeficiente de potencia*.

Estos logros han sido en parte consecuencia de una maduración tecnológica que ha originado una base estable de la cual aún cabe esperar mejoras.

A continuación se indican características básicas que definen con un mayor detalle la tecnología actual, aunque este resumen ha de ser incompleto necesariamente, dada la amplia gama de tamaños disponibles y de aplicaciones. Nos centraremos en los aerogeneradores que actualmente equipan los parques eólicos.

4.4.1 El Aerogenerador de Eje Horizontal

Los aerogeneradores actuales de eje horizontal están constituidos por una cimentación de hormigón armado adecuada al terreno y a las cargas del viento, sobre la

cual se levanta una torre, típicamente de acero, de estructura de celosía, o bien de tipo tubular de acero o hormigón armado para mejorar su aspecto. Elevan el aerogenerador bastante, con el objeto de evitar las bajas velocidades de viento junto a la superficie del terreno. N valor típico de la altura es $H = 0,75D + 10m$. Al extremo de la torre se fija una góndola giratoria de acero o fibra de vidrio, ver la figura 4.8, a la cual se accede por el interior de la torre, o por el exterior si se trata de un modelo pequeño. Ésta encierra:

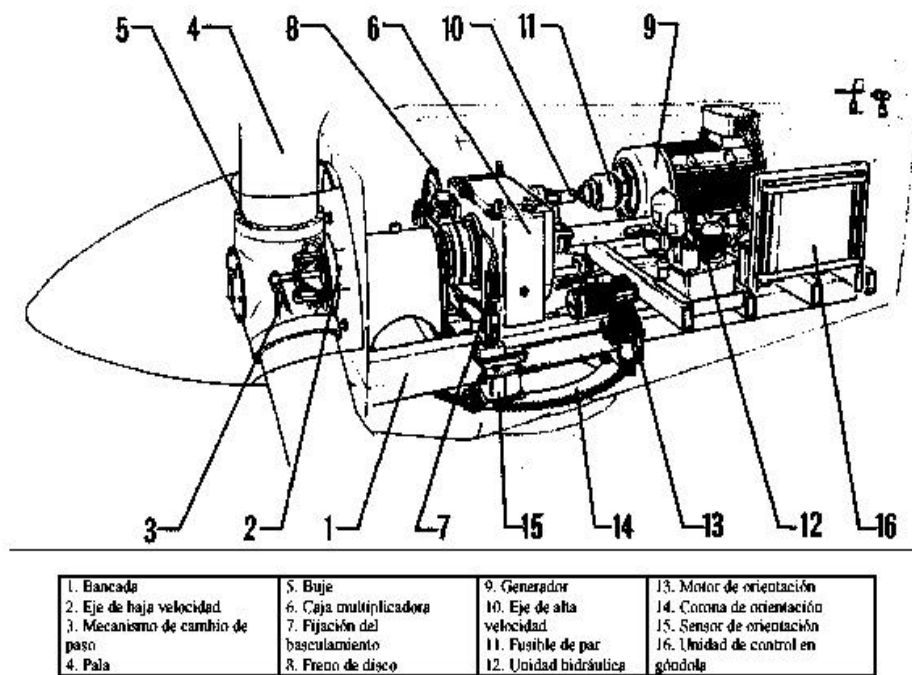


Fig. 4.8.- Disposición típica dentro de la góndola de un aerogenerador de eje horizontal de tamaño medio con sistemas modulares [7].

- El tren de potencia (eje del rotor (lento), caja multiplicadora (de engranajes planetarios o normal), de régimen de salida hasta unas 1000 a 1500 r.p.m. y de elevado rendimiento, típicamente un 90% a 95%, eje rápido y acoplamientos flexibles).
- La maquinaria eléctrica (generador eléctrico, con un rendimiento del orden del 90%, controles, accionamientos y máquinas auxiliares).
- Mecanismos auxiliares, generalmente hidráulicos (freno de emergencia del rotor, freno de orientación de la góndola, mecanismo de cambio de paso, aerofrenos, sistema de orientación).
- Sistema de control basado en un microprocesador y encargado de la supervisión de las variables operativas, registro de incidencias y control del

funcionamiento (arranque, parada, enganche a la red, protección de embalamiento, orientación, paso de las palas). Suele incluir un módulo de comunicación con una base de control central.

En el exterior encontramos:

- El buje, que une las palas del rotor y que puede incorporar sus articulaciones, como cambio de paso, conicidad, etc..
- Las palas, cuyo eje de giro suele estar inclinado algunos grados sobre la horizontal, al objeto de alejar las palas de la torre
- El mecanismo aerodinámico de orientación. Suele ser de veleta de cola o molino de cola para pequeños tamaños. Para tamaños medios y grandes se usa orientación asistida detectando la dirección del viento por medio de un sensor de dirección y orientando la góndola con un motor eléctrico o hidráulico engranado a una corona horizontal.
- Estación meteorológica, con medida de la velocidad y dirección del viento, temperatura y presión atmosférica.

4.4.2 Tamaño

Los aerogeneradores de pequeña potencia (< 100 kW) y de media potencia (< 700 kW) ofrecen un alto grado de madurez tecnológica, mientras que los cercanos a 700 kW y superiores son de primera generación. Sin embargo, cabe esperar que su puesta a punto sea corta por la experiencia adquirida con los de menor tamaño.

Actualmente se trabaja intensamente en prototipos con potencias máximas en torno a 4,5 MW, con el objeto de determinar la tecnología más adecuada y los costos reales de instalación y producción. Esto es debido a que los explotadores han demandado unidades de mayor tamaño, que permitan un mayor aprovechamiento del terreno, una potencia por unidad de superficie barrida por el rotor mayor (debido a que la velocidad del viento aumenta con la altura) y un menor número de unidades que atender para igual potencia instalada. Sin embargo, la mera extrapolación de la tecnología de las aeroturbinas de media potencia no parece adecuada. El peso y por lo tanto el costo aumenta aproximadamente con el cubo del diámetro del rotor y la potencia con el cuadrado (área barrida) o algo más, pero no tanto como el cubo, debido al pequeño efecto de la mayor velocidad del viento con la altura. Esto parece indicar que un mero aumento de la escala es negativo. El uso de dos palas en lugar de tres reduce el costo y el peso sobre el buje y el tren de potencia, pero las mayores asimetrías de cargas por el giro del rotor que aparecen, crean problemas de fatiga y

vibraciones, que intentan aliviarse con el uso de bujes basculantes. Otros recursos para permitir una competitividad a las aeroturbinas de gran tamaño son:

- Empleo de tren de potencia de diseño integrado, en lugar a recurrir a un montaje modular.
- Empleo de perfiles aerodinámicos de mayor espesor pero de similares características aerodinámicas específicamente diseñados para aeroturbinas, lo cual permite aumentar el módulo a flexión y torsión de la pala y con ello permitir que sea más ligera.
- Empleo de sistemas de control más avanzados que reduzcan las sobrecargas.

Esta situación mantiene un intenso debate técnico sobre si la solución a un aumento de la potencia instalada ha de realizarse sobre la base de los abaratamientos al fabricar en masa unidades de media potencia, o basándose en las hipotéticas ventajas de unidades grandes de nuevo desarrollo.

Las aeroturbinas de gran tamaño parecen adecuadas para enclaves de fácil acceso, p. e. llanuras y el mar. En nuestro país abundan los enclaves de compleja orografía, lo cual afecta a la accesibilidad y supone un viento turbulento, por lo que no parece que se difundan las grandes aeroturbinas tan fácilmente.

4.4.3 Rotor

La mayoría actualmente son de rotor horizontal, si bien los de tipo *Darrieus* se siguen fabricando y explorando como candidatos para un futuro. Existe una marcada tendencia a los rotores tripala por su mayor suavidad de giro, si bien al aumentar el tamaño se detecta una mayor proporción de rotores bipala, por la reducción de coste y peso que representa.

Los materiales empleados van desde la tradicional madera, por su buen comportamiento a la fatiga, al metal, como el acero o el aluminio. Sin embargo, el material mas utilizado es la fibra de vidrio con resinas sintéticas (poliéster), si bien se explora continuamente el empleo de fibras de carbono y Kevlar con epoxi, en previsión de una futura reducción de su costo.

El rotor puede ser una pieza rígida o poseer articulaciones. La más frecuente es la de cambio de paso, si bien se ha usado la articulación que permite conicidad al rotor, aunque no es frecuente.

Además, es posible encontrar partes de las aspas que pueden deflectarse, con el objeto de actuar de modificadores de la aerodinámica, como pueden ser *flaps* o

frenos aerodinámicos. Se ha estudiado el dotar de cierta flexibilidad a las aspas al objeto de que actúe de reductora de vibraciones por amortiguamiento aerodinámico.

En la mayoría de los casos el rotor está situado a barlovento de la torre, con el objeto de reducir las cargas cíclicas sobre las aspas que aparecen si se situara a sotavento de ella, pues al pasar una pala por la estela de la torre, la velocidad incidente está muy alterada. Debido a este fenómeno, las torres de aeroturbinas con rotores a sotavento son de celosía, por su mayor transparencia al viento.

4.4.4 Sistema de control

La aeroturbina comienza a dar potencia a partir de una velocidad del viento que permite vencer sus pérdidas de potencia internas a la velocidad de giro mínima requerida para la generación eléctrica. A partir de ese momento resulta interesante controlar el paso de las palas, si éstas disponen de mecanismo de variación de paso, con el objeto de orientar óptimamente las palas al viento. Otra posibilidad adicional o sustitutoria es que sea posible ir aumentando la velocidad de giro del rotor a medida que aumenta la velocidad del viento, lo cual permite asimismo mejorar el rendimiento de extracción, pero dificulta el uso de la maquinaria eléctrica. Es necesario evitar sobrecargar el tren de potencia de la aeroturbina, fundamentalmente por par motor. Es necesario también evitar una velocidad de giro excesiva que ocasione sobreesfuerzos centrífugos.

Finalmente han de respetarse los límites de funcionamiento del generador, generalmente régimen de giro e intensidad. En consecuencia, debido a la inconstancia del viento es necesario disponer de métodos pasivos o activos de control del aerogenerador.

El sistema de control más necesario es el de protección frente al exceso de viento. Fundamentalmente existen dos tipos:

- Control por cambio de paso.
- Control por pérdida aerodinámica.

El control por cambio de paso se encuentra frecuentemente en los aerogeneradores de mayor tamaño, pues al resultar caro y complejo se puede justificar al permitir ganancias apreciables de potencia. Frente a vientos intensos ofrece protección efectiva al permitir colocar las palas en bandera (en dirección al viento). Con el objeto de reducir los inconvenientes del sistema de cambio de paso en toda la pala se explora actualmente realizarlo solamente en punta de pala, incluso con mecanismos autónomos y

se emplea en algunas aeroturbinas. Las menores cargas que origina el control de cambio de paso, permite reducir el peso de la caja de engranajes.

El control por pérdida aerodinámica consiste en usar un fenómeno natural de los perfiles aerodinámicos, que consiste en una brusca disminución de la sustentación (fuerza que hace girar las palas) y asociada a ello un también brusco aumento de la resistencia (fuerza que se opone al giro de las palas). Esto ocurre cuando el ángulo de ataque de la corriente incidente al perfil sobrepasa un cierto valor, siendo debido al desprendimiento de la corriente de la superficie del perfil. Así, si un rotor gira a velocidad constante, lo cual es muy frecuente, como es el caso de disponer de generador de inducción, al aumentar la velocidad del viento aumenta el ángulo de ataque, con lo que a partir de una cierta velocidad aparece la pérdida aerodinámica, limitándose de forma natural el par que aparece en el eje. Debido a que puede resultar insuficiente, se añaden frenos aerodinámicos, consistentes en desprendedores de la corriente retráctiles.

La entrada en pérdida ocasiona vibraciones que hace que el conjunto móvil haya de ser reforzado.

El control por entrada en pérdida aerodinámica es el más sencillo y, en consecuencia, el más barato, ya que el rango de variación del paso de pala es muy estrecho. No obstante, si se desea un control más estable, que además reduzca la fatiga mecánica a la que se ve sometida la turbina en regímenes altos de viento, es necesario adoptar el control por variación del paso de pala.

4.4.5 Sistema eléctrico

Los aerogeneradores de muy pequeño tamaño, decenas de vatios, usan generadores de corriente continua, dínamos. Su limitado rango de funcionamiento hace que a partir de 100 W se usen alternadores de imanes permanentes, hasta los 5 kW. Por no necesitar excitación externa se usan en aplicaciones aisladas de la red, en cuyo caso suelen incorporar un grupo rectificador para permitir la acumulación de energía en baterías. Este tipo de aplicaciones permite régimen de giro variable.

La tendencia general es el uso de generadores de inducción con rotor en jaula de ardilla, por su sencillez, ausencia de contacto giratorio, robustez, bajo coste, bajo mantenimiento y sencillez de enganche a la red, con velocidades diferentes a la de sincronismo. Las bobinas del estator requieren alimentación y consumen potencia reactiva. Cuando están conectados a la red, el régimen de giro es próximo al de sincronismo por lo que las turbinas operan a régimen casi constante. Requieren una protección que evite que funcionen como motores al bajar la velocidad del viento.

En el área de los aerogeneradores de media potencia predominan los generadores asíncronos de dos velocidades, especialmente en la gama de menor potencia. Y aunque su producción energética es comparable a la de los sistemas de velocidad variable, no ocurre lo mismo con su comportamiento en cuanto a las sollicitaciones mecánicas por variaciones del viento, ni en la calidad de la energía eléctrica producida; siendo estas últimas características las decisivas para los grandes aerogeneradores.

Los generadores síncronos se usan minoritariamente. Requieren efectuar maniobras complicadas para lograr en sincronismo con la red.

Debido a las ventajas de rendimiento y de reducción de ruido de la velocidad de giro variable (por girar más espacio con vientos flojos), se exploran alternativas. Otra posibilidad en desarrollo es el uso de generadores multipolares, que permiten la eliminación de la caja multiplicadora, necesaria por la insuficiente velocidad de giro de las palas cuando el tamaño excede un cierto valor que es bastante pequeño.

El estado tecnológico de los aerogeneradores está marcado por la competencia entre los sistemas de velocidad variable basados en máquinas asíncronas doblemente alimentadas, con una gran penetración entre los fabricantes, y las máquinas de transmisión directa. Ambas configuraciones tienen comportamiento similar, pero mientras que la primera se basa en las conocidas máquinas asíncronas, la segunda requiere grandes esfuerzos para el desarrollo de generadores, los cuales ahora se dirigen hacia la obtención de máquinas de imanes permanentes. Sin embargo, el que grandes compañías como ABB se lance al desarrollo de estos sistemas les augura un futuro prometedor. Estos avances tecnológicos están destinados a la fabricación de grandes aerogeneradores donde la inversión puede ser rentable.

4.4.6 Sistema de almacenamiento

Con el objeto de disponer del beneficio buscado en los períodos de viento flojo o de calma, se dispone de sistemas de almacenamiento de diverso tipo, inútil en sistemas de generación eléctrica conectados a la red.

Acumulación térmica: la energía extraída del viento se usa para calentar agua, directamente por medio de un freno hidráulico o por calentamiento de resistencias eléctricas tras la conversión a electricidad. El agua se almacena y el aprovechamiento energético posterior sería solo adecuado si se requiere en forma calorífica. Un aerogenerador podría almacenar energía moviendo un compresor de aire que es enviado a un depósito presurizado, preferiblemente aislado térmicamente, utilizándose posteriormente la energía expansionando el aire a través de una turbina o expansor

volumétrico con una eventual combustión previa. Este último sistema proporciona elevados rendimientos, cifrables en un 60% al 80%. Sin embargo, sin combustión, el rendimiento máximo teórico es el 50% si se deja enfriar el aire comprimido.

Bombeo de agua: Durante períodos con exceso de producción de energía se puede usar la energía eléctrica para bombear agua hasta un depósito elevado. Durante períodos de viento insuficiente la carga podría alimentarse con una minicentral hidráulica cuyo generador síncrono se conectaría en paralelo con el aerogenerador a través de un sistema de protección y control adecuado. Este método proporciona una eficiencia de energía eléctrica recuperada a energía eléctrica enviada al almacenamiento del 50% al 80%. Requiere inversiones iniciales elevadas. Es la solución encontrada para poder electrificar eólicamente al 100% la isla de El Hierro.

Baterías: Es el sistema más utilizado actualmente y permite construir sistemas de muy pequeño tamaño, adecuados para balizas, repetidores de señal, estaciones de recogida de datos y puestos de socorro remotos. Su rendimiento es del 60% al 75%. Se emplean baterías especiales que permitan reducciones de su carga hasta el 60% sin daños. Su vida en estas condiciones es del orden de 5 a 7 años. No es adecuado para tamaños grandes por su elevado coste y dificultades de mantenimiento.

Generación de hidrógeno y célula de combustible: La electricidad producida descompondría el agua, almacenándose el hidrógeno y eventualmente el oxígeno. Su uso posterior podría ser directo, como combustible, o bien para generar electricidad de corriente continua directamente con una célula de combustible. El rendimiento de recuperación gira en torno al 50%, pudiendo llegar al 70%. Se estima que es el sistema de almacenamiento del futuro para grandes instalaciones. La célula de combustible puede ser usada con otros compuestos.

Volante de inercia: Se almacena la energía en un volante capaz de girar a elevado régimen en un recinto al vacío, que impida la resistencia aerodinámica, probablemente haciendo uso de cojinetes magnéticos. Este sistema es capaz de absorber potencias instantáneas elevadas, resultando por ello conveniente a las fuertes fluctuaciones de la energía eólica. Logran un rendimiento de recuperación alto, del orden del 80%. Otra de sus ventajas es una vida operativa larga, del orden de 20 años. El intercambio de energía puede ser electromagnético o por medio de un tren de engranajes.

Desalación de agua: En lugares donde coincida la demanda de agua potable con la disponibilidad de energía eólica y su impacto ecológico sea aceptable, es posible recurrir a emplear la energía sobrante en desalinizar agua, la cual es fácilmente almacenable y proporciona una utilidad completa.

4.4.7 Curva de potencia

Define la potencia eléctrica disponible como función de la velocidad del viento. Es nula hasta una velocidad mínima o de arranque v_a y a partir de ella crece rápidamente (aproximadamente como el cubo de la velocidad) creciendo asimismo el régimen de giro del rotor. Al llegar el viento a una velocidad, v_n , en torno a los 10 a 15 m/s comienzan a actuar los mecanismos de limitación y la potencia de salida y régimen del rotor se mantienen aproximadamente constantes. Esta potencia se denomina potencia nominal P_n , y se mantiene hasta los 20 a 25 m/s. A partir de aquí, v_{pa} , la potencia de salida cae rápidamente o se anula el funcionamiento, pues comienzan a actuar los mecanismos de protección, frenando el rotor para evitar riesgos. La velocidad de viento de supervivencia puede ser en torno a los 50 a 60 m/s.

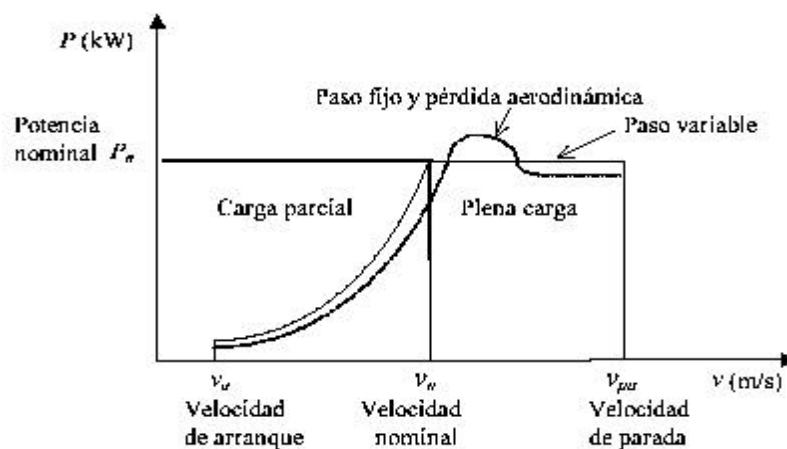


Fig. 4.9.- Curvas de potencia de una misma turbina, con regulación por cambio de paso y con regulación por pérdida aerodinámica.

4.4.8 Tecnologías de futuro

Una tendencia clara actual es a aumentar la potencia unitaria, a pesar del aumento del precio de turbina instalada por kW, del orden del 40% al pasar de 250kW a 2 MW. Ello permite reducir los costes de mantenimiento, al aumentar la potencia instalada en el parque y con ello permite reducir el coste de generación. Actualmente se instalan en nuestro país turbinas de 2,5 MW y se habla de prototipos de 4 MW.

Otra tendencia clara es la mejora de la calidad de la electricidad producida.

La reducción de los costes proviene de una tecnología más experimentada y especializada, aunque más específicamente proviene de:

- Reducción de los costes específicos del aerogenerador, por factor de escala, experiencia y adaptación al mercado.

- Reducción de los costes de instalación. Sistemas de montaje e izado del rotor más efectivos y simples.
- Reducción de los costes de mantenimiento a través de sistemas más fiables y gestiones más eficaces.
- Mejora de la eficiencia de transformación con nueva maquinaria y dispositivos electrónicos.
- Mejora de la disponibilidad.

Se estima una reducción del coste específico de los aerogeneradores del 10% al 15% en los próximos 5 años.

Los nuevos diseños incorporarán:

- Sistemas de reducción de cargas en los componentes, permitiendo ello construcciones más ligeras. Un ejemplo es la velocidad variable con control de par.
- Sistemas más sencillos y con menos piezas. Un ejemplo es el tren de potencia integrado, o los generadores sin caja de multiplicación.
- Nuevos sistemas de regulación de potencia y orientación, de acción más suave.
- Materiales avanzados, como la fibra de carbono-epoxi, más ligera, aunque más costosa, que faciliten el diseño de rotores de hasta 100 m de diámetro.
- Posibilidad mayor de adaptación al emplazamiento: elección de altura de torre, tipo de pala, diámetro de rotor, etc.
- Fabricación con normas de calidad ISO y características técnicas garantizadas con normativa internacional.

Es de destacar el impulso cobrado por las instalaciones en el mar (off-shore en inglés), que aprovechan el mayor potencial eólico. La menor turbulencia y el menor impacto ambiental.

Los aerogeneradores de pequeño tamaño, en contraste con el tremendo avance experimentado por las grandes aeroturbinas, disponen de una tecnología menos madura y por lo tanto, susceptible de una mejora sustancial..

4.4.9 Panorama español

En España la situación actual comienza en 1978 con el programa de desarrollo de una aeroturbina de 100 kW financiado por el entonces Ministerio de Industria,

Comercio y Turismo (MICT), que finalmente se instala en Tarifa (Cádiz). Los trabajos financiados por el mismo Ministerio a través del Centro para el Desarrollo Tecnológico e Industrial (CDTI), realizados entre 1981 y 1986, logran la creación de un embrión de industria nacional, basada en ese momento en aeroturbinas de pequeño y medio tamaño. En este período se realizaron actuaciones legislativas que se concretaron en la Ley 82/80 de 30 de diciembre, sobre Conservación de la Energía, de amplia repercusión. El Plan de Energías Renovables de 1986 (PER-86) marcó directrices que favorecieron la instalación de los primeros parques eólicos, de unos 300 kW, creados por colaboración entre el Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE-MICT), Comunidades Autónomas, compañías eléctricas y empresas privadas. En 1988 se inició el segundo Plan de Energía Renovables (PER-89), el cual consideraba las indudables ventajas de estas energías desde el punto de vista de política energética, autonomía de recursos y aspectos medioambientales. El PER-89 estableció criterios de competitividad en los que se atendía más a los aspectos productivos, precio y calidad, que a las subvenciones directas para el desarrollo tecnológico.

En esta época se instaló un aerogenerador de 1200 kW (AWEC-60), resultado de la colaboración hispano-alemana, en cabo Villano (La Coruña) y el parque eólico de Monteahumada (Cádiz), ejemplo de integración de máquinas de distinto tipo. El progreso de la tecnología nacional, fruto de las medidas de apoyo de los sucesivos Planes de Energías Renovables, permitieron tener en 1990 cuatro parques operativos de un total de ocho, mientras la industria nacional lograba máquinas competitivas que superaban los 100 kW, constituyentes o precursoras de los actuales parques eólicos.

En la actualidad España se encuentra situada entre los países más avanzados de Europa en el desarrollo de la energía eólica, tanto por la potencia instalada, como por disponer de fabricantes nacionales y por la actividad de I+D que se realiza, fundamentalmente en el organismo público CIEMAT y en algunas Universidades. Dos fabricantes con tecnología propia GAMESA y MADE dominan el mercado y disponen de máquinas hasta 1000 kW. Esta oferta está complementada por fabricantes bajo licencia y distribuidores, como ACSA, AWP, CENEMESA, etc. Se dispone de numerosos parques eólicos y en ellos se ensayan prototipos singulares, como el AWEC-60 de 1,2 MWe en Cabo Villano, La Coruña. Disponemos del parque eólico mayor de Europa con 30 MW en Tarifa.

El Programa de Energías Renovables contemplado en el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética del Plan Energético Nacional prevé un incremento de estas energías sustancial y entre ellas la energía eólica está llamada a desempeñar un papel importante. Las estimaciones actuales dan como probable una inversión del orden de 2.000 millones de euros en los próximos 5 años.

La UE, en su V Programa Marco, ha apoyado la energía eólica a través de los programas no específicos THERMIE de apoyo a proyectos innovadores y de difusión, y el programa ALTENER de apoyo a proyectos de aplicación.

La administración española ofrece ayudas que signifiquen conservación de la energía, aplicables por lo tanto a este sector. Son de tipo fiscal, financiero, expropiación forzosa y subvenciones [8].

4.5 ACTUACIONES DE LAS AEROTURBINAS

Las actuaciones de una aeroturbina [1] vienen resumidas en su curva de potencia, sin embargo, ésta es el resultado del acople de una máquina rotodinámica, la turbina, con una máquina eléctrica, el generador, la cual a su vez se acopla a un sistema eléctrico que consume la potencia, o la almacena. La interacción entre estos sistemas está gobernada por un sistema de control, dotado de una estrategia, por lo que influye en el comportamiento de cada uno de los integrantes y por lo tanto en el comportamiento general.

En este apartado trataremos solamente del comportamiento de las turbinas de eje horizontal diseñadas para ser conectadas a un sistema de generación de energía eléctrica. Entre estos sistemas hemos de distinguir entre:

- Generadores síncronos y generadores asíncronos. Los primeros actúan a régimen estrictamente constante e igual al de sincronismo con la red, mientras que los segundos actúan con un pequeño deslizamiento. Esto quiere decir que a medida que suministran potencia su régimen aumenta ligeramente (3% al 5%) con respecto al de sincronismo. Por lo tanto una primera restricción o ligadura en el acople es que el aerogenerador opera a régimen prácticamente constante.
- Existen generadores eléctricos avanzados que permiten el giro a dos velocidades, la más lenta para velocidades del viento menores y la más rápida para vientos fuertes.
- Finalmente existen generadores de velocidad variable, sin multiplicador, la cual se hace crecer al aumentar la velocidad del viento.

Se acostumbra representar las curvas de actuaciones de la aeroturbinas de forma adimensional expresando los coeficientes de par (C_q), potencia (C_p) y empuje como función del coeficiente de velocidad λ o rapidez de la turbina, véase la figura 4.10. El coeficiente de empuje suele requerirse solamente para el diseño estructural, por lo que no insistiremos en él.

Y teniendo en cuenta que $C_p = \lambda C_q$, por tanto, es suficiente con tener el gráfico $C_p = f(\lambda)$ para poder obtener inmediatamente del de $C_q = f(\lambda)$ simplemente dividiendo por el valor de λ o bien midiendo la pendiente de una recta que corte la curva y que pase por el origen. Como parámetros importantes de estas curvas se usan el ángulo de calado o de paso (β), y el ángulo de ataque (α).

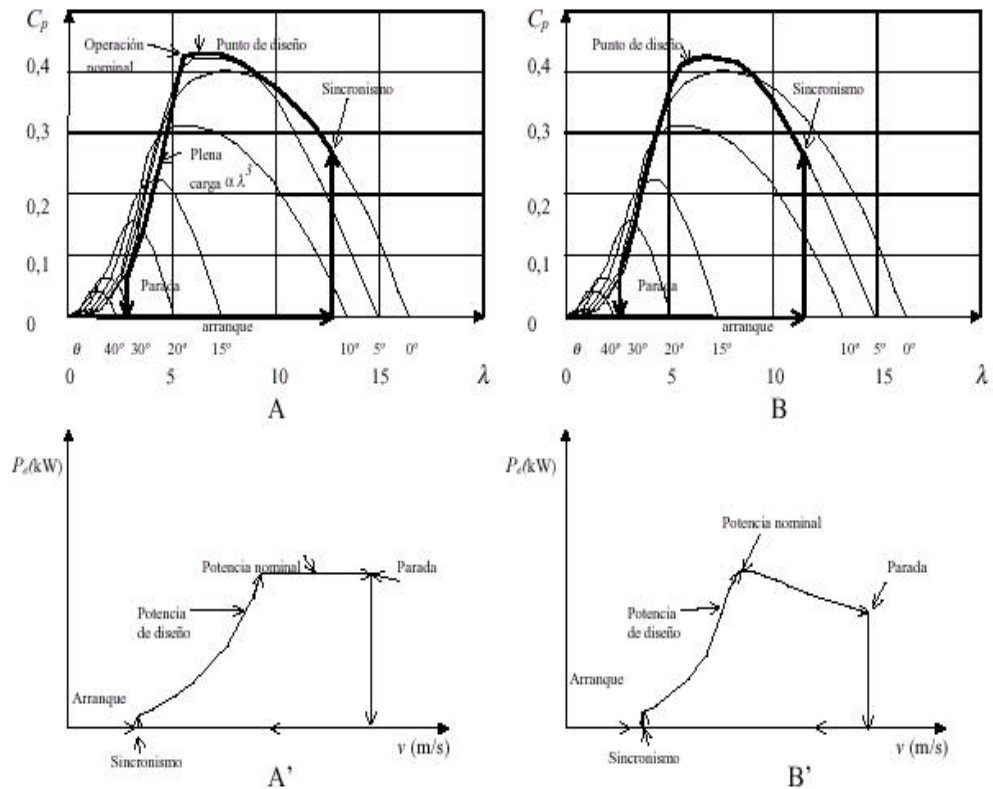


Fig. 4.10.- Curvas de coeficiente de potencia de una misma aeroturbina, como función del coeficiente de velocidad para distintos ángulos de paso de pala. A: con superposición de estados operativos en actuación con paso variable. B: con superposición de estados operativos en actuación con paso fijo. Se indican los ángulos de paso en una sección de referencia correspondiente a cada curva, sobre el eje λ . A' y B': correspondientes curvas de potencia como función de la velocidad del viento.

En la figura 4.10 se puede observar que:

- Sobre una curva de paso constante el ángulo de ataque disminuye al aumentar λ , C_q se anula para ángulos de ataque nulo (λ muy elevado) o ángulo de ataque cercano a 90° (λ muy pequeño y paso no muy grande).
- Al ser $C_p = \lambda C_q$ todas las curvas de C_p se anulan en el origen.
- El máximo C_p se alcanza cuando el conjunto de la pala actúa con los perfiles a lo largo de ella con buena eficiencia aerodinámica, lo cual corresponde a un ángulo de ataque pequeño.

- Si estamos en el tramo entre ángulo de ataque nulo y el que da sustentación máxima (tramo claramente a la derecha del máximo de las curvas en la figura 4.10), un aumento de λ hace que el ángulo de ataque de toda la pala disminuya disminuyendo C_p y C_q .
- Si estamos en pérdida (tramo claramente a la izquierda del máximo de las curvas en la figura 4.10), la disminución del ángulo de ataque por aumento de λ hace subir C_p y C_q .
- Se obtienen valores elevados de C_p a λ grandes con ángulos de paso pequeños, que orientan los perfiles correctamente a la corriente incidente, casi en el plano de giro, por dominar la velocidad de giro sobre la del viento. Este paso tan pequeño hace que la pala entre en pérdida para λ bastante grandes.
- Los máximos C_q dentro de cada curva de paso constante corresponden a λ menores que los que maximizan C_p . Ello se debe a que corresponden a la actuación de la pala con ángulos de ataque altos, cerca de la entrada en pérdida, pero actuando con mala eficiencia aerodinámica. Los máximos posibles con la aeroturbina que se indica en la figura 4.10, se obtienen con λ moderados, del orden de 5 para este caso.
- No se pueden obtener valores tan elevados de C_{pmax} con pasos pequeños y grandes como con el paso óptimo de la pala (en nuestro caso entre 5° y 10°), pues la torsión que ésta tiene resulta inapropiada.

Operación de arranque:

1. Paso variable

Si el ángulo de paso es grande, por estar la pala en bandera, el ángulo de ataque es nulo y el par nulo, pero una reducción del paso puede dar par grande cuando está parada,. Sin embargo, al acelerar desde el reposo ($\dot{\lambda} = 0$) y por ello girar más deprisa a viento constante, aumenta λ y se reduce el ángulo de ataque, anulándose su par para valores bajos de λ , situación que también se llama estar en bandera y en inglés “freewheeling”. Esto ocurre en la figura citada para las curvas de θ grande.

En consecuencia, no se alcanza la velocidad de sincronismo con vientos flojos. Para conseguir la velocidad de sincronismo es necesario ir reduciendo progresivamente el paso hasta valores muy pequeños, que permitan que la máquina, con un viento débil gire lo mas deprisa que pueda, venciendo los pares de fricción internos. En definitiva, nos trasladamos desde el extremo izquierdo a la parte extrema derecha de las curvas,

es decir, desde λ pequeño a λ grande, tal y como se indica con las flechas. De hecho, conviene el λ mayor que se pueda.

En cuanto esa velocidad de sincronismo se produce, a una velocidad del viento especificada y normalmente superior a la que permite el sincronismo, se provoca el enganche a la red. Esto se debe a que es preferible esperar a que suba el viento para dar algo de potencia y que resulte rentable el enganche. A partir del enganche, el paso se reduce con los aumentos de velocidad del viento procurándose alcanzar los valores elevados de C_p en cuanto sea posible. Esto significa desplazarse hacia la izquierda en las curvas, buscando el máximo C_p .

2. Paso fijo

En estas aeroturbinas, las palas se construyen con una configuración próxima a la de máximo C_p , por lo que la operación de abanderamiento no es posible.

Si partimos de máquina parada, $\lambda = 0$, en el caso común de que la pala posea un ángulo de paso θ pequeño, el perfil va a estar en pérdida pues α es muy grande. Supongamos que se pone en marcha, adquiriendo λ un valor positivo. Un aumento de λ va a hacer disminuir el ángulo de ataque aumentando C_q y C_p al empezar el perfil a actuar correctamente. Esto es lo que le ocurre a las máquinas sin control de paso, pues el paso elegido es pequeño, correspondiente a actuación óptima. De hecho, a máquina parada el par puede ser tan pequeño, que no baste para acelerar correctamente la máquina, requiriéndose en ese caso un par eléctrico, consumiéndose energía, en un modo de *arranque asistido*. La máquina empieza a funcionar en el origen del diagrama $C_p - \lambda$, pasa por toda la curva en el proceso de aceleración y se sitúa a la derecha, en un valor de λ muy alto, hasta que se produce el sincronismo y posterior enganche a la red, cuando la velocidad del viento es ligeramente superior. A continuación, se recorre la curva hacia la izquierda al ir aumentando la velocidad del viento, pues $\omega = \text{cte}$.

Producción de potencia:

De estos razonamientos se deduce que la turbina, al ir aumentando la velocidad del viento, comienza a dar potencia cuando es capaz de alcanzar la velocidad de sincronismo, o en aquellas de frecuencia variable, la frecuencia mínima. Esto se produce con altos valores de λ porque la turbina está girando libremente e interesa que alcance la máxima velocidad posible para llegar al régimen mínimo de funcionamiento y ser posible la transferencia de energía a la red, lo que permite aproveche vientos flojos. Inmediatamente interesa desplazarse hacia el máximo absoluto de C_p lo cual ocurre a

λ más bajos. Por lo tanto, se arranca a la derecha del máximo absoluto y se trata de llegar a él disminuyendo λ . Es necesario distinguir entre tener paso variable o paso fijo a régimen constante para precisar más durante el proceso de aumento de viento:

1. Paso variable y régimen fijo:

Se hace variar el paso para alcanzar el máximo de C_p para cada λ . Se recorre la envolvente por arriba de todas las curvas $C_p - \lambda$. La potencia aumenta con el viento, por aumentar con v^3 la disponible y por aumentar C_p ; por lo tanto, aumenta más deprisa que v^3 , hasta llegar al máximo de C_p , lo cual suele ocurrir cercano a la potencia nominal. A partir de la potencia máxima comienza a disminuirse C_p variando el paso para evitar sobrecargar la máquina.

Tanto para paso variable como constante, la ley de variación de C_p como función de λ para potencia constante es:

$$\left. \begin{array}{l} C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho v^3 A} \\ \omega = \text{cte.} = \lambda v / R \end{array} \right\} \Rightarrow C_p = \frac{P \lambda^3}{\frac{1}{2} \rho (\omega R)^3 A} \left. \begin{array}{l} \\ P = \text{cte.} \end{array} \right\} \Rightarrow C_p \propto \lambda^3$$

Por lo tanto, basta con trazar una cúbica desde el C_p correspondiente a la potencia nominal hasta el origen. Esta cúbica se describirá al seguir aumentando la velocidad del viento, hasta un punto en el diagrama $C_p - \lambda$ correspondiente a la velocidad máxima de viento tolerable. Sobre la cúbica se pueden leer los ángulos de paso correspondientes y se puede observar que van aumentando paulatinamente al ir disminuyendo λ .

A partir del λ correspondiente a la máxima velocidad del viento actúa el freno de rotor y se ponen las palas en bandera, θ cercano a 90° , deteniéndose la máquina, anulándose el par y minimizándose el empuje. Una forma de ayudar en el frenado puede ser eligiendo un θ muy alto, probablemente superior a 90° , que diera par negativo durante la desaceleración.

2. Paso y régimen fijo:

Se elige un paso que maximice la energía producida a lo largo del año, o la facturación, o los beneficios. Esto requiere conocer los datos estadísticos del viento y realizar una optimización paramétrica.

En el diagrama $C_p = f(\lambda)$ nos moveremos a lo largo de una curva del paso constante elegido, en trazo grueso en la figura 4.10. Puede observarse que no coincide con el paso que maximiza C_p , sino menor, pues el paso elegido en este caso proporciona C_p altos en un rango más amplio. Supuesto conocido el valor del paso, la máquina empieza a operar con un valor elevado de λ y bajo C_p . Al aumentar la velocidad del viento se desplaza el punto de funcionamiento hacia la izquierda hasta alcanzarse C_p máximo, punto que suele resultar cercano al correspondiente a la potencia nominal. A partir de ese momento el valor de C_p disminuye por ir entrando paulatinamente en pérdida los perfiles de la pala. Puede observarse que la disminución inicial es menos pendiente que una cúbica, lo cual justifica que, o bien se llegue paulatinamente a $P = cte.$, o bien que aparezca una colina en la curva de par, tal y como muestra la figura 4.10. Por lo tanto, la potencia sigue subiendo hasta que la curva sea tangente a una cúbica que pase por el origen, punto en el que se alcanza la potencia máxima. Puede asimismo observarse que, salvo en el punto en el que ese paso da más c_p que cualquier otro, la aeroturbina de paso fijo proporciona valores inferiores a los de la misma turbina actuando a paso variable, mientras ésta no esté en el régimen de mantener la potencia máxima, en el que suele pasar lo contrario.

Este sistema está cayendo en desuso por no compensar la ganancia obtenida frente al aumento de complejidad y coste.

3. Régimen y paso variables:

En esta opción es posible operar continuamente a C_p máximo, siendo necesario variar solo el régimen, pues el paso estaría fijo en aquél que maximiza C_p . Los vientos flojos se aprovecharían eficientemente. En cuanto se alcanzara la potencia nominal se reduciría C_p por la cúbica de $P=cte.$, aumentando el paso, hasta la parada.

El enganche a la red se produciría con una velocidad de giro baja, siempre a C_p máximo, habiendo empezado a girar la turbina reduciendo el paso desde la posición de bandera y liberando frenos.

Por lo tanto, el paso prácticamente solo hay que cambiarlo para abanderar las palas y eventualmente auxiliar en el frenado. No obstante, las limitaciones de operación de la parte eléctrica pueden recomendar no empezar a generar hasta que la máquina alcance un mínimo de régimen, por lo que conviene disminuir el paso en la maniobra de enganche para provocar el máximo λ posible. A partir de ese punto se actuaría a régimen constante hasta

llegar a la cima de C_p aumentando el paso. Una vez en la cima, aumentaría el régimen, manteniendo el paso.

La velocidad del viento para la cual resulta útil comenzar a girar resulta de un compromiso, entre el aprovechamiento de vientos flojos y el coste del desgaste de la aeroturbina para una producción escasa. Esto último hay que tenerlo especialmente en cuenta cuando con los vientos flojos viene asociado una alta variabilidad, por efecto de ráfagas, térmicas, etc. Las corrientes térmicas, además, traen asociado un cambio de dirección continuo, salvo que la aeroturbina esté en una colina dominante sobre el terreno circundante. En este caso las térmicas casi siempre se producen de valle a colina, con lo que la dirección es bastante constante, a excepción del caso de viento contrario a la colina. Un algoritmo de decisión que aprendiera de los propios resultados sería interesante.

Es de resaltar que la aeroturbina de régimen variable está dotada de una virtud muy apreciada. Es la capacidad de almacenar energía durante una ráfaga en su momento de inercia, acelerando, para liberar esa energía decelerándose al cesar la ráfaga. Esto limita los picos eléctricos pudiendo reducirse secciones al paso de la corriente. Limita también los picos mecánicos, permitiendo una estructura más ligera o una vida más larga.

Las ventajas operativas del paso variable se ven oscurecidas por una mayor complejidad y coste, además de una mayor probabilidad de fallo. El régimen variable exige una electrónica de potencia más sofisticada y por ello más costosa. Una solución intermedia consiste en tener dos velocidades de giro.

En aplicaciones de bombeo de baja potencia resulta idónea la utilización de bombas volumétricas alternativas, de émbolo, las cuales son movidas directamente por un mecanismo de biela manivela u otro similar. Su elevado rendimiento a bajos caudales, junto con un rango operativo en régimen muy alto y capacidades de bombeo también elevadas, hacen que unidas mecánicamente a una aeroturbina lenta den lugar a un conjunto barato, de bajo costo de mantenimiento y de gran eficacia, pues el almacenamiento de agua bombeada de pozos resulta eficiente, poco costoso y de bajo mantenimiento. El unir una máquina volumétrica a una alternativa resulta problemático, pero este no resulta el caso por diseñarse la aeroturbina para dar un elevado par desde régimen nulo, por lo que el arranque de la bomba está garantizado, permitiéndose así un funcionamiento en un rango de vientos amplio. En estos casos interesa además del coeficiente de potencia el coeficiente de par C_q . Éste se muestra en la figura 4.11, ofreciendo la comparación con las turbinas rápidas, que dan un par de arranque muy

bajo e incluso nulo, como es el caso de las de tipo *Darrieus*. Las aeroturbinas usadas en bombeo son la multipala y la tipo *Savonius*.

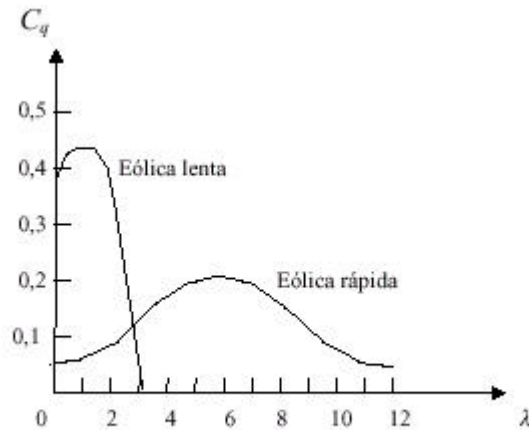


Fig. 4.11.- Coeficientes de par característicos de turbinas lentas y rápidas.

4.6 CONFIGURACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO

Un parque eólico típico hace uso de aerogeneradores de media potencia, con torres tubulares de 30 m a 40 m de altura, y rotores de unos 20 m a 30 m de diámetro. Se separan unos 100 m a 200 m para reducir la interferencia entre las estelas turbulentas creadas por las turbinas y para permitir que el mezclado turbulento del aire rellene el defecto de cantidad de movimiento en ellas. El terreno ocupado por las cimentaciones, las vías de acceso y el sistema eléctrico son del 1%, por lo que el restante 99% puede ser dedicado a la agricultura normal. Esto supone una ocupación por kW producido del orden de 1/3 de una central térmica de carbón.

La configuración precisa depende del tipo de terreno (llano, ondulado o accidentado) sobre el que se asiente el parque y de la variabilidad del viento. Los terrenos llanos permiten disposiciones armoniosas y muy extensas, lo que contribuye a la estética del conjunto. Los terrenos accidentados, frecuentes en nuestro país, permiten la instalación muy concentrada de aerogeneradores, dificultando el diseño de las instalaciones, la construcción de las mismas y en general dan como resultado una estética menos aceptable. En este tipo de parques se llega a juntar las torres dos o tres diámetros de rotor si la dirección del viento es dominante. Para vientos variables de dirección es necesaria una separación mayor que evite interferencias aerodinámicas mutuas.

Las instalaciones situadas sobre el mar tienen un gran interés por la gran extensión disponible y por la calidad del viento, sin embargo, aún son muy costosas y quedan muchas incógnitas técnicas por despejar.

4.6.1 Disponibilidad de la energía

No siempre hay viento, por lo tanto no se puede lograr disponer continuamente de energía eólica. Así, en una buena colina, con una velocidad media del viento de 8 m/s se dispone típicamente de energía 2 días de cada tres. Si el consumo es menor que el suministro se puede recurrir al almacenamiento. Aún así, la solución del almacenamiento resulta cara y compleja, sólo justificable en lugares remotos o bajo circunstancias muy especiales.

La solución más adecuada supone inyectar la totalidad de la energía a la red integrada o inyectar la sobrante si hay consumo propio. El estar conectado a la red permite así un mejor aprovechamiento, una rentabilización de los costos y una seguridad en el suministro.

La intermitencia de la energía eólica inyectando en una red es acomodada variando la carga en las centrales térmicas e hidráulicas para igualar la producción al consumo. La variación de esta carga puede llegar a ser del 50% si la energía eólica contribuyese hasta un 20% al 30% del total, lo cual es un límite razonable por esta consideración.

En sistemas aislados se recurre a configuraciones de generación híbridas a partir de unos 100 kW, por resultar a partir de esta potencia excesivamente caro el sistema de acumulación por baterías. En los sistemas híbridos se recurre generalmente a la combinación eólica-Diesel por la fiabilidad, robustez y facilidad de mantenimiento de los grupos generadores basados en un motor alternativo Diesel. El objetivo en estos sistemas es reducir el tiempo de funcionamiento del Diesel al máximo, dentro de las limitaciones del consumo requerido, las variaciones del viento y las características operativas del conjunto. La experiencia demuestra que debido al elevado costo de uno de estos sistemas, tan solo se justifica su uso desde el punto de vista de la rentabilidad económica si la zona tiene velocidades de viento medias superiores a 6 m/s y si está situada lo suficientemente lejos de la red para que el costo de la conexión sea alto. La adición de un sistema de almacenamiento de baja capacidad, 5 a 10 minutos, beneficia a estos sistemas, por evitar arranques y paradas continuas del motor Diesel. Actualmente, la tecnología de los ultracondensadores promete posibilidades en este terreno.

4.7 MODELO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PARQUES EÓLICOS.

Un parque eólico conectado a la red, como hemos visto en el apartado anterior, se configura mediante la instalación integrada de un conjunto de varios aerogeneradores, interconectados eléctricamente mediante redes eléctricas propias y compartiendo una misma infraestructura de accesos y control. La conexión a la red eléctrica de distribución se realiza mediante la correspondiente transformación de tensión dependiendo de la capacidad técnica de las redes existentes y de la propia instalación.

La localización del parque eólico en una zona determinada, viene condicionada principalmente por las velocidades medias del viento en la zona. Cada emplazamiento tiene una distribución media anual de direcciones y velocidades. Por eso la alineación de aerogeneradores deberá realizarse de forma que la energía captable al cabo del año sea máxima.

La alineación de máquinas será tal (siempre que el terreno lo permita) que los vientos que proporcionen mayor generación eléctrica anual tengan su dirección, o direcciones predominantes, perpendicular(es) a la alineación de las máquinas.

La definición del punto de entrega de la energía y las características de la interconexión, la capacidad de la línea existente para transportar la nueva energía suministrada, la tensión de cortocircuito en el punto de entronque, etc, también son datos de vital importancia que deben conocerse antes de considerar la realización del proyecto, ya que en algunos casos pueden incluso condicionar la viabilidad del mismo.

Para conectar un parque eólico (con varios MW de potencia instalada), a la red, se precisarán dos niveles de transformación. El primero elevará la tensión de salida de los aerogeneradores hasta la tensión de distribución interna de la instalación (media tensión), agrupando para cada transformador a varios aerogeneradores. El segundo nivel centralizará en una subestación cercana las líneas de distribución internas de media tensión elevándola, en dicha subestación, de media a alta tensión. La energía eléctrica generada por la instalación ya transformada a la tensión de transporte será enviada a una subestación más alejada que controle y gestione la distribución convencional de energía eléctrica por parte de la Compañía eléctrica.

El suministro eléctrico a la red desde los parques eólicos difiere del obtenido de la generación convencional, propiedad de la compañía eléctrica. El flujo energético entre la red y un parque eólico interconectado dependerá principalmente de las características de variabilidad de la fuente primaria: **el viento**. Resulta, por tanto, interesante disponer de un pronóstico lo más fiable posible del viento en la zona, para

de esta forma poder disponer de un conocimiento a priori de dicha generación, según el momento del día; si bien, existirá en todo caso un nivel de incertidumbre mayor que el asociado a las unidades de generación propiedad de la compañía.

Para la realización del modelo probabilístico del parque eólico, es necesario por tanto, disponer en primer lugar de un modelo de la fuente primaria (el viento) que nos permita determinar la velocidad del viento en cada momento, en segundo lugar, se determinan las probabilidades de fallo de los elementos del parque y en función de la velocidad, de todas éstas probabilidades y de su configuración, se determina la probabilidad efectiva de disponer de suministro eléctrico.

Un parque eólico es un sistema complejo con muchos elementos, por lo que al modelarlo deberá alcanzarse un compromiso entre el nivel de simplificación y el tiempo de cálculo impuesto por el modelo, en función de la aplicación que se esté desarrollando. En el modelo desarrollado en esta tesis, los parámetros del parque eólico considerados son:

- Potencia máxima
- Número de unidades
- Tipo de aerogenerador.
- Tasas de Mantenimiento
- Tasas de fallo
- Dispositivos de conexión
- Velocidad del viento.
- etc

El modelado de un sistema o proceso que posee de manera inherente componentes aleatorias requiere un método de generación u obtención de números que sea *aleatorio*, en algún sentido. Los algoritmos de generación de variables aleatorias que podemos encontrar en la literatura pueden generar conveniente y eficientemente la distribución de probabilidad deseada para su uso en la ejecución de modelos de simulación.

Como veremos más adelante, el modelo de producción de energía eléctrica desarrollado requiere la generación de distribuciones Weibull y Binomial. Para ello hemos seguido un esquema Monte Carlo que emplea números pseudoaleatorios, es decir variables aleatorias $U(0,1)$, las cuales son usadas para obtener las distribuciones

deseadas. El esquema seguido ha consistido en generar 10000 números pseudoaleatorios para *calentar* el sistema, y a partir de esta posición hemos considerado un salto de tres posiciones para seleccionar el número generado, de esta forma estaríamos trabajando con la posición 10003, 10006, 10009, y así hasta obtener la cantidad de números pseudoaleatorios deseados.

El proceso seguido para desarrollar el modelo de parque eólico, consta de las etapas siguientes:

- Modelado de la velocidad del viento en el parque eólico.
- Generación de velocidades del viento correladas en los parques eólicos considerados.
- Modelado del numero de turbinas eólicas en funcionamiento en cada parque considerando el cálculo probabilístico del apartado anterior.

4.7.1 Modelado de la velocidad del viento.

El viento, debido a su origen, presenta una gran variabilidad, tanto en dirección como en intensidad, así como de un lugar a otro [9]. Su caracterización desde el punto de vista energético es de gran importancia para determinar:

- Potencial disponible y con ello permitir deducir de él la rentabilidad económica de la instalación.
- Emplazamiento más adecuado.
- Cargas sobre el sistema, que permita el dimensionado idóneo.
- Estrategia operativa de arranque, parada, regulación, orientación al viento, etc.
- Vida útil del sistema por el efecto de la turbulencia, ráfagas, tormentas, etc.
- Comportamiento energético de la explotación eólica.

La valoración del emplazamiento es un interrogante de gran importancia que es necesario despejar antes de la toma de decisiones económicas. Ello requiere la realización de una campaña de medidas y una explotación de datos que ha de incluir:

- Distribución de frecuencias de la velocidad y dirección (rosa de vientos).
- Distribución de velocidades medias anuales.

- Variación del viento con la altura.
- Influencia de la topografía. Selección de emplazamientos.
- Estadística de ráfagas. Valores extremos.

4.7.1.1 *Energía del viento*

Una masa de aire m con movimiento uniforme unidireccional de velocidad v tiene una energía cinética:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (4.1)$$

Si ρ es la densidad del aire de la corriente uniforme, la energía por unidad de volumen de esta masa es:

$$e = \frac{1}{2}\rho v^2 \quad (4.2)$$

El flujo volumétrico Q a través de una superficie de control estacionaria de sección frontal A es:

$$Q = Av \quad (4.3)$$

Luego, el flujo de energía o potencia eólica de la corriente a través de A es:

$$P = eQ = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (4.4)$$

Esta expresión nos muestra la gran dependencia de la potencia con la velocidad. Asimismo, nos indica la conveniencia de operar a nivel del mar, donde la densidad es máxima, con un valor medio de $1,225 \text{ kg/m}^3$. Permitámonos obtener la potencia eólica de una corriente uniforme, en principio enteramente disponible para su transformación en otra forma de energía mecánica, por metro cuadrado de sección y a nivel del mar y para varias velocidades del viento. Los resultados los muestra la tabla 4.5.

De los valores obtenidos puede deducirse que por encima de 5 m/s la densidad de potencia del viento es interesante.

Velocidad (m/s)	1	2	5	7	10	20	40
Fuerza del viento (grados Beaufort)	1	2	3	4	5	9	12
Definición por observación de sus efectos	No mueve banderas.	Mueve banderas.	Extiende banderas	Llevanta polvo. Mueve las ramas pequeñas de árboles	Mueve los árboles pequeños. En estanques forma pequeñas olas	Desperfectos en partes salientes de edificios. Derribo de chimeneas	No hay experiencia
Densidad de potencia (W/m ²)	0,6	4,9	76	210	612	4,9 * 10 ³	39 * 10 ⁴
Energía anual kWh	5,3	43	666	1,84 * 10 ⁴	5,36 * 10 ⁵	42,9 * 10 ⁶	341 * 10 ⁷
Presión dinámica (mbar)	6,1 * 10 ⁻³	0,025	0,15	0,30	0,61	2,45	9,8

Tabla 4.5- Relación entre la velocidad del viento, su valor en grados Beaufort, sus efectos fácilmente apreciables, la densidad de potencia, la energía a lo largo de un año y la presión dinámica

La totalidad de la energía cinética del viento no puede extraerse, debido a que se trata de una corriente abierta, por lo que una deceleración substancial hace que la corriente rodee a la masa de aire remansada, reduciéndose el caudal por la sección preparada para su captura. Adicionalmente, aparecen pérdidas de diverso tipo en la extracción de la energía, en su transmisión mecánica y finalmente en su conversión eléctrica. Por ello se define el coeficiente de potencia C_p , a modo de eficiencia de conversión, como el cociente entre la potencia extraída, es decir, aprovechada P_a , y la disponible en el viento. Para una corriente estacionaria valdría:

$$C_p = \frac{P_a}{\frac{1}{2} \rho A v^3} \quad (4.5)$$

Un valor representativo máximo es del orden de 0,4 para una aeroturbina moderna de tipo rápido. La figura 4.12 muestra el coeficiente de potencia máximo obtenible para distintos tipos de aeroturbinas actuales como función del parámetro λ de velocidad del rotor. Las aeroturbinas rápidas presentan una serie de ventajas:

- Se obtienen elevados valores de C_p junto con un amplio margen de velocidades para los que son posibles valores aceptables.
- Proporcionan rotores más ligeros, debido fundamentalmente a aumentar la velocidad relativa a la pala y con ello los efectos aerodinámicos, siendo por lo tanto posible construirlo de menor anchura (cuerda).

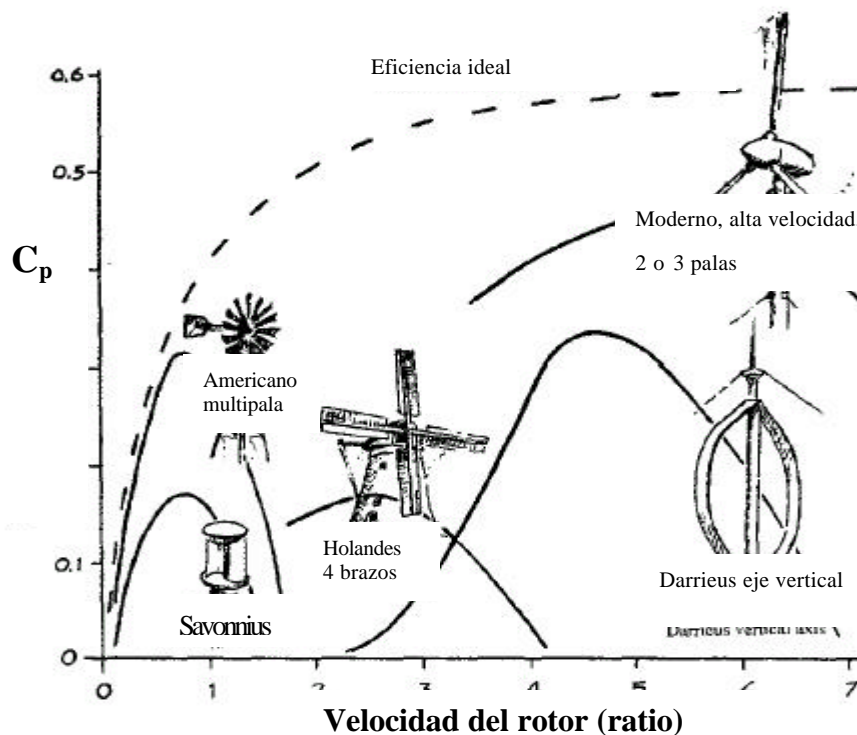


Fig. 4.12.- Relación del coeficiente de potencia C_p máximo con el parámetro de velocidad del rotor λ para diferentes tipos de aeroturbinas con tecnología actual.

- La rapidez del rotor ocasiona que para igual potencia sea menor el par ($P = C w$), reduciéndose las cargas sobre la parte lenta del eje, con lo que puede construirse más ligero. Un régimen de giro alto del rotor requiere una multiplicación menor en la caja de engranajes, reduciéndose su costo y aumentando su eficiencia. Veremos que la obtención de elevados coeficientes de potencia para λ elevados requiere de un diseño aerodinámico depurado.
- Afortunadamente, el reducido C_p a bajas velocidades, que ocasiona pares bajos en el arranque, es compatible con el bajo par de arranque de los generadores eléctricos.

El área de referencia para calcular P en una aeroturbina es la de la sección recta frontal al viento de la zona afectada por el giro de las aspas. Para una aeroturbina de eje horizontal es $A = \pi D^2 / 4$, siendo D el diámetro del rotor.

La densidad del aire ρ puede cambiar por efecto de la climatología, afectando de manera detectable la potencia disponible.

La velocidad del viento evoluciona con la distancia al suelo, debido a la capa límite terrestre, siendo afectada por los obstáculos aguas arriba del punto considerado y

del perfil del terreno en las inmediaciones. Las mediciones de viento a menudo no se han realizado a la altura a la que se va a instalar la aeroturbina, aunque ello es aconsejable. Con el objeto de corregir los datos se suele usar una ley de variación con la altura como la siguiente:

$$v = v_0(h/h_0)^n \quad (4.6)$$

donde:

v = Velocidad del viento a la altura h sobre el punto de velocidad nula (altura de árboles, de edificios, de hierba, etc.)

v_0 = Velocidad del viento en el punto de medida, típicamente 30 metros por encima del punto de velocidad nula.

Valores orientativos de n se indican en la tabla 4.6 [5].

Tipo de terreno aguas arriba	n
Liso (mar, arena llano, nieve llano)	0,10 - 0,13
Moderadamente rugoso (hierba corta, campo de cereales, regiones rurales despobladas)	0,13 - 0,20
Rugoso (bosques, barrios)	0,20 - 0,27
Muy rugoso (ciudades, edificios altos)	0,27 - 0,40

Tabla 4.6.- Valores orientativos de n para distintos tipos de terreno.

4.7.1.2 Caracterización energética de las variaciones temporales del viento.

El movimiento atmosférico está caracterizado por escalas temporales y espaciales que cubren un rango muy amplio, en virtud del elevado valor del número de *Reynolds* que lo caracteriza. Así, podemos encontrar que la velocidad del viento puede variar del orden de sí misma en escalas de centímetros, debido a la turbulencia de pequeña escala (micro escala). Puede cambiar del orden de sí misma en escalas del orden de metros, también por la turbulencia y por el gradiente vertical de velocidad media debido a la capa límite. Finalmente, puede variar del orden de sí misma en escalas mayores, debido al efecto de la orografía y de las estructuras climatológicas. Las aeroturbinas, con tamaños característicos de metros o decenas de ellos, detectan estas variaciones locales durante su giro, lo cual carga su estructura con fuerzas variables, generando fatiga e irregularidades en la electricidad.

Lo mismo ocurre con las variaciones temporales, pues el viento medido a punto fijo muestra una variabilidad de corto período, digamos que desde segundos a minutos debido a la turbulencia, por lo que afectan la marcha de la aeroturbina. Las escalas temporales mayores, muestran un comportamiento coherente, al contrario que las espaciales, pues no se detectan variaciones importantes en el rango de 2 a 10 horas. Esto permite elegir este período para obtener estadísticas fiables. En contraste, se detectan variaciones importantes en escalas de 1/2 día y 1 día. Las escalas mayores se deben al tiempo de residencia de fenómenos meteorológicos, típicamente varios días, al período anual y variaciones más largas. Estas escalas temporales determinan la capacidad energética disponible y han de ser tenidas en cuenta.

La estructura del viento puede por lo tanto considerarse como la superposición de variaciones turbulentas, aleatorias, y variaciones cuasi periódicas. Para la correcta evaluación del potencial eólico conviene, por tanto, usar períodos de medida T iguales al período más próximo (1/2 día, 1 día, 1 año) o múltiplos enteros de ellos. Para la correcta evaluación de la turbulencia se ha de elegir un período de duración muy superior a la escala mayor turbulenta (minutos), pero menor que el tiempo en que el viento cambia de comportamiento, por el motivo macroscópico que sea. Para evaluar la turbulencia se usa generalmente un filtro pasabajos (de media móvil) para obtener la velocidad media v_m y así poderla restar de la medida instantánea, con el objeto de obtener una desviación estándar σ_v . Con ella se define la intensidad de la turbulencia I_v :

$$I_v = \frac{s_v}{v_m} \quad ; \quad s_v^2 = \frac{1}{T} \int_{-T/2}^{T/2} (v - v_m)^2 dt \quad (4.7)$$

La intensidad de la turbulencia, medida con anemómetros, se usa para estimar las cargas sobre la aeroturbina. Si los períodos de medida T son largos y eventualmente se ha eliminado el efecto de la turbulencia de las medidas, lo que se obtiene de la expresión anterior es una medida de la variabilidad del viento, por lo que denomina índice de variabilidad IV .

Es necesaria una elaboración adicional para obtener la equivalencia energética del viento, dado que la potencia depende no linealmente de la velocidad. El procedimiento correcto es evaluar una velocidad cúbica media equivalente:

$$\overline{v^3} = \frac{1}{T} \int_{-T/2}^{T/2} v^3 dt \quad ; \quad \bar{r} = \frac{1}{T} \int_{-T/2}^{T/2} r dt \quad (4.8)$$

que permitiría obtener la potencia media del viento durante este período:

$$\bar{P} = \frac{1}{2} A \bar{r} v^3 \quad (4.9)$$

Se podría haber usado una densidad de referencia, p. e. la del nivel del mar o de la atmósfera estándar en lugar de la media ρ . Si se conoce la curva de potencia de la aeroturbina puede deducirse de ella su coeficiente de potencia como función de la velocidad del viento $C_p \langle v \rangle$, bastando para ello dividir por $1/2 \rho v^3$:

$$C_p \langle v \rangle = \frac{P \langle v \rangle}{\frac{1}{2} A \bar{r} v^3} \quad (4.10)$$

y calcularse la potencia aprovechada media bajo hipótesis de cuasiestacionariedad:

$$P = \frac{1}{2} A \frac{1}{T} \int_{-T/2}^{T/2} r v^3 C_p \langle v \rangle dt \quad (4.11)$$

donde A es la sección frontal de la aeroturbina.

La obtención de estas integrales con precisión requiere disponer de registros de velocidad y densidad instantáneas fiables y muy largos, los cuales raramente están disponibles y ocupan mucho espacio. Resulta más cómodo reducir los datos de medidas de velocidad in situ, o posteriormente, y obtener un histograma de la probabilidad de obtener velocidades dentro de N intervalos de ella discretos, para el intervalo T , $p \langle v \rangle$. La potencia media viene dada por:

$$P = \frac{1}{2} A \sum_{i=0}^{i=n} r v^3 p \langle v \rangle C_p \langle v \rangle \quad (4.12)$$

Una ventaja adicional de este método es que la distribución de densidad de probabilidad de la velocidad del viento $f \langle v \rangle$ generalmente se puede aproximar razonablemente bien por una función de *Weibull* (la cual encontramos en otras disciplinas para describir fenómenos muy diferentes, como la distribución del tamaño de partículas en un aerosol (*Rössin - Rambler*) o la velocidad de liberación de calor en una combustión en el interior de un motor alternativo (*Wiebe*)). Tiene la forma:

$$f \langle v \rangle = k \left(\frac{v}{a} \right)^{c-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{a} \right)^c \right] \quad (4.13)$$

en donde:

a = factor de escala, con valor próximo a la velocidad media.

c = factor adimensional de forma, típicamente próximo a 2.

La figura 4.13 muestra la forma de esta función, que tiene las siguientes propiedades:

$$p < v \geq v_x > = \exp \left[- \left(\frac{v_x}{a} \right)^c \right] \quad ; \quad p < v_y \geq v \geq v_x > = \exp \left[- \left(\frac{v_x}{a} \right)^c \right] - \exp \left[- \left(\frac{v_y}{a} \right)^c \right]$$

$$v_m = a \Gamma \left(1 + \frac{1}{c} \right) \quad ; \quad s_v^2 = a^2 \left[\Gamma \left(1 + \frac{2}{c} \right) - \Gamma^2 \left(1 + \frac{1}{c} \right) \right] \quad ; \quad \overline{v^3} = a^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{c} \right) \quad (4.14)$$

A la curva $p(v \geq v_x) = \exp[-(v_x/a)^c]$, que nos da la probabilidad de tener viento con velocidad mayor que v_x , o sea, la distribución acumulada de probabilidad de velocidades, se la conoce como curva de duración de viento. Lógicamente tiene una abscisa de valor 1 para velocidad nula y es monótonamente decreciente, como puede observarse en la figura 4.13. Esta curva, sin embargo, se suele representar la probabilidad multiplicada por el número de horas total durante la medida, o sea, T . Nos da así las horas en que la velocidad es superior al valor leído.

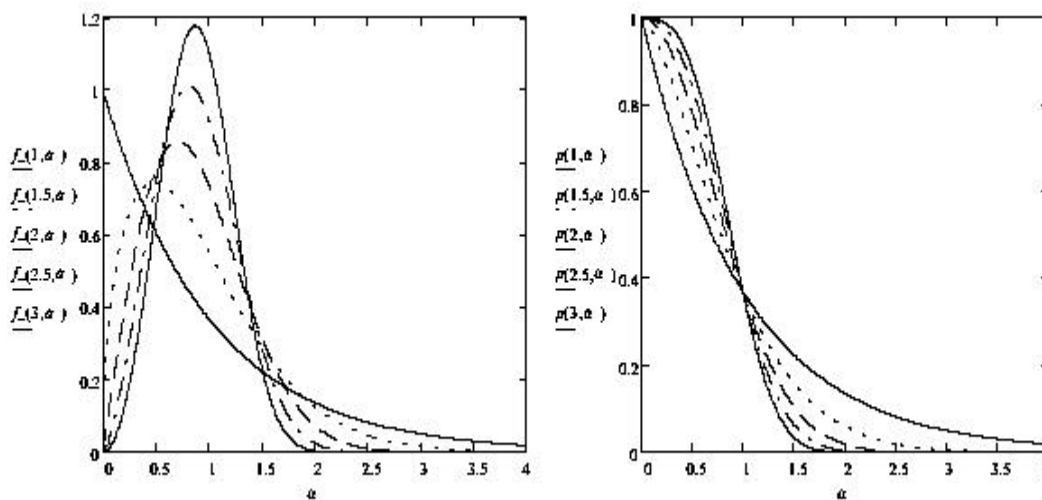


Fig 4.13.- Forma de la función de densidad de probabilidad de Weibull $f(c, a)$ y su integral $p(c, a)$, $a = v/a$.

El factor de potencia eólica FPE se define para corregir el cubo del valor de velocidad media, el cual en ocasiones es el único dato disponible y obtener la velocidad cúbica media, a usar para obtener la potencia media. Su expresión y la del índice de variabilidad IV vienen dados por:

$$FPE = \frac{\bar{v}^3}{v_m^3} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{c}\right)}{\Gamma^3\left(1 + \frac{1}{c}\right)} ; IV = \frac{s_v^2}{v_m^2} = \left[\frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{c}\right)}{\Gamma^2\left(1 + \frac{1}{c}\right)} - 1 \right]^{1/2} \quad (4.15)$$

Γ es la función gamma. Los valores de a y c son determinados por ajuste de los datos obtenidos en las campañas de medidas a la distribución de *Weibull*, usualmente por mínimos cuadrados. La figura 4.14 muestra un resultado de realizar este ajuste [9].

Dado que es necesario recurrir a datos del pasado a menudo se dispone tan solo de medidas de la velocidad media y de una indicación de la variabilidad del viento. En estos casos se puede obtener una estimación grosera de los parámetros como sigue.

$$c = 1,05 v_m^{1/2} \text{ para baja variabilidad } (\sigma/v_m \approx 0,1)$$

$$c = 0,94 v_m^{1/2} \text{ para media variabilidad } (\sigma/v_m \approx 0,5)$$

$$c = 0,83 v_m^{1/2} \text{ para alta variabilidad } (\sigma/v_m \approx 0,9)$$

$$a = \frac{v_m}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{c}\right)} ; v \text{ en m/seg} \quad (4.16)$$

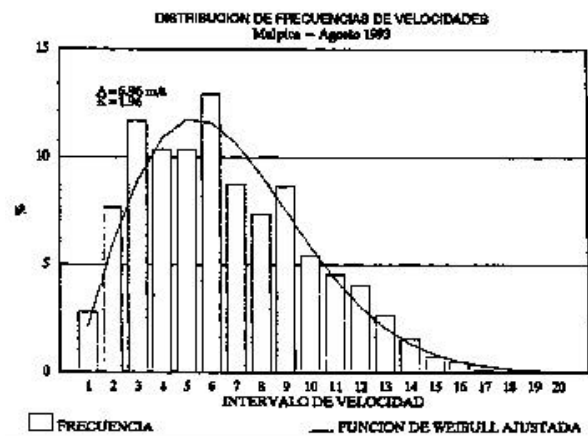


Fig.4.14.- Histograma (distribución de frecuencias) de las velocidades del viento medidas y ajustadas a una función de Weibull para datos obtenidos en la zona eólica de Malpica, La Coruña. (A es c).

Si se dispone además de datos de la desviación estándar, σ se pueden determinar los parámetros c y k resolviendo el siguiente sistema de ecuaciones:

$$v = a \Gamma \left\langle 1 + \frac{1}{c} \right\rangle ; s_v^2 = a^2 \left[\Gamma \left\langle 1 + \frac{2}{c} \right\rangle - \Gamma^2 \left\langle 1 + \frac{2}{c} \right\rangle \right] \quad (4.17)$$

Con el uso de una distribución de densidad de probabilidad puede aplicarse 4.12, haciendo uso de las probabilidades obtenidas con 4.14 o bien usando:

$$P = \frac{1}{2} A \sum_{i=0}^{i=n} r v^3 p < v > C_p < v > \quad (4.18)$$

La energía E obtenida en un cierto período T , caso de estacionaridad en los valores medios, viene dada por:

$$E = \bar{P} T \quad (4.19)$$

o bien es necesario integrar la curva:

$$E = \int_0^T \bar{P} \langle t \rangle dt \quad (4.20)$$

El método de obtención de la energía producida recién descrito se denomina **método estático** y adolece de los inconvenientes de no tener en cuenta efectos no estacionarios, como la aceleración y deceleración de la turbina frente a viento racheado, ignora pérdida por orientación de la turbina al viento, períodos de mantenimiento, etc. A cambio, resulta sencillo y puede utilizarse para estudios de viabilidad, así como de sensibilidad frente a parámetros operativos o de diseño.

Un procedimiento más informativo y que puede resultar mas aproximado es el **método semiestático**. Consiste en pasar la serie temporal de velocidades del viento por la curva de potencia de la aeroturbina y obtener con ello una serie temporal de potencias generadas. Esta serie informa sobre los arranques y paradas necesarios, así como los cambios de orientación necesarios caso de disponerse de información sobre la dirección del viento. Al igual que el procedimiento estático adolece del inconveniente de basarse en una curva de potencia estática.

El **método cuasidinámico** usa la serie temporal de datos del viento como entrada a un modelo numérico del funcionamiento de la turbina, incluyendo sus sistemas de control. Así se obtienen datos más fiables de la energía producida, del comportamiento del sistema de orientación, del número de arranques y paradas, así como investigar la influencia de distintas estrategias de control.

La figura 4.15 muestra un esquema sinóptico de los métodos de evaluación energética.

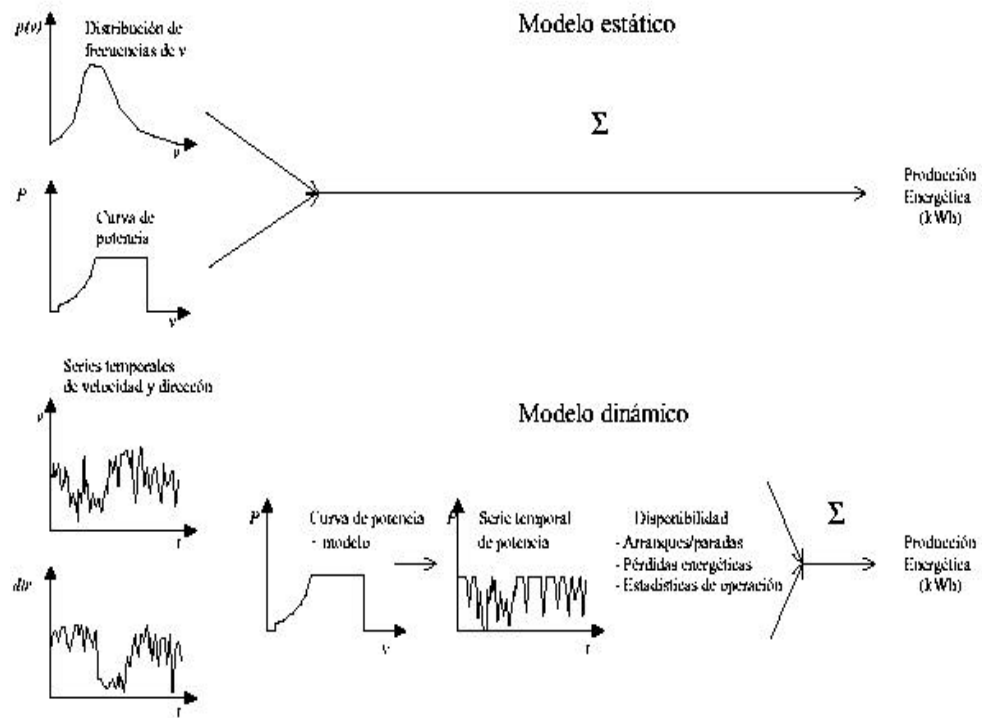


Fig. 4.15.- Métodos de estimación de la producción energética eólica. Σ significa el sumatorio de la potencia a lo largo del tiempo para obtener la energía.

El resultado de un estudio de evaluación de potencial eólico suele incluir: valores medios y máximos, direcciones predominantes, distribución de frecuencias de velocidades, curva de duración, distribución direccional, turbulencia y energía disponible.

La instrumentación necesaria para estos estudios consiste en un anemómetro omnidireccional para la medida de la velocidad del viento, una veleta para medir dirección, ambos a unos 30 m de altura, un termómetro y un barómetro. La humedad ambiente y la precipitación son medidas complementarias. Los datos de velocidad se registran cada 5 a 10 segundos y se utilizan para evaluar promedios cada 10 minutos a 1 hora. Si se desea información sobre la turbulencia se ha de medir con una cadencia de al menos 1 muestra/segundo. La presión atmosférica basta medirla cada 3 horas y la temperatura cada hora. La duración de las medidas ha de ser generalmente superior al año con el objeto de reducir la incertidumbre sobre el potencial disponible en el lugar. Dado que resulta inconveniente prolongar excesivamente la campaña de medidas se toma un conjunto limitado de medidas y se hace uso de información disponible de lugares próximos (estaciones meteorológicas, aeropuertos) para mejorar la calidad de los resultados, junto con modelos numéricos de la fluidodinámica atmosférica.

4.7.1.3 Modelo propuesto para generar velocidades del viento.

El método seguido en esta tesis para evaluar la producción eléctrica de los generadores eólicos es mediante un modelo dinámico, y el primer paso es el desarrollo de un modelo para generar velocidades del viento. Para ello nos hemos basado en los resultados de los muchos estudios realizados donde se han ajustado distintas distribuciones de probabilidad a los datos obtenidos para la velocidad del viento (Weibull, Rayleigh, chi-cuadrado,...), y como resultado de los mismos, está bastante extendido y aceptado el uso de la distribución Weibull, para representar la distribución de probabilidad de la velocidad del viento [9].

La distribución Weibull recibe el nombre del físico sueco Waloddi Weibull, quien en 1939 la utilizó para representar la distribución de la resistencia a ruptura de ciertos materiales (breaking strength of materials) [10], [11]. En los textos estadísticos rusos también aparece como distribución Weibull-Gnedenko dado que es uno de los tres tipos de distribución límite para el máximo muestral formalizado por Gnedenko en 1943 [12]. El nombre de distribución de Fréchet también se utiliza algunas veces y es debido a que Fréchet en 1927 [13] fue el primero en identificar esta distribución como una distribución extrema.

Una variable aleatoria X sigue una distribución Weibull si existen valores de los parámetros $c(>0)$, $\alpha (>0)$ y ξ_0 tales que

$$Y = \left(\frac{X - \mathbf{x}_0}{\mathbf{a}} \right)^c$$

sigue una distribución exponencial estándar con función de densidad de probabilidad:

$$p_Y(y) = \exp(-y) \quad , \quad y > 0$$

La función de densidad de probabilidad de una variable aleatoria Weibull X , es:

$$p_x(x) = \frac{c}{\mathbf{a}} \left(\frac{x - \mathbf{x}_0}{\mathbf{a}} \right)^{c-1} \exp \left\{ - \left(\frac{x - \mathbf{x}_0}{\mathbf{a}} \right)^c \right\} \quad x > \mathbf{x}_0$$

En el caso de velocidades del viento los rangos de valores para los parámetros de la distribución de probabilidad de la velocidad del viento (en m/seg) son del orden de [14]:

$$\mathbf{a} \in [0.01, 20] \quad , \quad c \in [0.25, 2.5] \quad , \quad \mathbf{x}_0 = 0$$

La simulación de cualquier sistema o proceso, en el cual hay de manera inherente componentes aleatorios, requiere un método para generar u obtener números que sean, en algún sentido, aleatorios. La mayoría de estos métodos de generación de números aleatorios se basan en la distribución uniforme (0,1), y los valores obtenidos reciben el nombre de números aleatorios. Aunque esta es la distribución continua más simple de todas, es extremadamente importante para poder obtener números aleatorios independientes. Este papel preponderante de la distribución uniforme (0,1) resulta del hecho que los valores aleatorios de todas las demás distribuciones (normal, gamma, binomial,...) pueden obtenerse mediante transformaciones determinadas de números aleatorios independientes e idénticamente distribuidos en función de la distribución deseada.

Y en este caso, dado que la función de distribución F de una distribución Weibull de tres parámetros es una forma explícita cerrada

$$F(x) = 1 - \exp \left\{ - \left(\frac{x - \mathbf{x}_0}{\mathbf{a}} \right)^c \right\}, \quad x > \mathbf{x}_0, \quad \text{es fácil generar observaciones}$$

pseudoaleatorias mediante aproximaciones del tipo:

$$U = F(X; \mathbf{x}_0, \mathbf{a}, c) = 1 - \exp \left\{ - \left(\frac{X - \mathbf{x}_0}{\mathbf{a}} \right)^c \right\}$$

donde invirtiendo la transformación obtenemos:

$$X = \mathbf{x}_0 + \mathbf{a} \left(- \ln(1 - U) \right)^{1/c}$$

De este modo después de generar observaciones pseudoaleatorias U de una distribución uniforme (0,1) las observaciones X requeridas de una Weibull pueden generarse de la expresión anterior para valores específicos de ξ_0 , α , y c. Este simple proceso de simulación es fácilmente programable en los distintos lenguajes de programación, en este trabajo, se ha llevado a cabo mediante un algoritmo utilizando el lenguaje de programación Visual Basic 6.0.

4.7.2 Generación de velocidades de viento correladas

Son muchas las situaciones en las cuales es deseable la generación de variables aleatorias correladas. Podemos encontrar en la literatura muchos trabajos que desarrollan algoritmos para generar distribuciones normales multivariantes, o distribuciones lognormales multivariantes cuando las variables son positivas. Planteamos

en este apartado una alternativa a estas distribuciones, centrándonos en la generación de distribuciones Weibull multivariantes.

4.7.2.1 Métodos actuales.

En la actualidad los métodos empleados permiten obtener velocidades de viento correladas de los distintos parques eólicos, estas velocidades no tienen significado cronológico y por medio del modelo de parque eólico se convierten en series de potencias eléctricas, utilizadas evaluar el impacto de los parques eólicos en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) se pueden clasificar en 2 grupos [15], [16]:

a) Métodos basados en la simulación de distribuciones de velocidades de viento.

En este método se parte de unas variables aleatorias estandarizadas, lo cual es complicado si obligamos a que la distribución de las mismas sea Weibull de dos parámetros. Es por ello que la desestandarización que proponen, a partir de la descomposición de Cholesky de la matriz de covarianzas, funciona de manera adecuada cuando utilizan una distribución normal. De aquí los problemas que presenta este método:

- Las distribuciones utilizadas son Weibull con parámetro fijo (distribuciones de Raleigh)
- Aparecen velocidades negativas en algunas series.

b) Métodos basados en el uso de series cronológicas de velocidades de viento.

Este segundo método considera series temporales de velocidades de viento, lo cual implica que la velocidad observada en el periodo t influye en la del siguiente periodo. En este caso, la muestra no sería aleatoria.

4.7.2.2 Método propuesto.

El método propuesto en esta tesis es del tipo a), pero para evitar los inconvenientes descritos utilizamos un nuevo algoritmo que permite trabajar considerando la velocidad del viento aleatoria y que sigue una distribución de Weibull lo cual está ampliamente discutido y aceptado [3].

La implementación del método de generación que se propone requiere una serie de restricciones sobre el espacio de los parámetros de la distribución generada, en particular las covarianzas no podrán ser negativas [17] (la correlación entre las velocidades de los distintos parques eólicos debe ser positiva). El algoritmo

desarrollado para generar estos valores aleatorios de la velocidad del viento, parte de la obtención, mediante técnicas de Monte Carlo, de $n+m$ variables independientes que siguen una distribución Weibull, siendo n el número de parques eólicos considerado. Ronning [17] utiliza un esquema parecido para la obtención de variables gamma correladas a partir de matrices de incidencia fijadas. En el algoritmo desarrollado en esta tesis este proceso se complementa utilizando estas variables correladas en un problema de programación no lineal para obtener la distribución Weibull multivariante con la matriz de covarianzas deseada (correlación de las velocidades del viento entre los parques eólicos considerados)

Para la obtención de los parámetros de forma y escala de una distribución Weibull, en los últimos años han aparecido muchos trabajos que presentan métodos de inferencia exactos o aproximados para su determinación. En este trabajo, para obtener la estimación del parámetro “ c ” se ha utilizado el estimador propuesto por Menon [18], el cual, presenta las ventajas de que es asintóticamente normal y eficiente, con varianza $\left\{1 + O(n^{-1})\right\}c^{-2}/n$ e insesgado.

Un estimador es una función de la muestra aleatoria que tiene por objetivo aproximarse al verdadero valor del parámetro. No es un valor concreto, sino una variable aleatoria, ya que aunque depende unívocamente de los valores de la muestra observados, la elección de la muestra es un proceso aleatorio. Una vez que la muestra ha sido elegida, se denomina estimación al valor numérico que toma el estimador sobre esa muestra. Intuitivamente, las características que serían deseables para esta nueva variable aleatoria (que se usa para estimar el parámetro desconocido) deben ser:

Consistencia: Cuando el tamaño de la muestra crece arbitrariamente, el valor estimado se aproxima al parámetro desconocido.

Carencia de sesgo: El valor medio que se obtiene de la estimación para diferentes muestras debe ser el valor del parámetro.

Eficiencia: Al estimador, al ser variable aleatoria, no puede exigírsele que para una muestra cualquiera se obtenga como estimación el valor exacto del parámetro. Sin embargo, podemos pedirle que su dispersión con respecto al valor central (varianza) sea tan pequeña como sea posible.

Suficiencia: El estimador debería aprovechar toda la información existente en la muestra.

El esquema de la figura 4.16, resume los pasos, explicados en más detalle posteriormente, que sigue el algoritmo desarrollado hasta llegar al problema de programación no lineal implementado (PNL), para la obtención de las velocidades del viento correladas de los diferentes parques eólicos

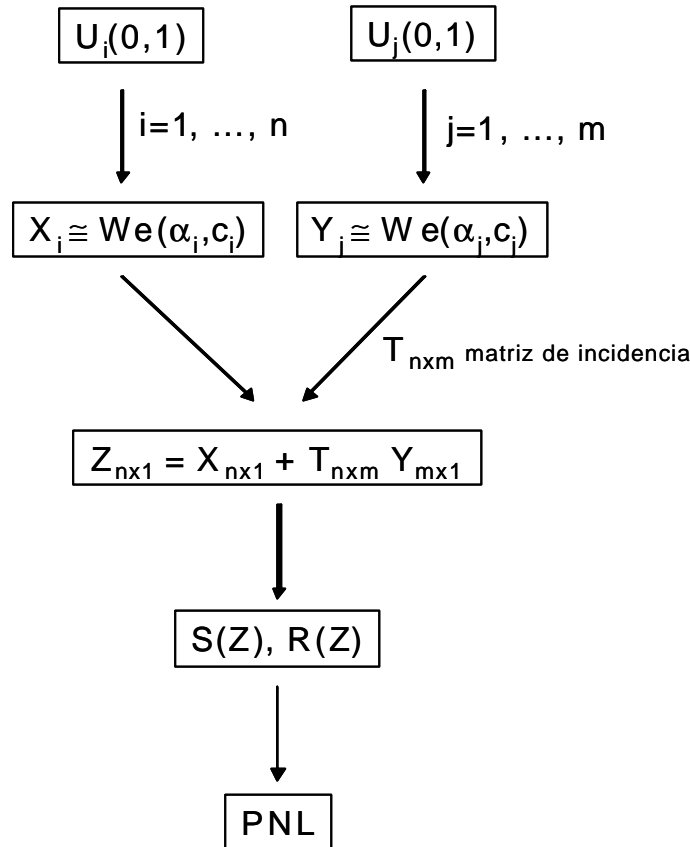


Fig. 4.16.- Esquema del algoritmo propuesto para obtener las velocidades del viento correladas

Los pasos del algoritmo desarrollado son los siguientes:

Paso 1: Simular k valores de n+m variables aleatorias uniformes independientes (siguiendo el esquema comentado anteriormente) y siendo $n < m$:

$$U_i(0,1) \quad i=1, \dots, n$$

$$U_j(0,1) \quad j=1, \dots, m$$

Paso 2: Calcular n+m variables aleatorias Weibull independientes:

$$X_i = a_i \cdot (-\ln(1-U_i))^{1/c_i} \quad i = 1, \dots, n$$

$$Y_j = a_j \cdot (-\ln(1-U_j))^{1/c_j} \quad j = 1, \dots, m$$

Paso 3: Definir T matriz nxm de unos (matriz de adyacencia).

Paso 4: Calcular n variables aleatorias Weibull: $Z = X + TY$

$$Z_1 = X_1 + t_{11}Y_1 + \dots + t_{1m}Y_m$$

$$\dots$$

$$Z_n = X_n + t_{n1}Y_1 + \dots + t_{nm}Y_m$$

“Los pasos 1, 2, 3 y 4 nos permiten obtener n variables aleatorias correladas de una distribución Weibull multivariante, cada una de ellas como una combinación lineal de $m+1$ variables aleatorias independientes que siguen una distribución Weibull univariante [17]”.

Paso 5: Calcular n parámetros de escala:

$$a_1 = \mathbf{a}_1 + t_{11}\mathbf{a}'_1 + \dots + t_{1m}\mathbf{a}'_m$$

$$\dots$$

$$a_n = \mathbf{a}_n + t_{n1}\mathbf{a}'_1 + \dots + t_{nm}\mathbf{a}'_m$$

Paso 6: Calcular n variables:

$$H_1 = \frac{\sqrt{6}}{p} \cdot \sqrt{\frac{1}{k-1} \sum_{t=1}^k (\ln(Z_{1t}) - m_{\ln(Z_1)})^2}$$

$$\dots$$

$$H_n = \frac{\sqrt{6}}{p} \cdot \sqrt{\frac{1}{k-1} \sum_{t=1}^k (\ln(Z_{nt}) - m_{\ln(Z_n)})^2}$$

“En los pasos 5 y 6 obtenemos la expresión de los parámetros de esta distribución Weibull multivariante: el factor de escala a partir de la combinación lineal planteada (paso 5), y el parámetro de forma H a partir del estimador propuesto por Menon (paso 6) [18]”.

Paso 7: Fijar los valores de los parámetros de la distribución Weibull multivariante que se quiere generar:

$$\mathbf{a}''_1, \dots, \mathbf{a}''_n, \quad c''_1, \dots, c''_n$$

Paso 8: Restricciones:

$$c''_1 = \frac{1}{H_1}; \quad \dots \quad ; c''_n = \frac{1}{H_n}$$

$$\mathbf{a}''_1 = a_1; \quad \dots \quad ; \mathbf{a}''_n = a_n$$

“En el paso 7 se introducen los valores de los parámetros de la distribución Weibull multivariante que queremos obtener. En la solución óptima estos parámetros deberán coincidir (paso 8), con los que hemos calculado en los pasos 5 y 6”.

Paso 9: Calcular las matrices de covarianza $S(X)$, $S(Y)$

Paso 10: Calcular la matriz de covarianza $S(Z) = S(X) + (T*S(Y)*T')$

Paso 11: Calcular a partir de la relación anterior la matriz de correlación $R(Z)=D^{-1/2}*S(Z)* D^{-1/2}$, donde Δ es una matriz diagonal con las varianzas de las variables Z_i , con $i=1, \dots, n$, en la diagonal.

“En los pasos 9, 10 y 11 se calcula la matriz de correlaciones asociada a la distribución Weibull multivariante, a partir de las $n+m$ variables aleatorias independientes con las que estamos trabajando, $R(Z)$ ”.

Paso 12: Introducir los valores de las correlaciones de la distribución Weibull multivariante que se quiere generar: $P(Z)$

Paso 13: Resolver el problema de optimización:

$$\text{Min } \text{tr}(S(Z))$$

$$\text{s.a.: } P(Z)=R(Z)$$

Paso 8

$$\alpha_1, \dots, \alpha_n, \alpha'_1, \dots, \alpha'_m, c_1, \dots, c_n, c'_1, \dots, c'_m > 0$$

$$t_{ij} \in \mathfrak{R}^+ \quad i=1, \dots, n \text{ y } j=1, \dots, m.$$

“Por último, en el paso 13 planteamos el problema de programación no lineal que debemos optimizar para obtener la distribución Weibull multivariante deseada”.

La función objetivo elegida, $\text{tr}(S(Z))$, nos permite quedarnos con la distribución Weibull multivariante de mínima varianza generalizada. A nivel multivariante, dado que tenemos una única medida de variabilidad para cada variable y la variabilidad conjunta viene dada por la matriz de varianzas-covarianzas, es habitual trabajar con la $\text{tr}(S(Z))$ o con $|S(Z)|$ como medidas de variabilidad de la distribución multivariante.

Hemos resuelto el problema de programación no lineal propuesto mediante la librería solver.dll, programando el algoritmo en Visual Basic 6.0. Esta librería tiene implementado el código GRG2 (Gradiente Reducido Generalizado, Lasdon and Waren), un método primal donde la factibilidad primal se mantiene durante el proceso

de optimización. La portabilidad de esta librería del GRG2 proporciona a los usuarios no técnicos una interface amigable de fácil utilización en la práctica [19].

Como puede observarse, la propuesta de esta tesis presenta un algoritmo de optimización para obtener la distribución Weibull multivariante. Este procedimiento recurre a una función de distribución inversible para, mediante técnicas de Monte Carlo, estar en condiciones de encontrar, apoyándonos en unas variables aleatorias artificiales, la transformación óptima. Es importante remarcar que estas variables aleatorias son independientes y siguen una distribución Weibull, aunque no necesariamente con los mismos parámetros.

4.7.3 Modelado del n° de turbinas en funcionamiento en los parques eólicos.

Consideremos la configuración particular que muestra la figura 4.17, donde grupos de aerogeneradores (G_1, \dots, G_N), con sus correspondientes elementos de protección (S_1, \dots, S_N), están conectados en paralelo, a la red de distribución interna (30 kV), en grupos de 2 con sus respectivos transformadores (T_{p1}, T_{p2}) y elementos de protección (S_{p1}, \dots, S_{pN}), a la red de distribución interna (30 kV). La unión a la red de distribución primaria (132 kV) se efectúa mediante la subestación transformadora, compuesta por los transformadores y elementos de corte, medida y protección oportunos. En la figura se simplifica considerando los interruptores S_{d1} y S_{d2} y el transformador T_{d1} .

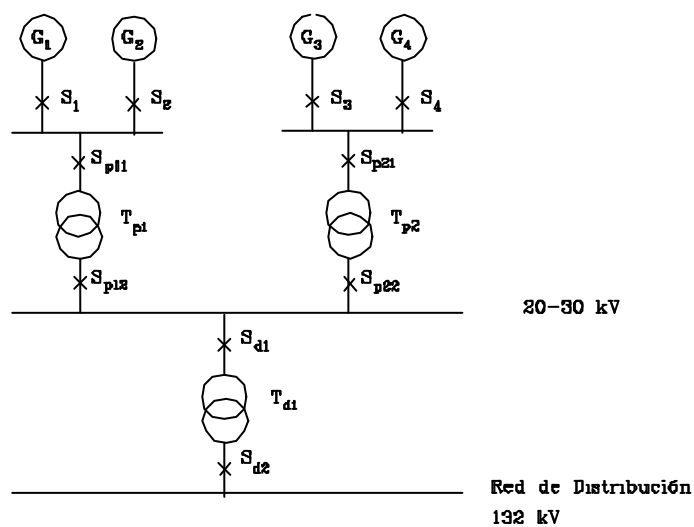


Fig. 4.17.- Modelo de parque eólico con generadores asincrónicos

Para el cálculo de la probabilidad efectiva de disponer del suministro de potencia del parque eólico, se aplica el método de construcción del diagrama lógico, con la agrupación en serie y paralelo de los elementos del modelo [20].

Se puede determinar la probabilidad de no disponer del suministro de alguno de los generadores, como consecuencia de un fallo en las ramas en paralelo, a partir de las probabilidades de que no estén operativas las unidades de generación ($p_{g1}, p_{g2}, \dots, p_{gN}$), las protecciones ($p_{s1}, p_{s2}, \dots, p_{sN}$), los transformadores ($p_{tp1}, p_{tp2}, \dots, p_{tpN}$) o las protecciones ($p_{s1}, p_{s2}, \dots, p_{sN}$) y ($p_{p11}, p_{p12}, \dots, p_{pN1}, \dots, p_{pN2}$)

$$p_1 = 1 - (1-p_{g1})(1-p_{tp1})(1-p_{s1})(1-p_{p11})(1-p_{p12})$$

$$p_2 = 1 - (1-p_{g2})(1-p_{tp2})(1-p_{s2})(1-p_{p21})(1-p_{p22})$$

.....

$$p_N = 1 - (1-p_{gN})(1-p_{tpN})(1-p_{sN})(1-p_{pN1})(1-p_{pN2})$$

De manera análoga, se obtiene la probabilidad de fallo derivada de los elementos de la instalación cuya avería originaría la parada de todos los generadores (P_r), incluyendo los elementos de la rama de unión a la red de distribución primaria, S_{d1} , S_{d2} y T_{d1} (con probabilidades de fallo p_{d1} , p_{d2} y p_{td1} , respectivamente):

$$p_r = 1 - (1-p_{d1})(1-p_{td1})(1-p_{d2})$$

También es necesario tener en cuenta la posibilidad de no disponer del suministro del aerogenerador al solicitarlo (p_a), como consecuencia de que esté fuera de servicio por mantenimiento.

Con las probabilidades de fallo calculadas anteriormente, la probabilidad de que un generador o turbina no este funcionando, viene dada por la expresión:

$$p_{hi} = p_i \cdot p_r \cdot p_a$$

donde:

- p_{hi} representa la probabilidad de que este en funcionamiento el generador i del parque eólico h

Una vez determinado p_{hi} , para obtener el numero de turbinas de cada parque que están en funcionamiento en un momento determinado asociado al valor aleatorio de la velocidad del viento obtenida en el apartado anterior, en primer lugar, generamos n variables Bernouilli, cada variable representará el estado (funcionamiento o paro) de las distintas turbinas de los diferentes parques eólicos, y la suma de las mismas nos dará la

variable Binomial (número de turbinas de cada parque que están en funcionamiento) que busquemos:

1. Para cada velocidad Z_{hi} , generamos $U_{hj} \cong U(0,1)$, donde $h=1, \dots, n$; $i=1, \dots, k$ y $j=1, \dots, m_h$
2. Si $Z_{hi} < v_{h1}$ entonces $T_{hi}=0$
3. Si $v_{h1} \leq Z_{hi} < v_{h3}$ entonces:
 - Si $U_{hj} \leq 1-p_{h1}$ entonces $Y_{hj}=1$, en otro caso $Y_{hj}=0$;
4. Si $v_{h3} \leq Z_{hi}$ entonces $T_{hi}=0$
5. Hacer $T_{hi}=Y_{h1}+ Y_{h2}+ \dots+ Y_{h,mh}$

donde:

- k es el número de valores de la distribución del viento generados
- m_h es el número máximo de turbinas de que disponemos en el parque eólico h , con $h=1, \dots, n$.
- v_{hs} es la velocidad límite para generar potencia. Si $s = 1$ consideraremos la velocidad mínima, si $s = 2$ consideramos la velocidad máxima, y si $s=3$ consideramos la velocidad extrema.
- p_{hs} es la probabilidad de que una turbina no esté funcionando según estemos en situaciones normales o extremas. Si $s=1$ consideraremos situaciones normales y si $s=2$ consideraremos situaciones extremas. Esta tasa de fallo la calculamos a partir de:
 - N° medio de fallos en situación normal (occ./año).
 - N° medio de fallos en situación extrema (occ./año).
 - Tiempo medio de indisponibilidad por reparación en situación normal (Horas / horas año) .
 - Tiempo medio de indisponibilidad por reparación en situación extrema (Horas / horas año).
 - Tiempo medio de indisponibilidad por mantenimiento en situación normal (Horas / horas año).
 - Tiempo medio de indisponibilidad por mantenimiento en situación extrema (Horas / horas año).
- h indica si las velocidades son del parque 1, el parque 2, o del parque n .

- T_{hi} es el número de turbinas disponibles en el parque eólico h para la velocidad v_{hi} .

4.7.4 Resultados.

Una vez obtenido con el modelo propuesto las velocidades del viento en los parques y el número de turbinas en funcionamiento en cada parque sólo el siguiente paso es calcular la potencia eléctrica generada en cada parque eólico en dichas condiciones.

La capacidad $C(z)$ asociada a cada turbina para una velocidad del viento z puede ser evaluada mediante distintas funciones: lineales, exponenciales,... Nosotros hemos optado por una función exponencial con la siguiente forma:

$$C(z) = \begin{cases} 0 & 0 \leq z \leq z_{\min} \\ R \cdot \frac{1 - \exp\left\{-\frac{3}{2} \frac{z_{\max} - z}{z_{\max} - z_{\min}}\right\}}{1 - \exp\left\{-\frac{3}{2}\right\}} & z_{\min} \leq z \leq z_{\max} \\ R & z_{\max} \leq z \end{cases}$$

donde R es la capacidad máxima generada por la turbina, z_{\min} es la velocidad mínima (en m/sg.) para generar potencia, v_{\max} es la velocidad máxima (en m/sg.) para generar potencia y z_{ext} es la velocidad extrema, a partir de la cual la turbina se detiene para evitar fallos en la misma. Gráficamente, fig. 4.18, la forma de esta distribución sería:

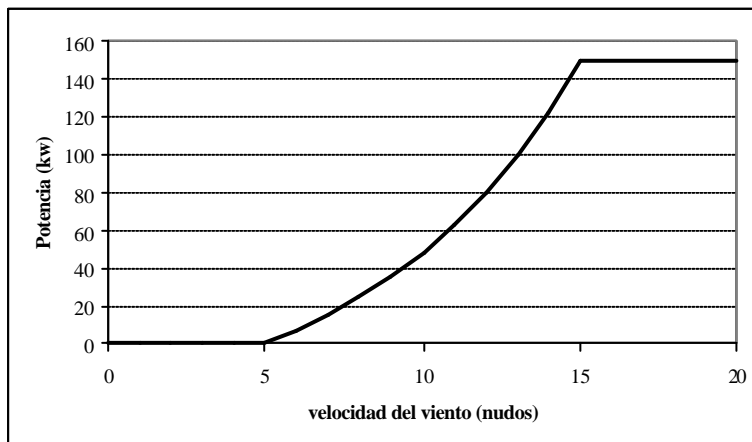


Fig. 4.18. Curva de potencia típica de una turbina eólica

4.7.5 Implementación del modelo.

El software desarrollado para implementar el modelo se ha realizado en lenguaje de programación Visual Basic 6.0 y presentado de forma que su utilización sea fácil para el usuario. La entrada de datos se realiza mediante una pantalla como la de la figura 4.19

Valor de n: Valor de m: Valor de k:

Valores de los parámetros Weibull (alpha y c) y valores de las correlaciones teóricas que se quieren alcanzar:

	1	2	3	4
alpha	14	15	16	16
c	1,7	1,8	2	2,2
Pz1	1	0,87	0,83	0,84
Pz2	0,87	1	0,91	0,89
Pz3	0,83	0,91	1	0,86
Pz4	0,84	0,89	0,86	1
t	30	30	30	30
Vmin	4	4	4	4
Vmax	15	15	15	15
Vext	25	25	25	25
Pfallo	0,03	0,03	0,03	0,03
R	1	1	1	1

Calcular

Fig.4.19. Pantalla de introducción de datos (Modelo de Parques Eólicos)

La pantalla queda configurada con la introducción de los siguientes datos:

- “n” parques eólicos a considerar.
- “m” variables necesarias para el algoritmo que calcula las velocidades de viento correladas, que debe ser mayor que “n”.
- “k” numero de velocidades que queremos obtener.
- “alpha” factor de escala de la distribución de Weibull del viento en cada parque eólico.
- “c” factor de forma de la distribución de Weibull del viento en cada parque eólico
- “Pz “ matriz de correlación entre las velocidades del viento entre los distintos parques eólicos.
- “t” numero de generadores eólicos en cada parque.

- “ v_{min} ” velocidad mínima del viento a partir de la cual empieza a suministrar potencia eléctrica el generador eólico.
- “ v_{min} ” velocidad mínima del viento a partir de la cual empieza a suministrar potencia eléctrica el generador eólico.
- “ v_{min} ” velocidad mínima del viento a partir de la cual empieza a suministrar potencia eléctrica el generador eólico.
- “ v_{max} ” velocidad máxima del viento a partir de la cual el generador eólico suministra su potencia nominal.
- “ v_{ext} ” velocidad extrema del viento a partir de la cual el rotor de la turbina eólica se bloquea y se para evitar daños.
- “ p_{fallo} ” probabilidad de fallo de los generadores eólicos de cada parque.
- “ R ” potencia nominal de los generadores eólicos de cada parque.

Una vez introducido los datos anteriores, al ejecutar el programa se obtiene un tabla de resultados, (tabla 4.7), en la cual cada columna contiene los siguientes:

- Columna 1: “Fecha/Hora”

Contiene la fecha y hora a la que corresponden los datos de cada fila, velocidades, nº de turbinas disponibles y potencia generada. Para coincidir con la toma de datos real de velocidades de viento, se ha asociado una diferencia de 10 minutos entre cada fila de datos generados.

Date/Hour	z1	z2	z3	z4	t1	t2	t3	t4	P1	P2	P3	P4
13/10/2004 14:42	14,01	16,82	13,72	14,72	26	28	29	29	21,77	28,00	23,04	27,62
13/10/2004 14:52	7,73	8,94	8,18	9,73	28	28	30	28	5,34	7,72	6,62	9,52
13/10/2004 15:02	6,68	8,20	12,23	9,33	30	29	28	30	3,81	6,43	16,65	9,22
13/10/2004 15:12	9,14	7,69	7,23	7,83	28	29	30	29	8,17	5,45	4,77	5,71
13/10/2004 15:22	4,40	7,09	7,37	6,47	29	30	30	30	0,47	4,52	5,02	3,45
13/10/2004 15:32	10,16	11,03	12,73	14,58	29	30	30	30	10,97	13,86	19,73	27,86
13/10/2004 15:42	4,82	6,83	5,96	6,09	30	29	28	28	1,02	3,93	2,46	2,66
13/10/2004 15:52	6,47	6,23	6,40	6,19	28	30	29	29	3,23	3,07	3,22	2,90
13/10/2004 16:02	3,52	3,19	2,82	3,18	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00
13/10/2004 16:12	7,03	6,04	6,52	8,32	30	29	28	29	4,42	2,67	3,30	6,68
13/10/2004 16:22	10,30	10,38	9,65	9,62	30	30	29	27	11,72	11,94	9,68	8,93
13/10/2004 16:32	5,47	9,92	9,64	9,69	29	30	30	26	1,85	10,69	9,97	8,75
13/10/2004 16:42	9,25	7,69	7,34	9,41	28	28	30	30	8,40	5,27	4,97	9,40
13/10/2004 16:52	1,88	1,83	2,37	2,46	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 4.7. Presentación de resultados (Modelo de Parques Eólicos)

- Columnas 2 -5: “z1, z2, z3,,zN”

Estas columnas contienen las velocidades del viento correladas en los distintos parques eólicos. En el ejemplo de la tabla 4.7, hay 4 columnas al tratarse de 4 parques eólicos y cada una de las columnas z1, z2, z3, y z4 contiene las velocidades del viento en cada parque determinadas para un intervalo de tiempo de 10 minutos.

- Columnas 6 -9: “t1, t2, t3,,tN”

Estas columnas contienen el numero de generadores eólicos disponibles en cada momento en los distintos parques eólicos. En el ejemplo de la tabla 4.7, se tienen 4 columnas (por ser 4 parques) y cada una de ellas t1, t2, t3, y t4 contiene el numero de turbinas disponible en los distintos parques eólicos en cada instante, determinadas mediante el cálculo probabilístico anteriormente descrito.

- Columnas 10 -13: “P1, P2, Pz3,,PN”

Estas columnas contienen las potencias eléctricas generadas en cada momento en los distintos parques eólicos. En el ejemplo de la tabla 4.7, se tienen 4 columnas (por ser 4 parques) y cada una de ellas P1, P2, P3, y P4 contiene la potencia eléctrica generada en cada parque, determinada teniendo en cuenta el numero de generadores eólicos disponibles y la curva de potencia de cada generador.

4.8 CONCLUSIONES

En este capítulo se ha desarrollado un modelo de producción de energía eléctrica de parques eólicos que permite evaluar el impacto que produce la introducción masiva aleatoria de este tipo de Generación Distribuida en los sistemas de distribución de energía eléctrica. El modelo desarrollado en este trabajo obtiene en primer lugar las velocidades del viento correladas de diferentes parques eólicos utilizando un nuevo algoritmo que permite considerar la velocidad del viento como una variable aleatoria cuya distribución de probabilidad sigue una distribución de Weibull, mejorando los inconvenientes de los métodos actualmente utilizados para generar velocidades del viento correladas:

- Utilización de distribuciones de Weibull con un parámetro fijo (distribuciones de Raleigh)
- Obtención de velocidades negativas en algunas series.

La potencia eléctrica producida por los parques eólicos se calcula a partir de un método probabilístico mediante el cual, se determina el número de turbinas en funcionamiento en cada parque eólico, de la curva de potencia de dichas turbinas y de las velocidades del viento correladas generadas por el modelo.

Es decir, el modelo propuesto permite obtener velocidades de viento correladas de los distintos parques eólicos, velocidades que no tienen significado cronológico y por medio del modelo de parque eólico se convierten en series de potencias eléctricas y a partir de ellas evaluar el impacto que puede tener la introducción masiva de parques eólicos en el sistema de distribución, tanto desde el punto de vista técnico: flujos de potencia, pérdidas en la red, variación de los niveles de tensión y estabilidad y su contribución al nivel de fallo, como desde el punto de vista de capacidad de la red: capacidad de transferencia disponible en el sistema de distribución (CTDD)...etc.

Bibliografía:

- [1] Lecuona Neumann, A. “La energía eólica: principios básicos y tecnología”. *Dpto. Ingeniería, Universidad Carlos III de Madrid*, (2002)
- [2] Söker, H.; Schreiber, M.; “Offshore Wind Energy in the North Sea” *Informe de Greenpeace*, 2000
- [3] Freiris, L.L.: “Wind Energy Conversion Systems”, *Prentice Hall*, 1990 (ISBN 0-13-960527-4)
- [5] Le Gourières, D.; “Energía Eólica. Teoría, concepción y cálculo práctico de las instalaciones”, *Massan, S.A.*, 1983 (ISBN 84-311-0326-4)
- [6] Avia, F.; “Estado Tecnológico de los Aerogeneradores de Pequeño Tamaño”, *Ponencia del Curso de Desarrollo Tecnológico de Sistemas Aislados con Energía Eólica, CIEMAT*, 2-6 de Octubre de 2000
- [7] Kleinkauf, W. et al; “Technological Development of Wind Energy”; *European Wind Energy Conference, Kassel* 2000
- [8] Hernández C. et al. “Basic Aspects for Application of Wind Energy. *Secretaría General de la Energía y Recursos Minerales. Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético*”. *Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. A Thermie Maxibrochure. Commission of the European Communities*.
- [9] Hernández, C. et al. “Manuales de Energías Renovables/4 Energía Eólica”. *Secretaría General de la Energía y Recursos Minerales. Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético. Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. Edición Especial Cinco Días*. 1991. ISBN 84-8036- 050-X.Marzo 1999.
- [10] Weibull, W. “A statistical theory of the strength of material”, *Report n° 151, Ingeniörs Vetenskaps Akademiens Handligar, Stockholm*. (1939)
- [11] Weibull, W. “The phenomenon of rupture in solids”, *Report n° 153, Ingeniörs Vetenskaps Akademiens Handligar, Stockholm*. (1939)
- [12] Gnedenko, B. V. “Sur la distribution limitée u terme maximum d’une série aléatoire”, *Annals of Mathematics*, 44, 423-453. (1943)
- [13] Frechét, M. “Sur la loi de probabilité de l’écart maximum”, *Annales de la Société Polonaise de Mathématique, Cracovie*, 6, 93-116. (1927)

- [14] Bermejo. M, “Mapa Eólico Nacional: resúmenes energéticos por comunidades autónomas”, *Instituto Nacional de Meteorología. MOPT y MA*, (1994) ISBN844980065X
- [15] Feijóo, A., Cidrás, J., y Carrillo, C., “Wind speed simulation in wind farms for steady-state security assessment of electrical power systems”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 14, no. 4, pp. 1582-1588, 2000.
- [16] Feijóo, A., Cidrás, J. Y Carrillo, C. “Assesment of stady-state security in networks with high penetration of wind energy”
- [17] Ronning, G. “A simple scheme for generating multivariate gamma distributions with non.negative covariance matrix”, *Technometrics*, 19, V2, 179-183, (1977).
- [18] Menon, M.V. “Estimation of the shape and scale parameters of the Weibull distribution”, *Technometrics*, 5, 175-182. (1963)
- [20] Lasdon LS., y Waren AD. “Generalized reduced gradient software for linearly and nonlinearly constrained problems”. In: *Greenbaerg HJ (ed). Design and Implementation of Optimization Software. Sijthoff & Noordhof: Alphen van de Ryn*, pp 335-362. (1978).
- [19] Endrenyi, J. “Reliability Modeling in Electric Power Systems”, *Willey & Songs*, (1978)

5 Capítulo 5

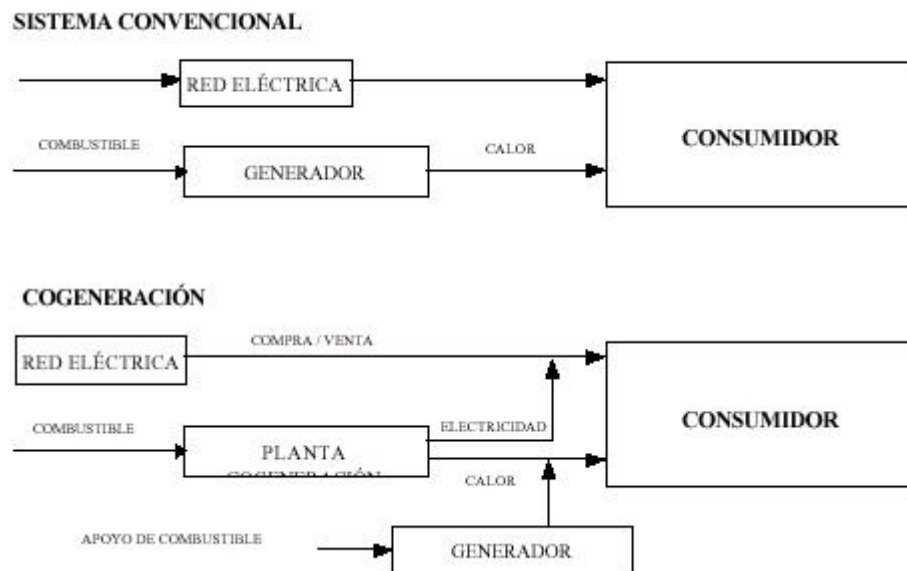
COGENERACIÓN: MODELO DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE PLANTAS DE COGENERACIÓN

5.1 INTRODUCCIÓN

Habitualmente las industrias satisfacen sus necesidades energéticas comprando la electricidad y los combustibles a las correspondientes compañías suministradoras. Esta modalidad de abastecimiento, cómoda para el industrial, resulta ser, en determinados casos, demasiado cara, y desde el punto de vista de uso racional de la energía, bastante ineficiente.

La cogeneración es un sistema alternativo, de alta eficiencia energética, que permite reducir de forma importante la factura energética de ciertas empresas, sin alterar su proceso productivo.

Se define la cogeneración como la producción conjunta, por el propio usuario, de electricidad o energía mecánica y energía térmica útil.



Este aprovechamiento simultáneo del calor, que conlleva un rendimiento global más elevado, es lo que la distingue de la autogeneración, en la cuál no hay aprovechamiento térmico como efecto útil secundario.

La cogeneración es un sistema conocido que en su aplicación ha experimentado diferentes fluctuaciones, relacionadas en la mayoría de los casos con la oferta energética disponible.

Aunque la palabra “cogeneración” no fue inventada hasta finales de la década de 1970, la producción combinada de calor y potencia se remonta varios siglos atrás. Aunque originalmente era utilizado solo como un dispositivo para reducir el consumo de combustible, recientemente los beneficios ambientales derivados de la reducción del consumo de combustibles, han hecho de la cogeneración un factor representativo en las estrategias globales ambientales, mientras que tendencias en boga para la desregulación de las centrales generadoras y la generación distribuida continúan creando un sólido mercado para esta tecnología (o tecnologías).

El mayor auge de lo hoy denominado “cogeneración” tuvo lugar a principios del siglo XX con el crecimiento del sector industrial el cual requería cantidades crecientes de energía eléctrica y como las redes de distribución de las compañías eléctricas estaban poco extendidas y la seguridad del suministro continuo presentaba escasa fiabilidad, las industrias tuvieron que generar su propia electricidad. Ello se llevo a cabo por dos métodos fundamentalmente: *cogeneración* en las propias factorías y mediante aprovechamiento de los saltos hidráulicos situados en las proximidades de las fábricas [1].

En el caso concreto de EE.UU., hacia 1900 la cogeneración suministraba alrededor de la mitad de toda la energía producida en el país. La construcción de centrales térmicas, la ampliación de las redes de distribución y el incremento de la seguridad de suministro, fue acompañado por una disminución progresiva de la importancia de la cogeneración, que redujo su participación respecto a la electricidad consumida al 15% en 1950 y a menos del 4% en 1970.

El abaratamiento de los combustibles para las centrales térmicas hizo que las inversiones en instalaciones de cogeneración se convirtieran en poco rentables, excepto en los casos en los que la factoría dispusiera de calores residuales o se encontrara aislada de las redes de distribución.

La industria del gas intento relanzar la cogeneración para usos residenciales y comerciales a través de los equipos de energía total en el periodo 1960-1970 y consiguió realizar diversas instalaciones al final de la década. Pero aparecieron también

numerosas barreras que impedían el desarrollo de la cogeneración. Entre otras, podemos citar las siguientes:

- Los bajos precios de adquisición de la electricidad cogenerada ofrecidos por las compañías eléctricas (en los casos en que éstas se hallaban dispuestas a la interconexión)
- Las elevadas tarifas impuestas a los cogeneradores para el suministro de potencia de emergencia o potencia suplementaria.
- La preocupación existente por el riesgo de que las instalaciones de cogeneración se sometieran a la reglamentación de las distribuidoras de energía.

Todas estas barreras lograron, a principios de la década de los setenta, el desmantelamiento prácticamente total de las instalaciones de energía total. La crisis energética de 1973 provocó en el mundo industrializado un estado general de alarma que originó en diferentes países la promulgación de normas (marcos legales) que establecían los principios básicos para la compra de la electricidad producida por los cogeneradores y por los sistemas de generación de pequeña potencia. En general, para favorecer la cogeneración estas normas tenían como puntos principales los siguientes:

- Exigir a las compañías eléctricas comprar y vender energía a los cogeneradores. Estos pueden conectarse a la red en paralelo y no se hallan sometidos a regulación.
- La compraventa debe efectuarse a tarifas justas y razonables, y al tratarse frecuentemente de sistemas eléctricos centralizados funcionando en régimen monopolio, el precio de venta de la energía cogenerada se encontraba subvencionado por el estado.

En la actualidad, considerando el nuevo entorno de mercados eléctricos desregulados en la mayor parte de los países industrializados, son las leyes de mercado las que regulan el régimen de compra-venta de energía entre las compañías eléctricas y los cogeneradores.

También un factor influyente en el desarrollo actual de la cogeneración ha sido la importante penetración del gas natural que ha permitido ampliar el abanico de sistemas de cogeneración, incluyendo, además de los más convencionales, turbinas de vapor y motores diesel ya empleados, las turbinas y motores de gas. El mayor rendimiento eléctrico de estos equipos, su bajo impacto medioambiental, unido a fiabilidad y disponibilidad muy elevadas, han hecho posible un importante desarrollo de estos sistemas de cogeneración.

Actualmente, la cogeneración comprende al menos cuatro procesos termodinámicos distintos de combinación de producción de calor y potencia: El primero, mediante aire; el segundo, con vapor; el tercero, mediante el calor rechazado en un proceso de combustión, como un motor de combustión interna; y el cuarto involucra procesos termodinámicos, como los encontrados en una celda de combustible. Aunque cada proceso es distinto, éstos son usados en forma combinada para maximizar la producción de energía en un sistema termodinámico.

5.2 VENTAJAS DE LA COGENERACIÓN

La industria que cogenera sigue demandando normalmente la misma cantidad de energía (electricidad y calor) que en la situación primitiva, cuando compraba la electricidad a la compañía eléctrica y el combustible a la empresa suministradora. Su ventaja es económica, ya que obtiene la misma cantidad de energía a menor coste. Esto implica obviamente una inversión que ha de amortizarse en un plazo de tiempo razonable.

Lo que en la industria que cogenera es una ventaja económica, a nivel nacional pasa a ser una ventaja energética. Hay un ahorro de energía primaria, debido precisamente al aprovechamiento simultáneo del calor y a la mejora de rendimientos de la instalación frente a una solución convencional.

Los sistemas de cogeneración requieren un consumo adicional de calor por cada kWh producido en el alternador, que oscila entre 1.000 y 1.500 kcal, frente a unas 2.500 - 3.000 kcal/kWh de una central térmica convencional. Por tanto, el ahorro de energía primaria para el país variará entre 1.000 y 2.000 kcal/kWh generado.

Este ahorro representa obviamente la totalidad (2.500 - 3.000 kcal/kWh) en los sistemas que aprovechan energías residuales.

Las pérdidas por transporte de electricidad prácticamente se anulan en algunos casos y en otros disminuyen notablemente, ya que la generación se produce en punto de consumo.

El ejemplo de la Fig.5.1 muestra de una forma gráfica el ahorro de energía primaria en un sistema de cogeneración, frente a un sistema convencional de suministro.

La generación convencional de electricidad por vía hidráulica, térmica o nuclear conlleva un rendimiento promedio del 37%, que se reduce al 33% si tenemos en cuenta las pérdidas por transporte y distribución. Aproximadamente el 63% del calor se pierde inevitablemente, debido a que no existe posible uso del mismo en las grandes centrales

generadores de electricidad. Por otra parte, la energía térmica consumida por el usuario se genera en equipos que en los casos más favorables alcanzan rendimientos que oscilan alrededor del 90%. Debido al aprovechamiento del calor residual, los sistemas de cogeneración presentan rendimientos globales del orden del 85%. Así pues, existe un importante ahorro de energía primaria que puede ser cuantificado de forma aproximada tal como se refleja en la Figura 5.1. Este ahorro energético se incrementa notablemente si se usan energías residuales [2].

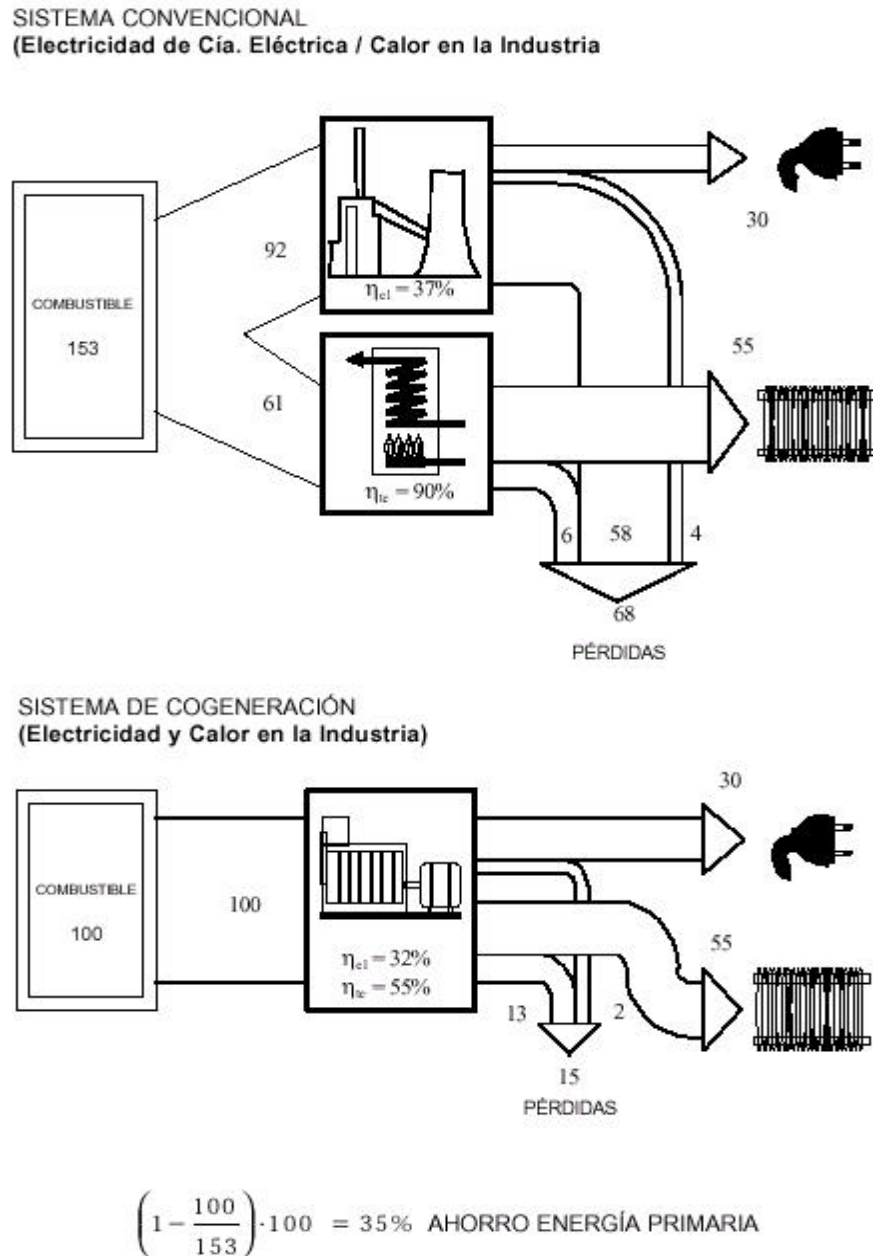


Fig.5.1.- Ahorro de energía primaria en un sistema de cogeneración

No hay que olvidar tampoco las ventajas que se derivan para la economía nacional, ya que por un lado nuestras industrias mejoran su competitividad al disminuir notablemente costes y por otro, aumenta la carga de trabajo en otros sectores (Ingenierías, Bienes de Equipo, Financieras).

Finalmente, conviene destacar que la cogeneración comporta en la mayoría de los casos la sustitución de combustibles derivados del petróleo por gas natural, carbón o residuos combustibles, con el importante efecto diversificador y de reducción de la dependencia de derivados de petróleo.

El ahorro de energía primaria que representa tiene un efecto directo en el menor impacto ambiental que ello conlleva. Esta reducción es particularmente importante en lo que a CO₂ y SO₂ se refiere, ya que estos son directamente proporcionales a la cantidad y composición de combustible quemado.

Una reducción del 30% al 50% de ahorro de energía primaria representa una reducción similar en lo que a la emisión de estos componentes se refiere (particularmente CO₂).

La penetración del gas natural y su implantación en sistemas CHP ha dado lugar a la práctica desaparición de las emisiones de SO₂ asociadas al tipo de combustible.

En lo que a NO_x, CO e Hidrocarburos, estos dependen directamente de las condiciones de combustión y están fuertemente afectados por la temperatura, relación aire-combustible o tiempo de residencia.

Las actuales tecnologías de CHP plantean soluciones que minimizan los impactos asociados a estos componentes.

Finalmente, las ventajas que presenta la cogeneración tanto para el cogenerador como para el país se pueden resumir de la forma siguiente:

Ventajas para el cogenerador:

- ⇒ **Elevado rendimiento** energético global (70% - 90%).
- ⇒ Reporta **beneficios económicos** por reducción de factura energética.
- ⇒ Aporta **ingresos adicionales**, por venta de excedentes eléctricos.
- ⇒ **Incrementa la competitividad**. Menor coste específico por unidad de producto.
- ⇒ **Independencia** total o parcial del suministro eléctrico exterior. **Garantía** de suministro y **Fiabilidad** del sistema.
- ⇒ Posibilidad de empleo de **combustibles residuales** o energías alternativas.

⇒ Aporta **beneficios financieros y fiscales**. Altas rentabilidades

Ventajas para el País:

⇒ Aporta **beneficios económicos** a nivel micro y macroeconómico.

⇒ Fomenta el ahorro de **Energía Primaria**.

⇒ **Diversifica** inversiones para el sector eléctrico.

⇒ Introduce **tecnologías más eficientes** y competitivas.

⇒ Incrementa la **seguridad del abastecimiento**.

⇒ **Disminuye las pérdidas** en transporte y distribución eléctrica.

⇒ Permite la **industrialización de zonas** alejadas de la red eléctrica.

⇒ Contribuye a la **gestión de la demanda** eléctrica.

⇒ Incrementa la **diversificación del consumo** energético nacional.

⇒ Reduce el **impacto medioambiental** de forma substancial.

⇒ Actúa como **impulsor de riqueza** vía ejecución de inversiones.

⇒ Es fuente de **creación de empleo**.

5.3 SISTEMAS DE COGENERACIÓN

El proceso secuencial de generación y consumo de calor útil y electricidad admite dos posibilidades, según que el primer eslabón de la cadena sea una u otra forma de energía [2].

En un *ciclo de cabecera* (“topping”), que es con diferencia el tipo más frecuente de cogeneración, la energía eléctrica es generada en el primer escalón, a partir de la energía química de un combustible y la energía térmica resultante, el denominado calor residual, es suministrada a los procesos constituyendo el segundo escalón.

Por el contrario, en un ciclo de cola (“bottoming”) la energía térmica residual de un proceso es utilizada para producir electricidad. Los ciclos de cola están normalmente asociados con procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas; por ejemplo, las que se encuentran en la producción de productos químicos tales como amoníaco, etileno, etc. En tales procesos resultan calores residuales a ≈ 900 °C, que pueden muy bien ser utilizados para la producción de vapor y electricidad.

Los ciclos de cabecera, por el contrario, pueden ser aplicados a procesos que requieren temperaturas moderadas o bajas. Por esta razón, tienen un campo de aplicación mucho más amplio y permiten una mayor versatilidad en la selección del equipo. Además, los calores residuales que son utilizados en los ciclos de cola son, en muchas ocasiones, efluentes corrosivos, por lo que se requiere el uso de intercambiadores de calor muy costosos.

Los sistemas de cogeneración se clasifican normalmente dependiendo de la máquina motriz responsable de la generación eléctrica. Las opciones posibles según este criterio son:

- Cogeneración con turbina de gas
- Cogeneración con turbina de vapor
- Cogeneración en ciclo combinado
- Cogeneración con motor alternativo

Existe una gran variedad de equipos y tecnologías que pueden ser considerados para una aplicación específica de cogeneración. Cada tecnología tiene sus características propias, que deberán ser consideradas en el contexto de los requerimientos específicos del lugar. A continuación presentamos un breve repaso de las diferentes tecnologías y sus características más sobresalientes, que pueden ser utilizadas en una instalación de cogeneración.

5.3.1 Cogeneración con Turbina de Gas

En este tipo de sistema se quema el combustible en una cámara de combustión, introduciendo los gases resultantes en la turbina, donde se transforma su energía térmica en energía mecánica.

La energía mecánica puede destinarse a:

- Accionar un alternador para la producción de energía eléctrica.
- Al accionamiento directo de bombas, compresores, etc.

La energía térmica residual en el caudal de gases calientes (aprox. 500 °C), se destina a satisfacer, total o parcialmente, las necesidades térmicas del proceso industrial. Puede aplicarse:

- Directamente a procesos de cocción a baja temperatura y de secado.

- A la producción de vapor a baja presión mediante caldera de recuperación. Generalmente es esta la mejor alternativa cuando se necesita vapor para el proceso.

La figura 5.2 muestra un esquema de la planta de cogeneración de turbina de gas de ciclo simple.

El quemador postcombustión utiliza los gases de escape como comburente de una cantidad adicional de combustible. Su función es aumentar el contenido energético de los gases que llegan a la caldera de recuperación.

Las turbinas de gas pueden utilizar también combustibles líquidos, principalmente derivados ligeros de petróleo.

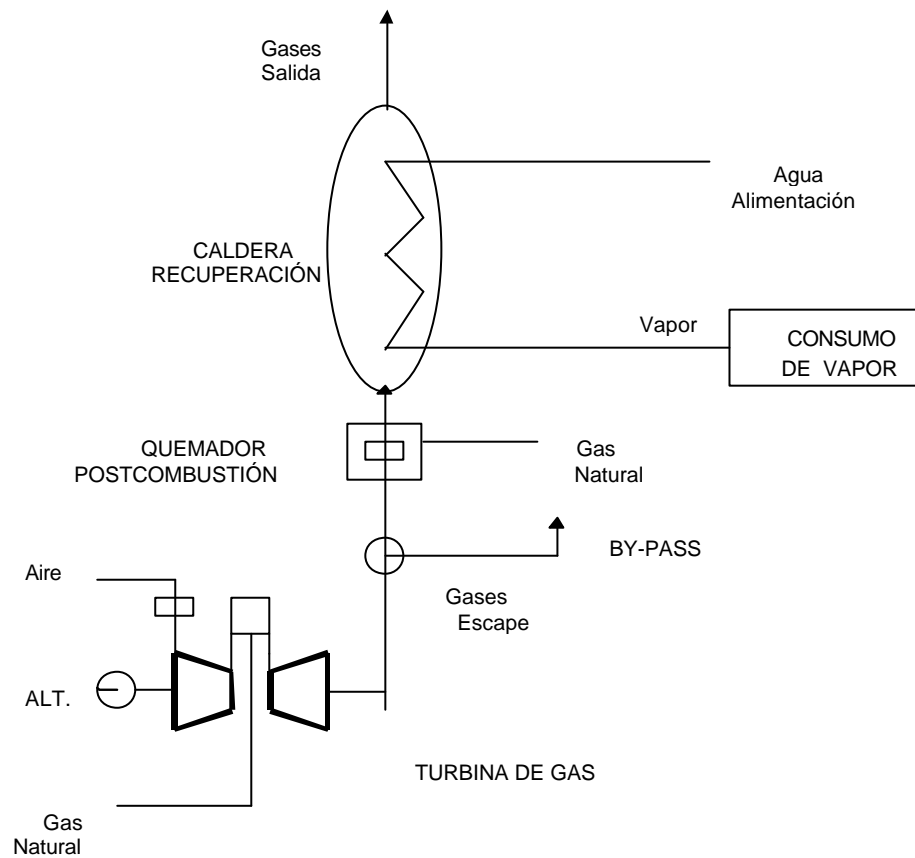


Figura 5.2.- Esquema de cogeneración de ciclo simple

Hay dos tipos básicos de turbinas de gas: de combustión interna y de combustión externa.

En las de **combustión externa**, un fluido de trabajo que suele ser aire o un gas inerte como helio, argón, etc., describe un proceso cíclico recibiendo y cediendo calor a

través de sendos intercambiadores de calor (calentador y enfriador). El foco caliente de la máquina son los gases calientes procedentes de la combustión, en tanto que el foco frío es el agua de refrigeración, que cede el calor absorbido en el enfriador al aire ambiental, mediante una torre de refrigeración.

Por el contrario en una turbina de gas de **combustión interna**, también llamada de ciclo simple, la combustión se produce en el seno del fluido de trabajo, de manera que no existe intercambio de calor con los focos a través de unas superficies de intercambio. Los gases de combustión, una vez expansionados en la turbina son cedidos al ambiente y el compresor aspira aire nuevo atmosférico.

El valor relativamente bajo del rendimiento térmico de estas turbinas de gas, juntamente con la gran cantidad de exceso de aire requerido para asegurar una temperatura aceptable a la entrada de la turbina, origina un importante contenido energético en los gases de escape y la posibilidad de recuperar dicho calor residual.

Tanto uno como otro tipo de turbina de gas puede ser utilizados para cogeneración. La principal ventaja de las turbinas de gas de combustión externa radica en que a través de sus componentes, no circulan los productos de la combustión, minimizándose así los problemas de corrosión y desgaste. En consecuencia, se puede utilizar una gran variedad de combustibles, como carbón, gas de horno alto, etc [3]

A pesar de esta flexibilidad en la utilización de combustibles, la mayor complejidad de la máquina juntamente con la necesidad del control de las emisiones, como consecuencia de la combustión de combustibles de inferior calidad, da lugar a unas inversiones mucho mayores que para las turbinas de combustión interna. En consecuencia estas turbinas solo se utilizan para instalaciones de grandes potencias.

Las turbinas de gas de combustión interna utilizan como combustible gas natural o destilados de elevada calidad. En el pasado se han hecho intentos de utilizar carbón pulverizado, pero los elevados costes de mantenimiento y la considerable reducción en la vida media desaconsejaron su utilización [4]. En la actualidad se investiga sobre la utilización del combustible resultante de la gasificación del carbón.

Este tipo de turbinas, cuyos diseños tan perfeccionados son consecuencia en gran parte de la investigación en el campo de la aeronáutica, son compactas y presentan una serie de características que las hacen muy apropiadas para su aplicación en cogeneración.

En todas las aplicaciones de cogeneración con turbinas de gas, siempre la energía eléctrica es producida por un turbogenerador, diferenciándose únicamente en la utilización del calor residual. Los gases de escape se pueden utilizar bien directamente en algún proceso de secado, o bien utilizar la energía de los gases en un generador de calor residual para producir vapor, o para accionar alguna máquina frigorífica de absorción. Este tipo de aplicación es típica en edificios comerciales, en los que se requieren tanto electricidad como mantener las condiciones de confort. Por otra parte, en lugar de generar electricidad, la energía mecánica que produce la turbina puede ser utilizada directamente para accionar bombas, o compresores centrífugos, etc, no obstante, estas aplicaciones son menos frecuentes.

El rendimiento de la turbina es función de los parámetros de diseño tales como la relación de presiones, la temperatura de entrada a la turbina, el combustible utilizado, si hay o no recuperación, etc. Pero además el rendimiento térmico de una turbina depende también de las condiciones ambientales en que opera, fundamentalmente de la temperatura ambiental y de la altitud.

El funcionamiento a carga parcial afecta a la turbina de gas de dos maneras. Conforme la carga disminuye, el rendimiento térmico también disminuye, aumentando la relación combustible utilizado / energía eléctrica producida, de forma que cada kWh producido implica un mayor coste de combustible.

Por otra parte, la temperatura de escape y el caudal másico de gases disminuyen. No obstante, este efecto es parcialmente compensado por el aumento en calor residual que supone la disminución del rendimiento térmico. El resultado final de la operación a carga parcial puede significar un aumento importante en los costes de la electricidad generada.

En general, en una instalación de cogeneración, el funcionamiento de una turbina de gas puede realizarse de tres maneras distintas: siguiendo las fluctuaciones de la demanda térmica, ídem de la demanda eléctrica, o bien, trabajando continuamente a plena potencia. En los dos primeros casos, como hemos dicho anteriormente se presentan algunos inconvenientes, ya que en esos modos de funcionamiento aumentan los costes de operación, reduciéndose la vida media de la máquina [5].

En el modo de funcionamiento continuo a plena potencia, si la disponibilidad de la energía térmica residual es superior a la demanda, el exceso de gases de escape se disipa directamente a la atmósfera. Con el fin de reducir esa pérdida, se pueden instalar dos turbinas, una funcionando en continuo y la otra de modo intermitente. Cuando por

el contrario, existe un defecto de energía térmica residual, será necesario un generador de vapor auxiliar (si esa demanda es de vapor), para compensar así ese déficit.

5.3.2 Cogeneración con turbina de vapor

En estas turbinas se genera energía mecánica mediante la expansión de vapor a alta presión procedente de una caldera convencional (Figura 5.3).

Este sistema produce menos energía eléctrica por unidad de combustible que el equivalente con turbina de gas. Sin embargo, el rendimiento global de la instalación es mayor, pudiendo alcanzar valores del 85 al 90%.

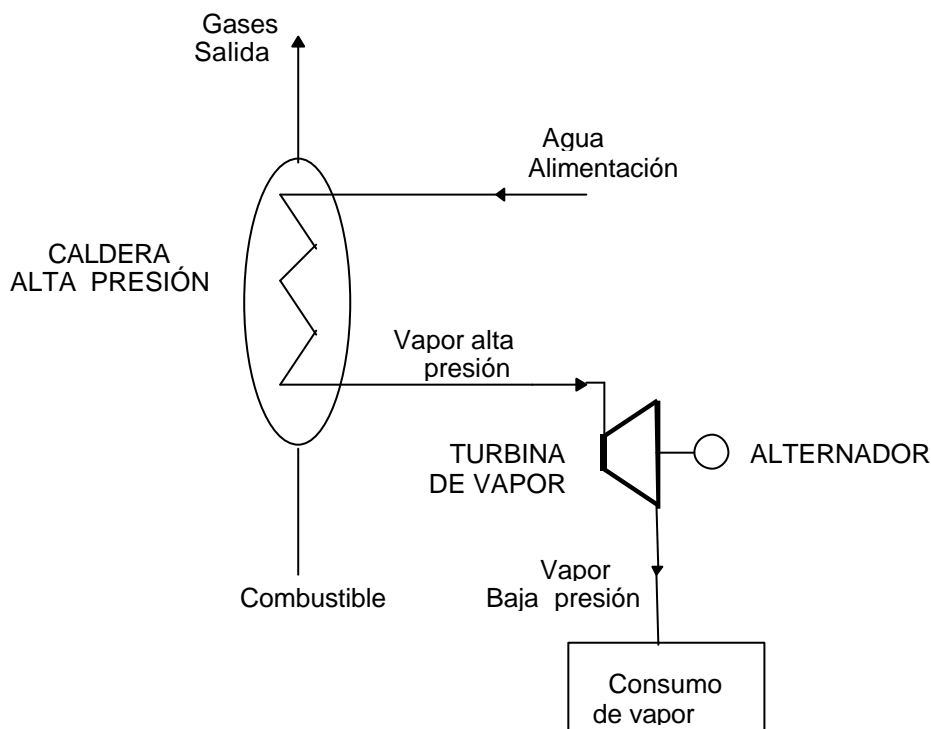


Figura 5.3.- Esquema cogeneración turbina de vapor

Presentan la ventaja de que, al no trabajar con gases de combustión directos, es posible utilizar cualquier tipo de combustible, como gas, fuel, carbón, residuos, etc.

Al igual que las turbinas de gas con caldera de recuperación, estos sistemas proporcionan vapor a baja presión directamente utilizable en el proceso.

Otra aplicación de las turbinas de vapor se presenta cuando se dispone de un calor residual importante procedente de un proceso industrial (hornos de vidrio, metalúrgicos, etc.). Ese calor residual puede aprovecharse para la generación de vapor,

el cual es turbinado en una turbina de condensación para la generación de energía eléctrica. Son los llamados ciclos de cola. Una variante, cuando el nivel térmico del calor residual es bajo, es la utilización de un fluido orgánico en la turbina.

Según la presión del vapor de salida, las turbinas de vapor se clasifican en:

- turbinas a contrapresión, donde la presión es superior a la atmosférica,
- turbinas a condensación, con presión de salida inferior a la atmosférica y que van provistas de un condensador.

5.3.2.1 Turbinas de vapor a contrapresión

En este tipo de turbinas el vapor entra a la turbina en el estado correspondiente a la salida del generador y sale en las condiciones demandadas por el proceso. La entalpía de vaporización, que se perdería normalmente en el condensador de un ciclo de potencia clásico, es aprovechada en el proceso, resultando con ello un importante aumento del rendimiento global de la instalación.

Las turbinas de contrapresión pueden ser de contrapresión pura, o con una o dos extracciones automáticas. Con el término de extracción automática se quiere indicar que, independientemente del caudal de vapor extraído, se mantiene constante la presión del vapor de extracción.

La máxima potencia que puede obtenerse de una turbina de contrapresión depende de los siguientes factores: entalpía del vapor a la entrada de la turbina, entalpía del vapor a la salida y por tanto, de su rendimiento termodinámico interno, del caudal másico y del rendimiento mecánico.

Uno de los inconvenientes de este tipo de turbinas es, al menos para las unidades pequeñas, su bajo rendimiento isentrópico [6]. No obstante, en una instalación de cogeneración este hecho no es necesariamente muy perjudicial, ya que un bajo rendimiento significa una mayor relación energía térmica/energía eléctrica, también denominada relación calor/electricidad, RCE.

La utilización de una turbina de contrapresión en un sistema de cogeneración implica que el vapor será extraído de la turbina a la presión y temperatura requeridas en el proceso. Puesto que la potencia generada está limitada por la diferencia de entalpías entre la entrada y la salida, es evidente que para un cierto gasto, la potencia aumentará incrementando la temperatura y presión del vapor de entrada a la turbina.

Indudablemente, este aumento en las condiciones del vapor se conseguirá a expensas de una mayor inversión en el generador de vapor y un incremento en los costes de operación. Por otra parte, un aumento de la demanda de vapor en proceso

implica una turbina mayor, lo cual generalmente conduce a aumentar la presión y temperatura del vapor generado, con el fin de alcanzar una tasa de rentabilidad aceptable en la inversión requerida.

El comportamiento básico de las turbinas de contrapresión, tiene las siguientes características:

- El rendimiento interno de las turbinas de contrapresión aumenta con la potencia.
- El rendimiento interno mejora al aumentar el grado de recalentamiento del vapor, como consecuencia de una reducción en las pérdidas debidas a la presencia de humedad.
- Cada turbina se diseña para una cierta relación de presión, de forma que el rendimiento disminuye si esa relación de presión es inferior o superior a la de diseño.

Para predecir la producción de electricidad de un sistema de cogeneración, es necesario conocer el comportamiento de la turbina a carga parcial. Para ello se utilizan unos gráficos, en los que se representa la potencia en función del gasto que atraviesa la turbina. La relación entre la potencia y el caudal másico es aproximadamente lineal, resultando así la denominada línea de Willans, que depende del diseño específico de cada turbina y es suministrada por el fabricante.

5.3.2.2 Turbinas de vapor de condensación con extracción

Desde el punto de vista de diseño, estas turbinas se pueden considerar como una de contrapresión y otra de condensación operando en serie. En este tipo de turbinas el vapor sale del generador y entra en la etapa de alta presión. En la extracción se obtiene un gasto igual a la demanda instantánea de vapor para proceso. Si el gasto de vapor generado es mayor que el demandado por el proceso, el resto se conduce a la presión de la condensación.

El gran interés de una turbina de condensación con extracción estriba en su capacidad de satisfacer una relación de energía térmica / eléctrica que puede variar en un intervalo amplio.

Cuando la demanda de vapor de proceso es elevada, la máquina funciona al 100% de extracción y es básicamente una turbina de contrapresión. Si la demanda de proceso disminuye, el exceso de vapor se envía a la sección de condensación, donde se genera una potencia eléctrica adicional. Si no existiera el cuerpo de baja presión, el

exceso de vapor tendría que ser venteado a la atmósfera, o bien, el generador de vapor tendría que funcionar a carga parcial, con la consiguiente disminución de su rendimiento.

Puesto que una turbina de este tipo consiste básicamente en dos turbinas en serie, cada una de ellas tendrá un rendimiento característico que dependerá del gasto de vapor. La sección de contrapresión presentará el rendimiento máximo al 100% de extracción y carga máxima. Por su parte, la sección de condensación presentará el máximo rendimiento a extracción cero y carga máxima. Por consiguiente, el rendimiento de la turbina será el resultado de ambos rendimientos.

En algunas ocasiones, el rendimiento puede ser maximizado mediante la instalación de dos turbinas, una de contrapresión y la otra de condensación [7]. Cuando la turbina de condensación no sea necesaria se para, juntamente con sus auxiliares, resultando un ahorro de energía. Por el contrario, en la turbina de dos cuerpos siempre existirán unas pérdidas en la sección de condensación, incluso cuando funciona al 100% de extracción. Por otra parte, en el caso de dos turbinas, para poner en funcionamiento la turbina de condensación es necesario un periodo previo de calentamiento.

Es importante señalar que, de acuerdo con la definición de cogeneración, solamente la potencia producida por el vapor que pasa a través de la sección de contrapresión es potencia cogenerada. En efecto, si la turbina operase con un flujo de extracción nulo, no habría vapor a proceso y por definición, no existiría cogeneración.

Puesto que una fracción importante de la energía que pasa a través de la sección de condensación de la turbina será finalmente perdida en el condensador, está claro que cuando la turbina funciona con un nivel de extracción inferior al 100%, el rendimiento global del sistema de cogeneración disminuirá sensiblemente. Este es precisamente el mayor inconveniente de este tipo de sistemas y la razón principal de que su implantación esté poco extendida.

No obstante, hay numerosas ocasiones en que esta configuración puede ser la más apropiada. Estas situaciones se pueden presentar en los casos siguientes:

- No existe la posibilidad de conectarse a una red eléctrica, de forma que el sistema de cogeneración ha de autogenerar toda la electricidad demandada.
- La energía requerida para producir el vapor está disponible a un bajo precio, bien a partir de un combustible residual, o porque es un calor residual que se recupera.
- La potencia producida por la turbina de condensación puede reducir los picos de demanda eléctrica y ello puede permitir reducir la potencia contratada.

- Si se trata de una planta industrial con varios grupos turbogeneradores, en funcionamiento normal la potencia generada por el cuerpo de condensación será mínima, pero puede ser utilizada como reserva cuando se produzca la parada de algún grupo.
- En proyectos de cogeneración conjuntos industria-compañía eléctrica, la potencia del cuerpo de condensación es otra fuente de generación, que podrá ser utilizada de acuerdo con las fluctuaciones de la demanda.

5.3.3 Cogeneración en ciclo combinado

Consiste en la aplicación conjunta de una turbina de gas y una turbina de vapor a contrapresión para la producción de energía eléctrica. Los gases de escape de la primera se utilizan para la producción de vapor a alta presión, en una caldera de recuperación o en una convencional. Este vapor es el que alimenta a la turbina de vapor, obteniéndose vapor a baja presión directamente aprovechable por el usuario (Figura 5.4).

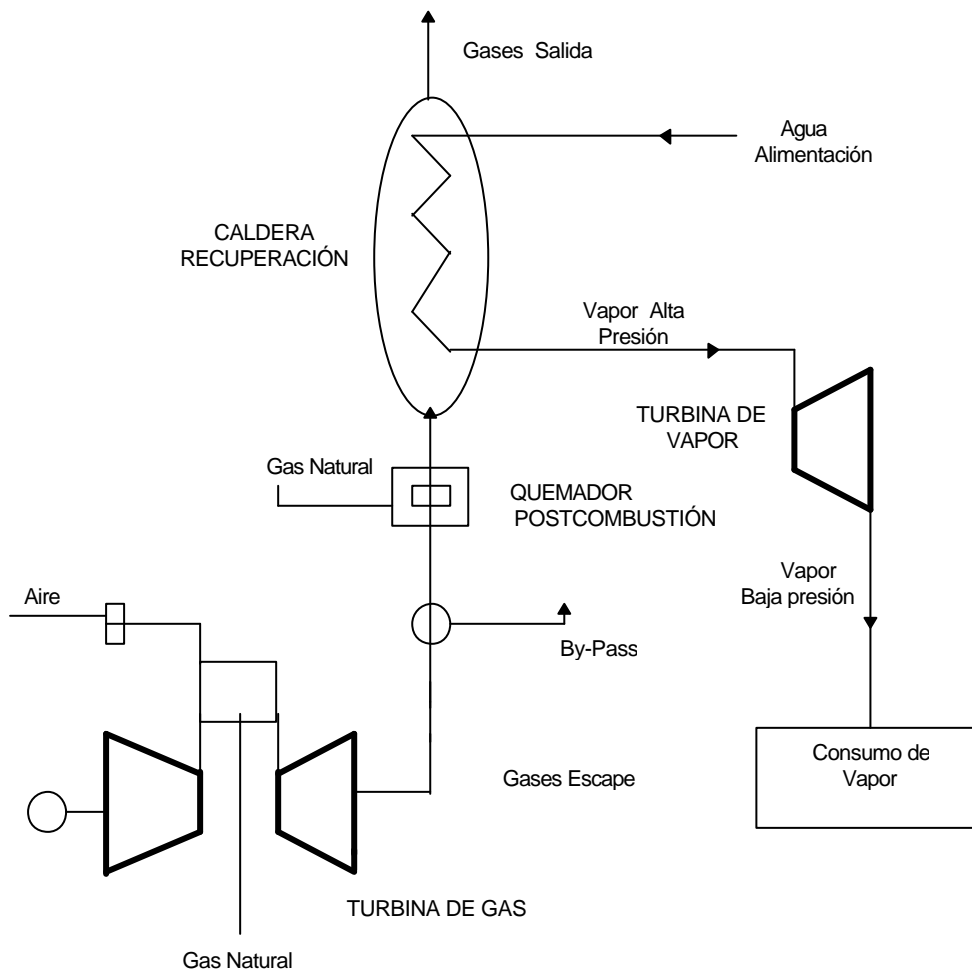


Figura 5.4.- Esquema cogeneración ciclo combinado

Este sistema presenta, como principal ventaja, un mayor rendimiento global en la producción de energía eléctrica en comparación con las alternativas anteriores, y comienza a resultar interesante para potencias eléctrica por encima de 3.5 MW.

5.3.4 Cogeneración con motor alternativo

Los motores alternativos, sean Diesel u Otto, también pueden emplearse para la cogeneración. Aunque conceptualmente el sistema no difiere mucho del basado en las turbinas de gas, presenta, sin embargo, algunas diferencias importantes. Con los motores alternativos se obtienen rendimientos eléctricos más elevados, pero hay mayor dificultad en el aprovechamiento de la energía térmica de los gases de escape, ya que poseen un nivel térmico inferior y muy repartido (circuitos de refrigeración del motor).

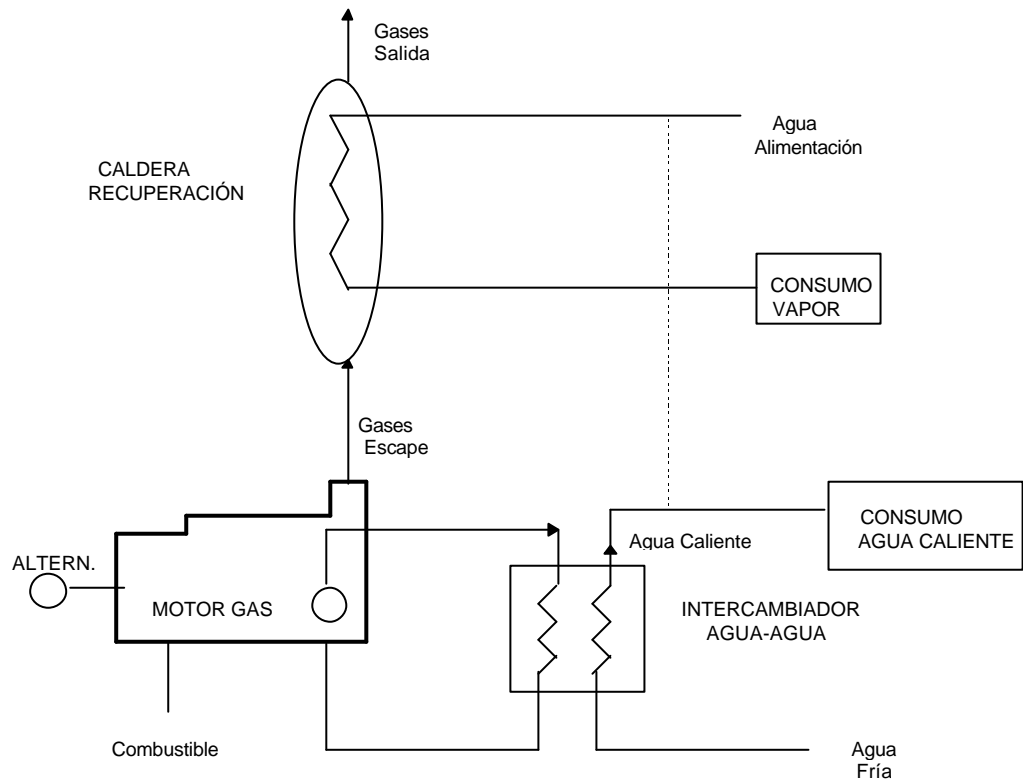


Figura 5.5.- Esquema cogeneración motor alternativo

Entre las aplicaciones más frecuentes de estos sistemas están:

- Producción de vapor de hasta 15 bar con el calor de los gases y producción de agua caliente a 85-90°C con el calor de refrigeración del motor (Figura 5.5).

- Producción de agua caliente a 85-90°C con el calor de refrigeración del motor, aumentando posteriormente su nivel térmico hasta 100°C con el calor de los gases de escape.
- Recuperación directa de los gases en procesos de secado, producción de CO₂, etc.
- Generación de aire caliente con intercambiadores adecuados.

Estos sistemas presentan la ventaja de su flexibilidad de funcionamiento, lo que les permite responder de manera casi inmediata a las variaciones de potencia, sin que ello conlleve un gran incremento en el consumo específico del motor. Esto los capacita para trabajar de manera continua separadamente de la red eléctrica, con usuarios que presenten una demanda eléctrica variable, o bien funcionar en paralelo con la red, modulando su potencia de modo que no se llegue a exportar energía eléctrica a la red.

En cuanto a los combustibles, los motores alternativos pueden utilizar líquidos (gasóleo, fuelóleo ligero o pesado, etc.) o gaseosos (gas natural, GLP, etc.).

TIPO	VENTAJAS	DESVENTAJAS
TURBINA DE GAS	<ul style="list-style-type: none"> - Amplia gama de aplicaciones. - Muy fiable. - Elevada temperatura de la energía térmica. - Rango desde 0.5 a 100 MW. - Gases con alto contenido en oxígeno. 	<ul style="list-style-type: none"> - Limitación en los combustibles. - Tiempo de vida relativamente corto.
TURBINA DE VAPOR	<ul style="list-style-type: none"> - Rendimiento global muy alto. - Extremadamente segura. - Posibilidad de emplear todo tipo de combustible. - Larga vida de servicio. - Amplia gama de potencias. 	<ul style="list-style-type: none"> - Baja relación electricidad/calor. - No es posible alcanzar altas potencias eléctricas. - Puesta en marcha lenta. - Coste elevado.
MOTOR ALTERNATIVO	<ul style="list-style-type: none"> - Elevada relación electricidad/calor. - Alto rendimiento eléctrico. - Bajo coste. - Tiempo de vida largo. - Capacidad de adaptación a variaciones de la demanda. 	<ul style="list-style-type: none"> - Alto coste de mantenimiento. - Energía térmica muy distribuida y a baja temperatura.

Tabla 5.1.- Comparación de las distintas alternativas de cogeneración

Existe otra posibilidad de recuperación térmica en las instalaciones de cogeneración, que consiste en la producción de frío industrial y aire acondicionado

mediante máquinas de absorción, las cuales pueden funcionar con vapor o agua caliente, siendo posible su aplicación con cualquiera de las opciones antes reseñadas.

Finalmente, en la tabla 5.1 se ha representado un resumen comparativo de las ventajas e inconvenientes de los distintos sistemas de cogeneración.

5.3.5 Otras tecnologías

Existen también otras tecnologías que se pueden aplicar en el campo de la cogeneración, algunas ya plenamente desarrolladas y otras que podrán ser utilizadas en un futuro inmediato. Así nos encontramos con los *motores Stirling*, que presentan varias ventajas sobre los motores alternativos convencionales, entre las que podemos citar un mayor rendimiento térmico, un impacto ambiental más reducido, tanto en lo que se refiere a la emisión de contaminantes como de ruido, y sobre todo, la posibilidad de utilizar combustibles alternativos [2].

El mayor esfuerzo de investigación y desarrollo sobre motores Stirling se ha realizado en un rango de potencias pequeñas, inferiores a 300 CV. Solo en estos últimos años se está investigando sobre motores Stirling de hasta 2000 CV para sistemas de cogeneración en la industria.

Otra tecnología que se ha desarrollado recientemente está basada en *el ciclo de Rankine con fluido orgánico*. Estas máquinas consisten básicamente en un intercambiador de calor evaporador, una turbina y un sistema de control, siendo el agente de trabajo un fluido orgánico. Son apropiadas para la recuperación de calores residuales hasta unas temperaturas de 250°C, con unos rendimientos que se encuentran en torno al 20%.

Por último, señalaremos que una tecnología nueva que se presenta como muy prometedora en las aplicaciones de cogeneración es la de las *pilas de combustible*. Se caracterizan porque permiten la conversión directa de la energía química de un combustible en electricidad; no existen por tanto las etapas intermedias en la conversión de energía (energía química en calor, calor en energía mecánica, energía mecánica en eléctrica) y por consiguiente, el rendimiento térmico no viene limitado por el factor de Carnot.

En una pila de combustible, un gas combustible se oxida electroquímicamente liberando electrones en el ánodo y un oxidante, generalmente aire, se reduce captando electrones del cátodo. El resultado final es el flujo de electrones del ánodo al cátodo (generación de electricidad) y la oxidación de un combustible. Un flujo de iones en el electrolito completa el circuito eléctrico.

Las pilas de combustible se clasifican según la naturaleza de los iones en el electrolito. Las más desarrolladas son las de carbonato fundido. La producción típica de una pila es entre 0,5 a 1 V DC, de manera que se necesita disponer en serie de un elevado número para producir un voltaje apropiado. Si se requiere generar corriente AC, se necesita disponer de un inversor. Estos equipos, funcionan con unos elevados rendimientos, típicamente del 98%.

Son numerosas las ventajas que presentan las pilas de combustible. Además del elevado rendimiento térmico que permiten alcanzar, desaparece prácticamente la contaminación atmosférica y posibilitan eliminar la contaminación acústica, lo que las hace especialmente atractivas para su aplicación en los sectores residencial y terciario.

5.4 EFICIENCIA DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN

La eficiencia de los sistemas de cogeneración viene determinada por el uso de la energía térmica en los centros de consumo (industria, sector terciario y sector primario). De otra forma, esta energía térmica debería producirse con combustibles fósiles. Es decir, tenemos que ver a la cogeneración como un proceso para producir energía térmica que sustituye el uso de combustible fósil, generando electricidad en este mismo proceso.

Sin embargo, la economía de la cogeneración se justifica por la producción eléctrica y no por la producción de calor, ya que el valor de éste es, como mucho, el del combustible sustituido que no permitiría recuperar las inversiones necesarias que vienen determinadas por las instalaciones productoras de electricidad.

Así, si producimos el calor (V) que demanda un consumidor (p. ej. en forma de vapor de agua) la nación se evita el consumo de combustible que este industrial emplearía en su caldera (con una eficiencia del 90%) (V/0,9). Si en este proceso se produce electricidad (E) con un consumo global de combustible (Q) se pueden establecer los siguientes índices de eficiencia [8]:

- Rendimiento eléctrico $RE = \frac{E}{Q}$

- Rendimiento térmico $RV = \frac{V}{Q}$

- Rendimiento global $RG = \frac{E+V}{Q}$

Estos valores son, en general, muy inferiores a los obtenibles en instalaciones dedicadas específicamente a cada tipo de energía, cuyas eficiencias típicas son las siguientes:

- $RV = 0,85$ a $0,93$ Para conversión de energía de un combustible en energía térmica (vapor) (valor de referencia = $0,90$).
- $RE = 0,35-0,45$ Para producción de electricidad en ciclos de turbina de vapor con combustible fósil (valor de referencia = $0,40$).
- $RE = 0,50-0,58$ Para producción de electricidad en ciclos combinados de gas y vapor a partir de gas natural (valor de referencia = $0,55$).

Las eficiencias en plantas de cogeneración de electricidad y calor calculadas por separado, dan los siguientes valores:

- $RE = 0,25-0,40$ Para plantas de cogeneración (producción de electricidad).
- $RV = 0,50-0,45$ Para plantas de cogeneración (producción de energía térmica).

Sin embargo, cuando se realiza el balance conjuntamente, el rendimiento global alcanza valores entre $0,70$ y $0,90$.

El índice de eficiencia que mejor se adapta al concepto de cogeneración es el rendimiento eléctrico equivalente (REE) que establece la eficiencia de la producción de la electricidad de una planta sobre el combustible atribuible a esta producción calculado como el consumo total de combustible (Q) descontando el que se hubiera consumido ($V/0,9$) para producir el calor útil suministrado (V). Es decir:

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{0,9}}$$

Los valores de REE pueden oscilar entre $0,55$ y $0,90$, según el diseño de la planta. Este índice de eficiencia es directamente comparable con los indicados anteriormente de producción eléctrica y estas eficiencias pueden ser superiores en un $30-50\%$ a las centrales térmicas convencionales y entre un $20-30\%$ superiores a los ciclos combinados más modernos.

En realidad, la eficiencia de un proceso no tiene sentido en sí misma y por este motivo, el verdadero objetivo de la cogeneración es el ahorro de energía primaria (AEP) en la producción de electricidad (E) y calor (V) con respecto a la producción de $E+V$ por separado. Así, si consideramos que la electricidad E se produce en un ciclo combinado de eficiencia RE y el calor V se produce en un generador de vapor de eficiencia RV , el consumo de energía primaria (EP) para este proceso será de:

$$EP = \frac{E}{RE} + \frac{V}{RV}$$

Si E y V se producen en una planta de cogeneración que consume para ello Q unidades de combustible, el ahorro de energía primaria (AEP) será:

Consumo de energía primaria al producir por separado la electricidad y el calor.
Consumo de energía primaria en una cogeneración para producir la misma cantidad de electricidad y calor

$$AEP = EP - Q$$

siendo:

EP = Consumo de energía primaria al producir por separado la electricidad y el calor.

Q = Consumo de energía primaria en una cogeneración para producir la misma cantidad de electricidad y calor

A partir de las expresiones anteriores de EP y REE y considerando RV con un valor de 0,9, resulta:

$$AEP = \frac{E}{RE} - \frac{E}{REE}$$

Si se compara este ahorro de energía primaria (AEP) de la cogeneración con la energía primaria necesaria para producir la misma electricidad en una central convencional de eficiencia RE, se tiene:

$$\frac{AEP}{EP_E} = \frac{\frac{E}{RE} - \frac{E}{REE}}{\frac{E}{RE}} = 1 - \frac{RE}{REE}$$

Este índice, multiplicado por 100, es lo que denominamos **ÍNDICE DE CALIDAD (IC)** y es altamente significativo y útil.

$$IC = \left(1 - \frac{RE}{REE}\right) \cdot 100$$

El índice de calidad IC es adimensional y es el tanto por ciento de ahorro de energía primaria de una planta de cogeneración (de un valor conocido de REE) con respecto a una planta de generación eléctrica con eficiencia RE.

5.5 PANORAMA ACTUAL DE LA COGENERACIÓN

En la actualidad existe un creciente uso de la cogeneración en diferentes países [9],[10]. En la Figura 5.6 se presenta un resumen a nivel mundial del porcentaje de la cogeneración con respecto al total de la energía eléctrica producida en 1998.

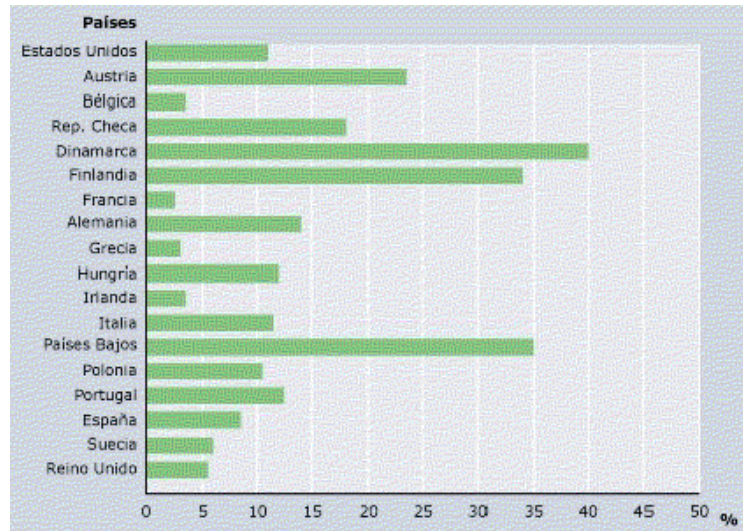


Fig. 5.6.- % de Cogeneración c/r al total de energía.

Los datos mostrados en la figura muestran una dispersión bastante importante, desde países con 30% o 40% de cogeneración, como Holanda o Dinamarca, a países con valores en torno al 2%, como es el caso de Francia y Grecia. Esta dispersión se debe en gran medida a la diversidad de políticas para promover la cogeneración. En efecto, en Holanda, Dinamarca y España, existe un fuerte incentivo para cogenerar, con políticas claras de compra y venta de energía, así como procedimientos para regular la interconexión de estos sistemas a las redes de suministro [10],[11].

A lo anterior podemos agregar la tendencia que ha experimentado la cogeneración en algunos países europeos. En la Tabla 5.2 se presenta un resumen de la situación en los países europeos que más fuertemente han desarrollado esta tecnología. También a modo de referencia en esta tabla se incluye a Estados Unidos.

Si se toma en cuenta que en estos países las tasas de crecimiento de la demanda eléctrica son inferiores al 7% anual, las cifras de la Tabla 5.2 implican un gran aumento de la participación de la cogeneración, y permiten vaticinar un aumento importante dentro del parque generador de cada país en los próximos años.

País	1995[MWe]	2000[Mwe]	% crecimiento
España	2112	3000	42.05
Holanda	5050	8000	58.42
Francia	675	1300	92.59
Reino Unido	3500	5000	42.86
USA	45000	54000	20.00

Tabla 5.2.- Desarrollo cogeneración

La cogeneración en España, en el sentido que hoy la entendemos como proyecto de optimización energética industrial, comienza prácticamente en 1986. Este límite temporal se mantiene igualmente si el criterio que se adopta es el tecnológico, ya que efectivamente ese año marca una separación neta entre los proyectos basados fundamentalmente en máquinas de combustión interna, tanto turbinas de gas como motores alternativos [2].

Sector	Potencia	%
Alimentación	39,3	4,5
Automoción	39,9	4,6
Cerámica	37,8	4,3
Madera	3,9	0,4
Papel	184,9	21,2
Químico	117,5	13,5
Textil	112,7	12,9
Vidrio	1,2	0,1
Refino	329,5	37,8
Terciario	4,3	0,5
TOTALES	871	100

Tabla 5.3.- Distribución sectorial

Con relación a este año de 1986, las grandes cifras que definen el estado de la cogeneración son las siguientes:

- Potencia instalada antes de 1986: 750 MW
- Potencia instalada entre 1986 y 1992: 871 MW

En la tabla 5.3 se muestra la distribución por sectores, con sus respectivas potencias. Cuatro sectores (papel, químico, textil y refino) concentran el 80% de la potencia total. En el sector del papel, la importancia de la cogeneración se explica por el arraigo de estas tecnologías, como consecuencia precisamente de las características y necesidades del proceso de fabricación.

Respecto a los otros tres sectores, las características de sus procesos productivos, así como la existencia de calores y combustibles residuales justifican la fuerte implantación de la cogeneración. Es de destacar la potencia relativamente elevada de las plantas de cogeneración en el sector de refino, con una potencia media de 35 MW.

Con respecto a las potencias instaladas, aproximadamente el 40% de la potencia instalada se reparte en instalaciones menores de 10 MW y el 60% en instalaciones de potencia superior a 10 MW.

La distribución por tecnologías se presenta en la tabla 5.4. La turbina de gas en ciclo simple ocupa el primer lugar, seguido de la turbina de gas en ciclo combinado. En conjunto, la tecnología basada en turbina de gas supone el 92% de la potencia instalada.

Tecnología	Potencia	%
T.G. CS	510,1	58,6
T.G. CC	292,1	33,5
T.V.	60,3	6,9
M.A.	8,5	1,0
TOTALES	871	100

Tabla 5.4.- Distribución por tecnologías

La puesta en marcha del PAEE (Plan de Ahorro y Eficiencia Energética) en 1991 aceleró de forma importante el desarrollo de la cogeneración en España.

En los sectores residencial y terciario, a diferencia del sector industrial, la demanda de energía depende especialmente de las condiciones climatológicas y de las costumbres en la utilización de la energía y se caracteriza, como hemos dicho antes, por presentar grandes fluctuaciones horarias y estacionales. Además los consumos eléctricos se presentan principalmente en horas punta y de llano, de forma que el precio de la electricidad es muy superior al del sector industrial.

Por otra parte, existe la posibilidad de mejorar la curva monótona de demanda térmica, simultaneando la cogeneración con la producción de refrigeración mediante máquinas de absorción. Todo ello hace que la aplicación de la cogeneración en estos sectores se presente como muy atractiva.

Acogiéndose a las leyes que se han promulgado en España desde 1982, y que implican una serie de ventajas para el auto generador, se han realizado varias instalaciones de cogeneración en estos sectores, que si bien a nivel individual tienen potencias y consumos no demasiado grandes, en conjunto presentan un potencial de ahorro energético nada despreciable.

Otra posibilidad de la cogeneración muy interesante consiste en el aprovechamiento del gas de biomasa producido en las plantas depuradoras de aguas residuales urbanas. Existe en España un número creciente de tales plantas, que en su proceso obtienen gas combustible con un alto porcentaje de metano (60-70%), como subproducto de la digestión anaeróbica de los lodos.

En las plantas de grandes ciudades, el gas producido puede utilizarse para accionar equipos de cogeneración de turbinas o grandes motores de gas. Para la mayoría de las ciudades más pequeñas, con la aparición de los equipos de cogeneración de tipo pequeño y modular, ese gas podría utilizarse para satisfacer todas las necesidades térmicas de la planta depuradora y el 70% o 80% del consumo eléctrico propio.

5.6 MODELO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE PLANTAS DE COGENERACIÓN (CHP)

El suministro eléctrico a la red desde las Plantas de Cogeneración (PC) difiere del obtenido de la generación convencional, propiedad de la compañía eléctrica. El flujo energético entre la red y un cogenerador interconectado dependerá de las características de la instalación, de las necesidades de la industria y del tipo de contrato suscrito entre el cogenerador y la compañía eléctrica. Se podrá disponer de un conocimiento a priori de dicha generación, según el momento del día, en función de los

programas establecidos; si bien, existirá en todo caso un nivel de incertidumbre mayor que el asociado a las unidades de generación propiedad de la compañía. Una de las razones de esta incertidumbre es que la industria velará primero por sus intereses, frente a la exigencia que estipule su contrato de servir energía a la red. Otra característica habitual de las PC es una capacidad de generación limitada.

Para la realización del modelo probabilístico de la PC, es necesario cuantificar de alguna manera las anteriores incertidumbres en el suministro de la planta de cogeneración. El enfoque empleado consiste en asignar en primer lugar una probabilidad a la decisión del propietario de la PC, sobre el interés (básicamente económico) de vender energía a la red o no y en segundo lugar unas probabilidades de fallo a los elementos de la planta y en función de todas éstas probabilidades y de su configuración, determinar la probabilidad efectiva de disponer de suministro eléctrico.

Una planta de cogeneración es un sistema complejo con muchos elementos, por lo que al modelarla deberá alcanzarse un compromiso entre el nivel de simplificación y el tiempo de cálculo impuesto por el modelo, en función de la aplicación que se esté desarrollando. Algunos parámetros de la PC a considerar son:

- Potencia máxima
- Número de unidades
- Estructura de generador de vapor común o compartido
- Ciclo de operación y límites energéticos
- Mantenimiento
- Tasas de fallo
- Tiempos de conexión

El modelo desarrollado para las Plantas de Cogeneración se ha realizado de forma similar al desarrollado para los Parques Eólico, en base a las siguientes consideraciones:

- Las plantas de cogeneración están constituidos por generadores síncronos.
- La decisión del propietario de la PC de vender energía a la red o no esta basad fundamentalmente en aspectos económicos: Si el coste de generación de la PC es menor que el precio de venta de la electricidad, el propietario vende energía eléctrica en caso contrario no..

- La potencia generada por la PC es la suma de las potencias generadas por todas las turbinas en funcionamiento de la planta y se obtiene a por medio de un método probabilístico, a partir de las probabilidades de fallo de los elementos que componen la PC, siendo la potencia suministrada a la red, la diferencia entre la potencia generada y la que consume el proceso en cada momento.
- Los generadores síncronos de la PC funcionan con un factor de potencia constante de 0,95.

El modelo de producción eléctrica de Plantas de Cogeneración desarrollado es un modelo estadístico, y el proceso seguido para su desarrollo consta de las etapas siguientes:

- Modelado de la decisión de conectar la planta de cogeneración a la red eléctrica.
- Modelado del número de generadores en funcionamiento en cada planta de cogeneración considerando el cálculo probabilístico del apartado anterior.

5.6.1 Modelado de la decisión de conectar las plantas de cogeneración a la red eléctrica.

Para modelar esta decisión se han considerado como elementos fundamentales para la toma de decisión el coste de generación del kwh en la Planta de Cogeneración y el precio de venta de la electricidad, el cual de acuerdo al RD 436/04 dependerá entre otros factores del modo de trabajo elegido por el propietario: según tarifa regulada o precio de mercado. Para determinar estos costes vamos a considerar dos plantas de cogeneración distintas, una con motor de gas y otra con turbina de gas dimensionadas ambas para cumplir con el rendimiento eléctrico equivalente.

5.6.1.1 Costes de generación.

Para determinar estos costes vamos a considerar dos plantas de cogeneración distintas, una con motor de gas y otra con turbina de gas, dimensionadas ambas para cumplir con el rendimiento eléctrico equivalente. Los parámetros técnico-económicos más relevantes que se han utilizado para su determinación: el coste de inversión unitario, la vida útil y el período de construcción considerado para obtener un Valor Actual Bruto en el momento de puesta en marcha. La amortización y retribución de esos costes de inversión más un coste fijo de operación y mantenimiento da lugar a los costes fijos anuales independientes de la producción que se realice. La consideración de los costes de combustible, teniendo en cuenta los rendimientos y los consumos auxiliares típicos de

las distintas tecnologías, y los costes variables de operación y mantenimiento, da lugar a unos costes variables. Los costes fijos resultantes más los costes variables dan lugar a un coste total del kWh para distintos niveles de utilización en cada tecnología [12].

Costes de inversión: Como costes específico de inversión se han considerado los siguientes:

Cogeneración (T. Gas)..... 700 €/kW

Cogeneración (M. Gas) 610 €/kW

Estos valores deben considerarse una mera referencia media, dado que se trata de tecnologías que están en constante evolución, y que a corto plazo bien puede dar lugar a costes mas bajos o incluso en periodos temporales la abundancia de pedidos de instalaciones de cogeneración puede dar lugar a un encarecimiento de la inversión por saturación de la capacidad industrial.

A partir de esos valores, teniendo en cuenta el período habitual de construcción de estas instalaciones y el perfil de inversiones asociado, se obtienen los intereses intercalares, estimados con una tasa real del 7%, que incrementan la inversión nominal dando lugar a un Valor Actualizado Bruto de la inversión en el momento de puesta en marcha, que para los casos considerados resulta:

Cogeneración (T. Gas)..... 720 €/kW

Cogeneración (M. Gas) 630 €/kW

Este VAB es el que representa finalmente los costes de inversión que se han anualizado a lo largo de la vida útil de la instalación (15 años) de forma que la amortización del principal más la retribución de la inversión suponga una anualidad constante.

Coste variable de generación de electricidad: Este coste está integrado por todos los costes necesarios para producir cada kWh de electricidad, sin incluir los costes de amortización de la instalación reflejados en el punto anterior.

Dicho coste depende de los siguientes factores:

- Coste del combustible utilizado en la instalación. En las instalaciones de cogeneración consideradas, está compuesto por el coste del combustible utilizado en la turbina o en el motor de gas.
- Ahorro de combustible debido al calor producido en la planta y utilizado en el proceso de fabricación. Si no hubiera planta de cogeneración, dicho calor habría que producirlo en una caldera convencional

- Coste de mantenimiento de la planta de cogeneración.
- Plantas con mejores rendimientos, tanto eléctricos como globales presentan menores costes de generación.

Básicamente, por tanto, el coste variable de generación de electricidad se puede desglosar en coste de combustible y coste de mantenimiento.

El coste de mantenimiento varía con el tipo y potencia de la instalación. En plantas de cogeneración de turbinas de gas se pueden estimar entre 0,30-0,60 c€/kWh, mientras que en motores, este coste varía entre 0,60 - 0,90 c€/kWh.

El **coste de combustible por kwh** producido se define de la siguiente forma:

$$\text{Coste de combustible (€/ kWh)} = \frac{\text{Coste de gas (€) - Ahorro por utilización calor (€)}}{\text{Electricidad generada (kWh)}}$$

El ahorro por utilizar el calor de la planta de cogeneración corresponde al coste que tendría la fábrica en comprar el combustible para poder producir su consumo de calor en una caldera convencional, en el caso en que no hubiera planta de cogeneración.

En el caso en que la caldera convencional tenga un rendimiento del 90%, el coste de combustible equivale a:

$$\text{Coste de combustible (€/ kWh)} = \frac{\text{Precio de gas (€/ kWh)(PCI)}}{\text{REE}}$$

	Central de ciclo combinado	Cogeneración			
		Turbina de gas		Motor de gas	
REE (%)	58	84	59	65	55
Precio gas (€/kWh)	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
Funcionamiento (horas)	5000	8000	8000	8000	8000
Coste de combustible (c€/kWh)	2,67	1,85	2,63	2,38	2,82
Coste de mantenimiento (c€/kWh)	0,30	0,45	0,45	0,75	0,75
Coste variable (c€/kWh)	3,57	2,30	3,08	3,13	3,57
Inversión (€/kWh)	380	720	720	630	630
Coste total de generación (c€/kWh)	4,397	3,285	4,067	4,001	4,434

Tabla 5.5.- Costes variables de generación de electricidad en plantas de cogeneración.

La tabla 5.5 muestra los costes variables de generación de electricidad en plantas de cogeneración de turbinas de gas y de motores. Se han realizado cálculos para plantas con buen rendimiento y para plantas con el mínimo rendimiento permitido. Se comparan los resultados con los valores para una central eléctrica de ciclo combinado. También se han calculado los costes totales, incluyendo los costes de capital. Para el cálculo del coste de capital se ha supuesto un coste de capital del 7 %, una vida de la planta de 15 años y un tiempo de funcionamiento de 5000 h/a para la central eléctrica y 8000 h/a para las plantas de cogeneración. El precio del combustible considerado ha sido de 1,55 cEur/kWh PCI [13].

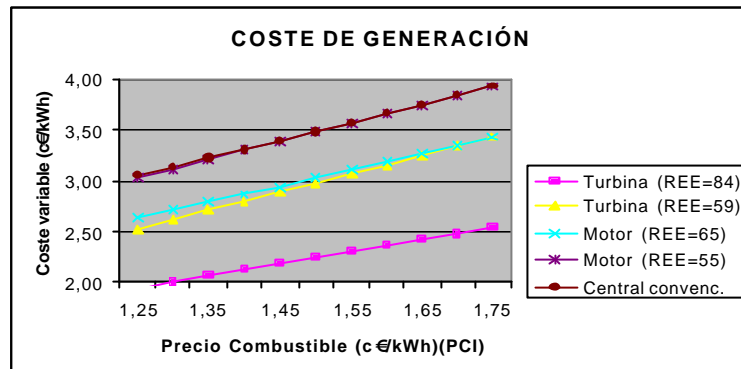


Fig. 5.7.- Comparación de costes variables de generación en PC.

En el gráfico de la figura 5.7 se pueden comparar los costes variables de generación de plantas de cogeneración con los de una central eléctrica convencional de ciclo combinado, en función del precio del gas natural. Y el gráfico de la figura 5.8 compara los costes totales de generación de plantas de cogeneración con los de una central eléctrica de ciclo combinado, en función del tiempo de operación de las plantas de cogeneración, suponiendo que el tiempo de operación de la central eléctrica está fijado en 5.000 h/a.

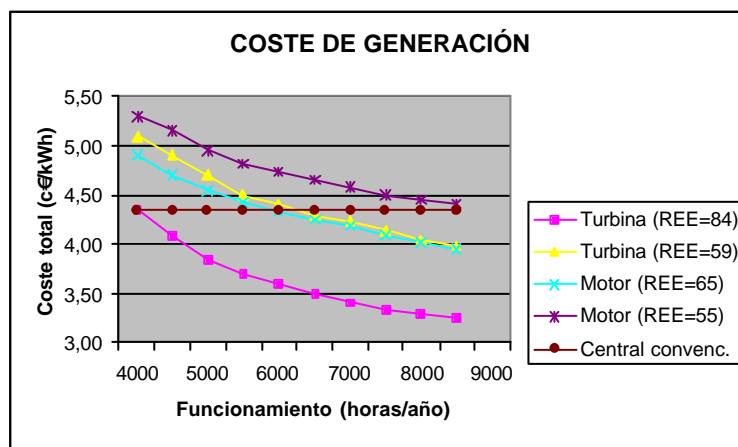


Fig. 5.8.- Comparación de costes totales de generación en PC

5.6.1.2 Precio de venta de la electricidad

Actualmente existe un mercado eléctrico basado en ofertas de electricidad realizadas por las compañías generadoras y demanda por parte de consumidores y por compañías comercializadoras. Básicamente, el sistema consiste en que con un día de antelación, las compañías generadoras realizan ofertas de la electricidad que pueden suministrar y los precios a que están dispuestos a venderla. Por otro lado, los consumidores realizan sus peticiones de la electricidad que tienen previsto comprar. La electricidad que se va a consumir se va adjudicando a los generadores que menor precio han ofertado, hasta que se ‘casan’ la oferta y demanda de cada hora del día. El precio correspondiente a la casación es el del ofertante al que se le ha adjudicado en último lugar, es decir, el de mayor precio.

De este modo, a cada hora del día le corresponde un consumo eléctrico previsto y un precio de dicha electricidad. Las variaciones que puede haber entre las previsiones y la realidad se ajustan en los que se denomina mercado intradiario. El precio final del mercado es la suma del precio del mercado diario con una serie de complementos. A continuación en la figura 5.9 se presenta una curva de demanda de un día en particular, así como la de precios de casación de ese mismo día.

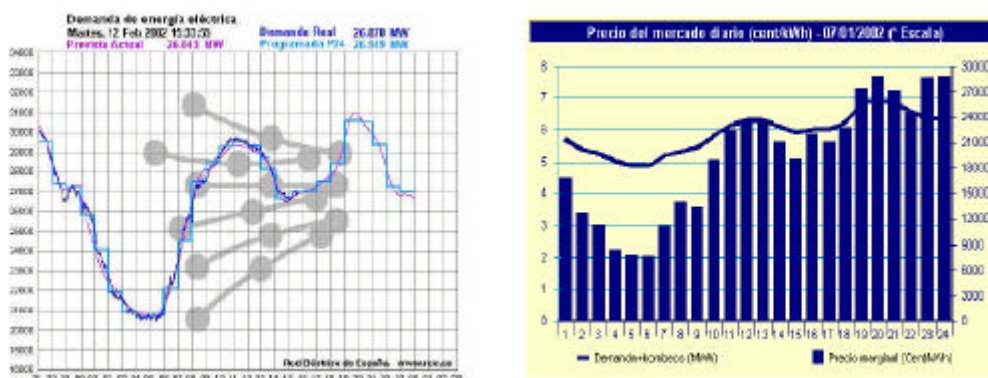


Fig. 5.9.- Curva de demanda diaria y precios de casación

En el ámbito del real decreto 436/2004, las instalaciones de cogeneración tienen derecho a que su electricidad siempre sea adquirida por el sistema eléctrico, y establece las retribuciones a la electricidad cogenerada en base a la tarifa eléctrica media del sistema eléctrico, resultando unas retribuciones siempre superiores a la de los regímenes anteriores (fig. 5.10) [14].

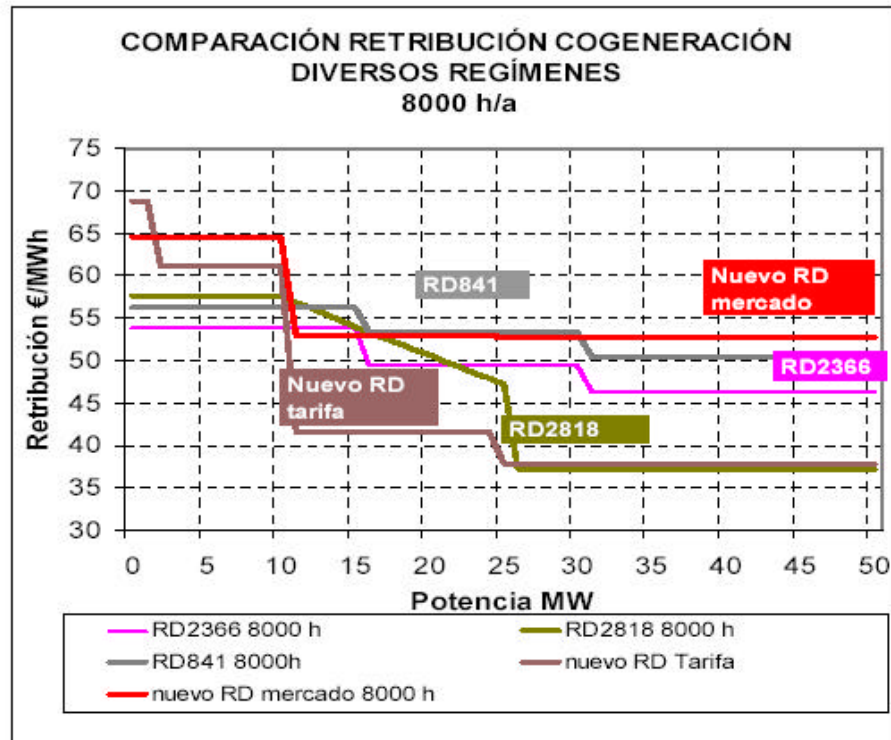


Fig. 5.10.- Retribuciones de cogeneración según distintos RD

Según este RD, la retribución de los excedentes de energía eléctrica generada, es función de la forma de venta elegida por el propietario y de la potencia de la PC, distinguiéndose las siguientes posibilidades:

- Vender excedentes a la empresa distribuidora: la retribución es básicamente una cantidad fija función de la tarifa eléctrica media (TEM):
 - Potencia ($P = 10 \text{ MW}$):
 Periodo de retribución: 10 años desde la puesta en marcha.
 $R = \text{Precio base (80\% de TEM)} + \text{Complemento por energía reactiva (ER)}$
 - Potencia ($10 \text{ MW} = P = 25 \text{ MW}$):
 Periodo de retribución: 15 años desde la puesta en marcha.
 $R = \text{Precio base (55\% de TEM)} + \text{ER} - \text{Desvíos (0,5\% de TEM)}$
 - Potencia ($25 \text{ MW} = P = 50 \text{ MW}$):
 Periodo de retribución: 20 años desde la puesta en marcha.
 $R = \text{Precio base (50\% de TEM)} + \text{ER} - \text{Desvíos (0,5\% de TEM)}$

- Vender excedentes libremente en el mercado: la retribución será el precio medio del mercado más una prima, más incentivos, y menos desviaciones de carácter técnico (ej.: cumplir o no con la programación, cumplir o no con el autoconsumo... etc). Tanto la prima como los incentivos son un porcentaje de la tarifa eléctrica media (TEM)

- Potencia ($P = 10 \text{ MW}$):

Periodo de retribución: 10 años desde la puesta en marcha.

$$R = \text{Precio Mercado } (\sim 40\% \text{ de TEM}) + \text{Prima } (30\% \text{ de TEM}) + \text{Incentivos } (10\% \text{ de TEM}) + \text{Garantía de Potencia (GP)} (4\% \text{ de TEM}) + \text{ER} - \text{Desvíos } (0,8\% \text{ TEM})$$

- Potencia ($10 \text{ MW} < P = 25 \text{ MW}$):

Periodo de retribución: 15 años desde la puesta en marcha.

$$R = \text{Precio Mercado } (\sim 40\% \text{ de TEM}) + \text{Prima } (5\% \text{ de TEM}) + \text{Incentivos } (20\% \text{ de TEM}) + \text{GP } (4\% \text{ de TEM}) + \text{ER} - \text{Desvíos } (0,5\% \text{ TEM})$$

- Potencia ($25 \text{ MW} < P = 50 \text{ MW}$):

Periodo de retribución: 20 años desde la puesta en marcha.

$$R = \text{Precio Mercado } (\sim 40\% \text{ de TEM}) + \text{Incentivos } (25\% \text{ de TEM}) + \text{GP } (4\% \text{ de TEM}) + \text{ER} - \text{Desvíos } (0,5\% \text{ TEM})$$

Las plantas de **más de 50 MW**, que estaban acogidas al RD2366/94 tienen derecho a percibir el mismo incentivo que las de P entre 25 y 50MW, y solo pueden acceder a esta forma de venta de electricidad.

La tarifa eléctrica media (TEM), es el cociente entre la totalidad de costes del Sistema Eléctrico Nacional y la totalidad de la electricidad adquirida al sistema por los usuarios finales.

La tarifa eléctrica media (TEM), (fig. 5.11) es la base de cálculo de la tarifa eléctrica, y presenta las ventajas de que es previsible y no tiene variaciones bruscas (la previsión de incremento es de $\sim 1,4\%$ anual) y afecta por igual a todos los agentes del mercado eléctrico.

La TEM en 2004 fue de $7,2072 \text{ c€/kWh}$

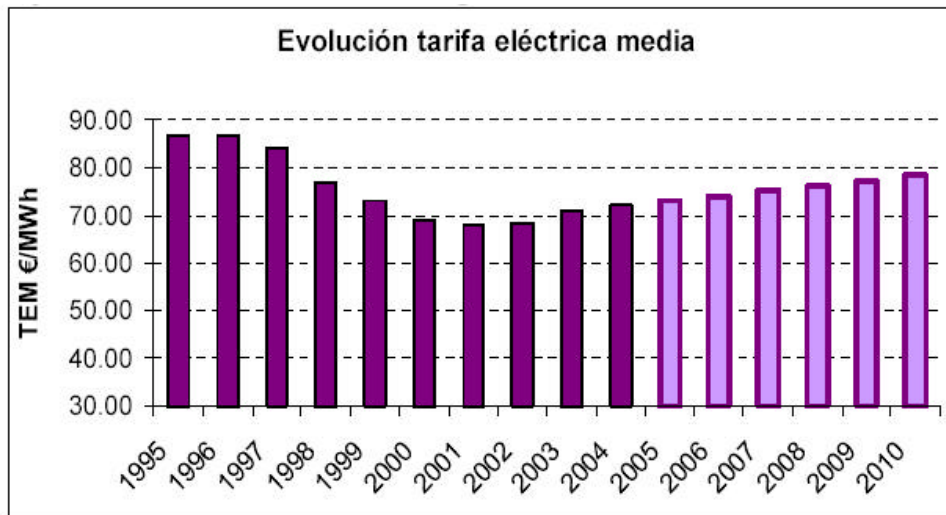


Fig. 5.11.-Evolución de la tarifa eléctrica media (TEM)

5.6.1.3 Modelado de la decisión

El año 2004 ha supuesto una rehabilitación para la cogeneración a través de nuevas legislaciones aparecidas recientemente tanto en Europa (Directiva 2004/8 CE sobre la promoción de la cogeneración en base a la demanda del calor útil, Directiva de Comercio de emisiones) como en España con el RD 436/2004, el cual, como se ha explicado en el apartado anterior establece unas retribuciones a la electricidad cogenerada en base a la tarifa eléctrica media del sistema eléctrico, superiores a la de los regímenes anteriores y da lugar a una mayor seguridad jurídica y estabilidad de primas e incentivos a la electricidad cogenerada, lo que permite estimar un nuevo potencial de desarrollo de la cogeneración, el cual se vio frenado por el RD 2818/98 (fig. 5.12), tanto en instalaciones como en horas de funcionamiento año (fig. 5.13) [14].

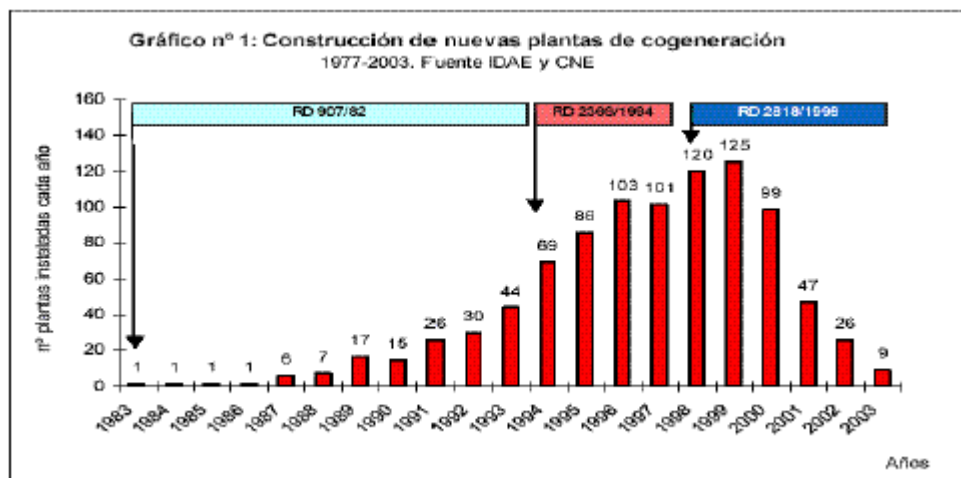


Fig. 5.12.- Impacto RD 2818/98 en el desarrollo de la cogeneración en España

	2002	2004	2007	2011
Potencia instalada MW	5.580	5.812	6.415	7.550
Horas operacionales	4.734	6.000	6.500	6.700
Electricidad de Cogeneración GWh	29.730	34.870	41.697	50.580
A red sistema	18.261	22.331	27.520	33.385
A autoconsumo	11.469	12.539	14.177	17.199

Fuente: Estimación de Cogen España a partir de los documentos de la CNE y de Planificación del MINECO

Fig. 5.13.- Expectativas de evolución de la cogeneración en España

En este nuevo entorno de desarrollo de la cogeneración, propiciado por el RD 436/04, que establece una mejora de las retribuciones por la venta de electricidad, sobre todo en la opción de mercado, y una vez que el propietario determina sus costes de generación los cuales, entre otros factores estarán directamente relacionado con la eficiencia energética de la instalación (REE) y con las horas de funcionamiento además de cómo es lógico con el precio del combustible. Si en la comparación costes de generación, precio de venta de electricidad, resulta mayor este último término se considera que el propietario de la PC decidirá vender los excedentes a la red eléctrica lo cual realizará excepto en los casos que en estas condiciones exista algún impedimento como pueden ser: paradas en su proceso productivo, bien previstas por mantenimiento o imprevistas como averías, problemas en las líneas eléctricas de la red de distribución, etc. Teniendo en cuenta estas posibles incidencias, se considera que en las condiciones descritas, la probabilidad de que la planta de cogeneración suministre sus excedentes eléctricos a la red eléctrica, oscilara aproximadamente entre el 90% y el 100%, y a partir de estos datos utilizando el método descrito anteriormente para generar distribuciones Binomiales, se obtiene la variable de Bernuilli (D_h), que representara si la PC esta conectada a la red o no. La obtención de esta variable se hace de la siguiente forma:

1. Para cada hora, generamos $U_h \cong U(0,1)$, donde $h = 1, \dots, n$
2. Si $U_h \leq 1-p_h$ entonces $D_h=1$, en otro caso $D_h=0$;

donde:

- h indica la planta de cogeneración
- p_h es la probabilidad de que una PC no esté conectada a la red eléctrica.

5.6.2 Modelado del n° de generadores disponibles en las plantas de cogeneración.

Los elementos que componen una planta de cogeneración debe presentar una alto grado de disponibilidad, así como un buen comportamiento durante su operación. Un comportamiento adecuado durante el servicio, en el caso de un elemento tan crítico como la turbina, implica un buen funcionamiento mecánico en todo el rango de carga, así como de una regulación estable en caso de perturbaciones.

Con el fin de poder asegurar un servicio sin problemas durante años, es imprescindible que la planta siga un programa de mantenimiento. Estos programas son establecidos por los fabricantes de los equipos y son el resultado de la experiencia de muchos años en la construcción y explotación de las plantas de cogeneración. Generalmente un programa de mantenimiento comprende los aspectos siguientes:

- Inspecciones durante el servicio.
- Inspecciones durante las paradas previstas.
- Revisiones intermedias.
- Revisiones principales.

En cuanto a posibles fallos de estas instalaciones el tipo de averías más importantes que se puede presentar en un grupo de cogeneración y que en algunos casos pueden dar lugar a la parada total del mismo:

- Fallo de las válvulas de control.
- Fallo en los álabes por resonancia.
- Vibración de la máquina
- Entrada de agua a la turbina.
- Erosión.
- Fatiga
- Fallo por tensión térmica.
- Corrosión y tratamiento del agua.

Desde hace ya años, las empresas eléctricas establecen estadísticas de explotación sobre sus instalaciones, lo que permite disponer de datos sobre su fiabilidad y disponibilidad. Desgraciadamente, éste no es el caso de las instalaciones de cogeneración industriales, no disponiéndose en general del mismo nivel de datos de éstas últimas sobre su funcionamiento, interrupciones de servicio previstas y no

previstas, así como sus causas, etc., aunque con los datos disponibles se puede estimar que un equipo de cogeneración teniendo en cuenta sus tasas de fallo, tiempos de reparación y paradas de mantenimiento esta operativo ≈ 8500 horas/año, lo que supone una probabilidad de fallo del 3%.

Consideremos la configuración particular que muestra la figura 5.7, donde un elemento común generador de vapor, alimenta en paralelo a dos grupos turbina-generator (G_1 , G_2), con sus respectivos transformadores (T_1 , T_2) y protecciones (S_1 , S_2). La alimentación de la carga y la conexión a la red de distribución se realiza a través de las protecciones S_c y S_{co} , respectivamente. La unión a la red se efectúa mediante una rama con los elementos de corte, medida y protección oportunos. En la figura se simplifica considerando las protecciones S_{r1} y S_{r2} y el trafo T_r . [15]

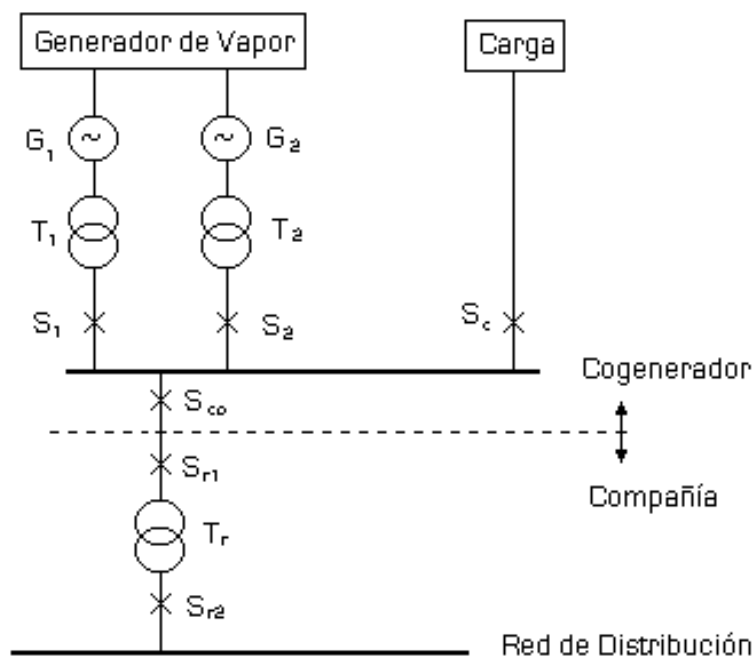


Figura 5.14. Modelo de planta de cogeneración de turbina de vapor

Para el cálculo de la probabilidad efectiva de disponer del suministro de potencia de la planta de cogeneración, se aplica el método de construcción del diagrama lógico, con la agrupación en serie y paralelo de los elementos del modelo.

Se puede determinar la probabilidad de no disponer del suministro de alguno de los generadores, como consecuencia de un fallo en las ramas en paralelo 1 y 2, a partir de las probabilidades de que no estén operativas las unidades de generación (p_{g1} , p_{g2}), los transformadores (p_{t1} , p_{t2}) o las protecciones (p_{s1} , p_{s2}):

$$p_1 = 1 - (1-p_{g1})(1-p_{t1})(1-p_{s1})$$

$$p_2 = 1 - (1-p_{g2})(1-p_{t2})(1-p_{s2})$$

De manera análoga, se obtiene la probabilidad de fallo derivada de los elementos de la instalación cuya avería originaría la parada de ambos generadores (P_r), incluyendo al generador de vapor (con probabilidad de fallo p_{gv}) y a los elementos de la rama de unión a la red S_{co} , S_{r1} , S_{r2} y T_r (con probabilidades de fallo p_{sco} , p_{sr1} , p_{sr2} y p_{tr} , respectivamente):

$$p_r = 1 - (1-p_{gv})(1-p_{sco})(1-p_{sr1})(1-p_{tr})(1-p_{sr2})$$

A diferencia de las plantas de generación base, una característica de la cogeneración es su operación intermitente con posibles arranques y paradas de los generadores. Es oportuno considerar la posibilidad de no disponer del suministro del cogenerador al solicitarlo (p_a), como consecuencia del proceso crítico de arranque o de que el grupo esté fuera de servicio por mantenimiento.

Con las probabilidades de fallo calculadas anteriormente, la probabilidad de que un generador o turbina no este funcionando, viene dada por la expresión:

$$p_{hi} = p_i \cdot p_r \cdot p_a$$

donde:

- p_{hi} representa la probabilidad de que este en funcionamiento el generador i de la planta de cogeneración h

Una vez obtenido p_{hi} y considerando que todas las unidades de generación de la planta sean iguales, del mismo modo que en el parque eólico obtendremos la variable binomial T_h a partir de la suma de n de variables Bernouilli, el proceso seguido es el siguiente:

1. Si $D_h = 1$ entonces ir a 2, en caso contrario $T_h = 0$
2. Para cada hora, generamos $U_{hj} \cong U(0,1)$, donde $h = 1, \dots, n$ y $j = 1, \dots, m_h$
3. Si $U_{hj} \leq 1-p_{hj}$ entonces $Y_{hj} = 1$, en otro caso $Y_{hj} = 0$;
4. Hacer $T_h = Y_{h1} + Y_{h2} + \dots + Y_{h,j}$

donde:

- D_h indica si la PC esta conectada a la red eléctrica o no.
- h indica la planta de cogeneración
- n es el número de plantas de cogeneración.
- m_h es el número de generadores (o turbinas) de que disponemos en la planta de cogeneración h

- p_{hj} es la probabilidad de que un generador (o turbina) de la PC no esté funcionando. Esta tasa de fallo la calculamos a partir de:
 - N° medio de fallos (occ./año).
 - Tiempo medio de indisponibilidad por reparación (Horas / horas año) .
 - Tiempo medio de indisponibilidad por mantenimiento (Horas / horas año).
- T_h es el número de generadores disponibles en la Planta de Cogeneración en la un instante determinado.

5.6.3 Resultados

Una vez determinado con el modelo propuesto si la PC esta o no conectada a la red eléctrica y el número de generadores en funcionamiento en cada planta de cogeneración el siguiente paso es calcular la potencia suministrada por la PC a la red eléctrica en dichas condiciones.

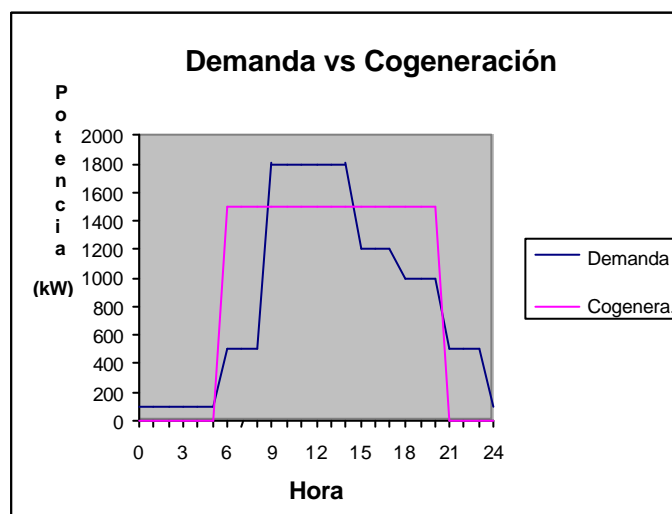


Fig. 5.15. Curva de generación y de demanda interna en una PC

La potencia suministrada a la red en ese instante será la diferencia entre la potencia consumida en la planta y la generada por la PC, y por tanto solo se podrá suministrar potencia a la red en el caso que la potencia generada sea mayor que la consumida.

En el ejemplo de la figura 5.8, considerando que debido al precio del kwh solo interesa vender en el periodo de 6 a 21h, únicamente se podrá suministrar energía a la red en los periodos de 6 a 9h y de 12h a 18 h, en los cuales la potencia generada (1500 kW) es mayor que la consumida.

5.6.4 Implementación del modelo.

El software desarrollado para implementar el modelo se ha realizado en lenguaje de programación Visual Basic 6.0. y presentado de forma que su utilización sea fácil para el usuario. La entrada de datos se realiza mediante una pantalla como la de la figura 5.9

Valores de los parámetros:

	1	2	3	4
Pr. no conectarse	0,1	0,15	0,2	0,2
Nº de generadores	15	10	20	10
Pr. fallo turbina	0,03	0,03	0,03	0,03
R	0,6	0,75	0,75	1
Pot. con. proceso	3	2	5	4

Fig.5.16. Pantalla de introducción de datos (Modelo de Plantas de Cogeneración)

La pantalla queda configurada con la introducción de los siguientes datos:

- Numero de plantas de cogeneración a considerar.

- “k” número de valores de potencias suministradas que queremos obtener. Cada valor representa la potencia suministrada por la planta en un determinado instante de tiempo, siendo la diferencia de tiempo entre cada valor calculado de 1 hora.
- “coste de generación” coste del kWh de energía eléctrica producido.
- “precio venta de electricidad” retribución por kWh excedente vendido a la red eléctrica.
- “Pr no conectarse” probabilidad de que un propietario decida no suministrar potencia a la red eléctrica cuando el precio venta de electricidad es superior al coste de generación.
- “Nº de generadores” número de generadores en cada planta de cogeneración.
- “Pr fallo generador” probabilidad de fallo de los generadores en cada planta de cogeneración.
- “R” potencia nominal de los generadores de cada planta de cogeneración.
- “Pot con proceso” potencia consumida en los procesos internos del propietario de la planta de cogeneración.

Una vez introducido los datos anteriores, al ejecutar el programa se obtiene un tabla de resultados, (tabla 5.5), en la cual cada columna contiene los siguientes:

fecha_hora	C1	C2	C3	C4	T1	T2	T3	T4	P1	P2	P3	P4
08/11/2004 12:58	1	1	1	1	10	15	17	20	7	10	10	13
08/11/2004 13:08	1	1	1	1	10	15	19	20	7	10	12	13
08/11/2004 13:18	1	1	1	0	9	15	20	0	6	10	13	0
08/11/2004 13:28	1	1	1	1	9	14	19	19	6	9	12	12
08/11/2004 13:38	1	1	0	0	9	15	0	0	6	10	0	0
08/11/2004 13:48	1	1	1	1	9	15	18	19	6	10	11	12
08/11/2004 13:58	1	0	1	1	10	0	19	19	7	0	12	12
08/11/2004 14:08	1	1	1	1	10	15	19	20	7	10	12	13
08/11/2004 14:18	1	1	1	1	10	15	20	20	7	10	13	13
08/11/2004 14:28	1	1	0	1	10	14	0	20	7	9	0	13
08/11/2004 14:38	1	0	1	1	9	0	20	19	6	0	13	12
08/11/2004 14:48	1	1	1	1	10	15	20	19	7	10	13	12
08/11/2004 14:58	1	1	1	1	9	15	19	20	6	10	12	13
08/11/2004 15:08	1	1	1	1	10	15	20	17	7	10	13	10

Tabla 5.6. Presentación de resultados (Modelo de Plantas de Cogeneración)

- Columna 1: “Fecha/Hora”

Contiene la fecha y hora a la que corresponden los datos de cada fila: decisión de conexión, nº de generadores disponibles y potencia suministrada a la red. Se ha considerado una diferencia de 1 hora entre cada fila de datos generados.

- Columnas 2 -5: “C1, C2, C3,,CN”

Estas columnas representan la decisión del propietario de la planta de cogeneración de vender energía a la red eléctrica o no. Para obtener este dato se considera que si el precio de venta de electricidad es mayor que el coste de generación la probabilidad de que el propietario decida vender energía a la red es mayor del 90 %.

- Columnas 6 -9: “t1, t2, t3,,tN”

Estas columnas contienen el número de generadores disponibles en cada momento en las distintas plantas de cogeneración. En el ejemplo de la tabla 5.5, se tienen 4 columnas (por ser consideradas para el estudio 4 plantas) y cada una de ellas T1, T2, T3, y T4 contiene el número de generadores disponible en las plantas de cogeneración en cada instante, determinados mediante el cálculo probabilístico anteriormente descrito.

- Columnas 10 -13: “P1, P2, Pz3,,PN”

Estas columnas contienen las potencias eléctricas suministradas a la red eléctrica en cada momento por las distintas plantas de cogeneración. En el ejemplo de la tabla 5.5, se tienen 4 columnas (correspondientes a 4 plantas) y cada una de ellas P1, P2, P3, y P4 contiene la potencia eléctrica suministrada a la red por cada planta, determinada teniendo en cuenta el número de generadores disponibles, la potencia generada por todos los generadores disponibles y la potencia consumida en los procesos internos.

5.7 CONCLUSIONES

El modelo desarrollado en este capítulo permite obtener de una forma novedosa la producción eléctrica de una planta de cogeneración y para ello consta de dos partes diferenciadas, en primer lugar se trata de obtener de la forma más fiable posible la probabilidad de que el propietario decida vender los excedente de energía eléctrica a la red o no, para ello se hace un análisis económico de los costes de generación y del precio venta de la electricidad para fundamentar esta decisión. Para la realización de este análisis comparativo se considera el nuevo entorno de desarrollo de la cogeneración, propiciado por el RD 436/04, que establece una mejora de las retribuciones por la venta de electricidad, sobre todo en la opción de mercado, y una vez que el propietario determina

sus costes de generación los cuales, entre otros factores estarán directamente relacionado con la eficiencia energética de la instalación (REE) y con las horas de funcionamiento además de cómo es lógico con el precio del combustible. Si en la comparación costes de generación, precio de venta de electricidad, resulta mayor este último término se considera que el propietario de la PC decidirá vender los excedentes a la red eléctrica lo cual realizará excepto en los casos que en estas condiciones exista algún impedimento como pueden ser: paradas en su proceso productivo, bien previstas por mantenimiento o imprevistas como averías, problemas en las líneas eléctricas de la red de distribución, etc. Teniendo en cuenta estas posibles incidencias, se considera en las condiciones descritas, que la probabilidad de que la planta de cogeneración suministre sus excedentes eléctricos a la red eléctrica, oscilara aproximadamente entre el 90% y el 100%, y a partir de estos datos el modelo desarrollado genera la variable, que representara si la PC esta conectada a la red o no.

En segundo lugar, mediante un método probabilístico en función de las probabilidades de fallo de los elementos de la instalación se determina la cantidad de electricidad generada en la planta de cogeneración y los excedentes que se pueden suministrar a la red. Para obtener dichas probabilidades de fallo, en el caso de las instalaciones de cogeneración industriales, desgraciadamente no se dispone en general, del mismo nivel de datos que se tiene en las empresas eléctricas sobre el funcionamiento de sus centrales generadoras, interrupciones de servicio previstas y no previstas, así como sus causas, etc., aunque con los datos disponibles se puede estimar que un equipo de cogeneración teniendo en cuenta sus tasas de fallo, tiempos de reparación y paradas de mantenimiento esta operativo ≈ 8500 horas/año, lo que supone una probabilidad de fallo del 3%.

Una vez determinada mediante el modelo desarrollado la energía eléctrica que puede suministrar la planta de cogeneración a la red eléctrica, entre otras aplicaciones, es posible evaluar el impacto que puede tener la introducción masiva de plantas de cogeneración en el sistema de distribución, tanto desde el punto de vista técnico: flujos de potencia, pérdidas en la red, variación de los niveles de tensión y estabilidad y su contribución al nivel de fallo, como desde el punto de vista de capacidad de la red: capacidad de transferencia disponible en el sistema de distribución (CTDD)..etc.

Bibliografía:

- [1] Fernández Beites, I. Generación distribuida ¿la generación del futuro?, *Revista ENERGUA*, xx: 144-148
- [2] Sala Lizarraga, J.M. "Cogeneración. Aspectos Termodinámicos, Tecnológicos y Económicos", *Ed. Universidad del País Vasco*, (1999).
- [3] Foster-Pegg, R.W. "Investigation on Coal-Fired Combustion Turbines for Cogeneration", *Workshop Proceedings: Dual Energy Use Systems*, EPRI, (1977).
- [4] Hart, A.B., Cutler J.B. "Deposition and corrosion in gas turbines" *Ed. J. Wiley* (1973).
- [5] Sawyer's Gas Turbine Engineering Handbook "Vol 1: Theor and design, turbomachinery" *Int. Publications* (1985).
- [6] Boyen, J.L. "Thermal Energy Recovery" *Ed. J. Wiley* (1978).
- [7] Polimero, G. "Energy Cogeneration Handbook – Criteria for Centra Plant Design", *Industrial Press*, (1981).
- [8] Roqueta, J.M., Guinda, V. "La cogeneración como sistema de eficiencia energética", *Eficiencia energética y cogeneración Ref COG0309PO, COGEN España*.
- [9] US Combined Heat and Power Association USCHPA, "Combbined Heat and Power in the USA", *Journal on Cogeneration and On Site Power Production COSPP*, Vol. 1, No.1, Jan-Feb. 2000, pp. 53-59.
- [10] K. Ito, "Powering Japan: Regulation and Innovation", *Journal on Cogeneration and On Site Power Production COSPP*, Vol. 1, No.1, Jan-Feb. 2000, pp. 76-85.
- [11] (España), "LOSEN, Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional", 31 de diciembre de 1994.
- [12] Marcos, J.M. "Costes de la generación eléctrica en algunas tecnologías", *Energua*, pp. 105-108 (<http://www.energuia.com>)
- [13] GT16 "Medio Ambiente y generación con gas", *VI Congreso Nacional del Medio Ambiente*
- [14] Roqueta, J.M., "La cogeneración en el sistema energético y en la política energética de España y de Europa", *COGEN España*. Junio 2004

- [15] Quiles, E, Evaluación de la fiabilidad en sistemas de distribución de energía eléctrica, *Tesis doctoral – Universidad Politécnica de Valencia*, (1997).

6 Capítulo 6

MÉTODOLOGÍA DE SIMULACIÓN Y RESULTADOS

6.1 INTRODUCCIÓN

La introducción de generadores adicionales en un sistema de distribución, como se ha explicado en capítulos anteriores, presenta un conjunto de nuevas condiciones en la red y como consecuencia la aparición de nuevos problemas técnicos que deben ser estudiados al considerar la conexión de Generación Distribuida. En este capítulo, a partir de los modelos desarrollados en los capítulos 4 y 5, se evaluará el impacto que produce la introducción masiva aleatoria de la Generación Distribuida en parámetros del sistema de distribución como son: Flujos de potencia, pérdidas, variaciones de tensión, niveles de fallo etc.

Es lógico pensar que este impacto de la introducción de la GD en los sistemas de distribución, dependerá de las condiciones en las cuales se implementa la GD, es importante, por tanto, tener en cuenta los factores que influyen en los parámetros que definen el comportamiento del sistema. Los principales factores que influyen en el impacto técnico de la GD en el sistema de distribución son:

- Cargas del Sistema

La generación local puede exceder el consumo local si la GD continua produciendo a sus valores nominales durante periodos de mínima carga. Como consecuencia, el flujo de potencia se invierte y puede dar lugar a inyecciones de potencia del sistema de distribución en el sistema de transporte, este absorbe el exceso de generación pero continua suministrando la potencia reactiva necesaria al sistema.

- Localización de la GD

La localización de la GD también impacta en las pérdidas en la red. Una localización estratégica de la GD puede reducir las pérdidas en la red, mientras que una localización inadecuada puede llegar a aumentarlas [2].

- Fuente primaria de la GD

La variabilidad de la fuente primaria de GD tendrá un impacto directo en la potencia que puede suministrar el GD a la red. En esta tesis, hemos considerado

un GD cuya fuente primaria es variable, como es el caso del generador eólico, y mediante el modelo explicado en el capítulo 6, obtenemos la potencia entregada a la red a partir del modelado de la velocidad del viento, y también consideramos un GD cuya fuente primaria es fija, una planta de cogeneración, y en este caso el suministro de potencia a la red independiente de esta fuente primaria.

- Conexiones de los transformadores

El cambio en la dirección normal del flujo de potencia puede presentar algunas veces problemas en los transformadores, en la operación automática de regulación de tensión. La conexión del transformador, también puede limitar la magnitud de la corriente de fallo en caso de cortocircuito. Sin embargo, en el caso de un fallo a tierra en conexiones Y(sin tierra) – D, puede dar lugar a la aparición de altas tensiones sobre los equipos [1].

Por tanto, para definir la metodología que se va a seguir para evaluar el impacto de la GD en el sistema eléctrico de distribución, es necesario considerar los anteriores factores, los cuales determinarán las condiciones de análisis del sistema. En el siguiente apartado se describe en detalle la metodología, definiéndose los sistemas eléctricos de distribución primaria utilizados para evaluar este impacto y los escenarios (condiciones de los sistemas) bajo los cuales se ha realizado esta evaluación.

6.2 METODOLOGIA

El objetivo de esta tesis es evaluar el impacto de la introducción masiva aleatoria de GD en los sistemas de distribución de energía eléctrica. Para ello hemos elegido las redes de distribución primaria, en las cuales el rango de tensiones normalmente es de 132 kV a 66 kV, y su forma es en anillo a diferencia de las redes de distribución secundaria donde prevalece la forma radial, y sus tensiones varían entre 66 kV y 11 kV, debido a que sobre estas últimas hay realizados numerosos estudios de redes radiales de distribución con GD, pero, sin embargo hay muy pocos de redes malladas con GD, es por ello que en esta tesis hemos elegido este tipo de redes de distribución con distintas zonas interconectadas para realizar el estudio.

El siguiente paso una vez elegido el tipo de red eléctrica donde se va a evaluar el impacto de la GD, ha sido definir las condiciones del sistema y para ello se han definido escenarios distintos, en los cuales varían las cargas del sistema y el nivel de la GD introducida.

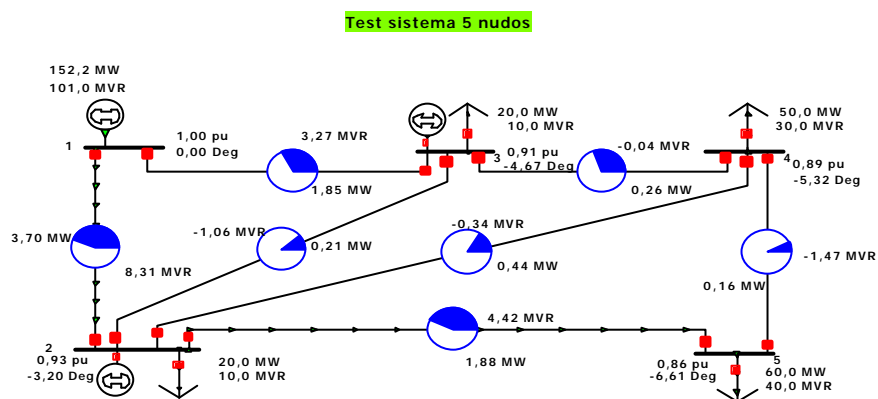
6.2.1 Sistemas eléctricos de distribución primaria

En esta tesis, para evaluar el impacto de la introducción masiva aleatoria de GD en sistemas de distribución primaria de energía eléctrica se han elegido los sistemas que a continuación se detallan:

- Sistema de distribución primaria en anillo de 5 nudos.
- Sistema de distribución primaria real en anillo de 37 nudos.

6.2.1.1 Sistema de Distribución en Anillo de 5 nudos

Para evaluar el impacto de la GD, se elige en primer lugar el sistema de 5 nudos, 132 kV, de la figura 6.1, con el fin de probar el funcionamiento de los modelos individuales de parque eólico y planta de cogeneración y evaluar el impacto de su introducción en un sistema pequeño y fácil de visualizar.



real, el impacto que tiene la introducción de la GD en el sistema, utilizando los modelos de producción de energía eléctrica desarrollados en los capítulos anteriores, para un conjunto de parques eólicos teniendo en cuenta los efectos de la correlación entre las velocidades del viento de los distintos parques y un conjunto de plantas de cogeneración. El sistema de distribución primaria dispone de cuatro plantas de cogeneración y de cuatro parques eólicos, en los cuales, la potencia que suministran dependen de la fuente primaria el viento, el cual se considera que esta correlacionado en los cuatro parques y por tanto, la potencia que pueden suministrar en un momento determinado al sistema.

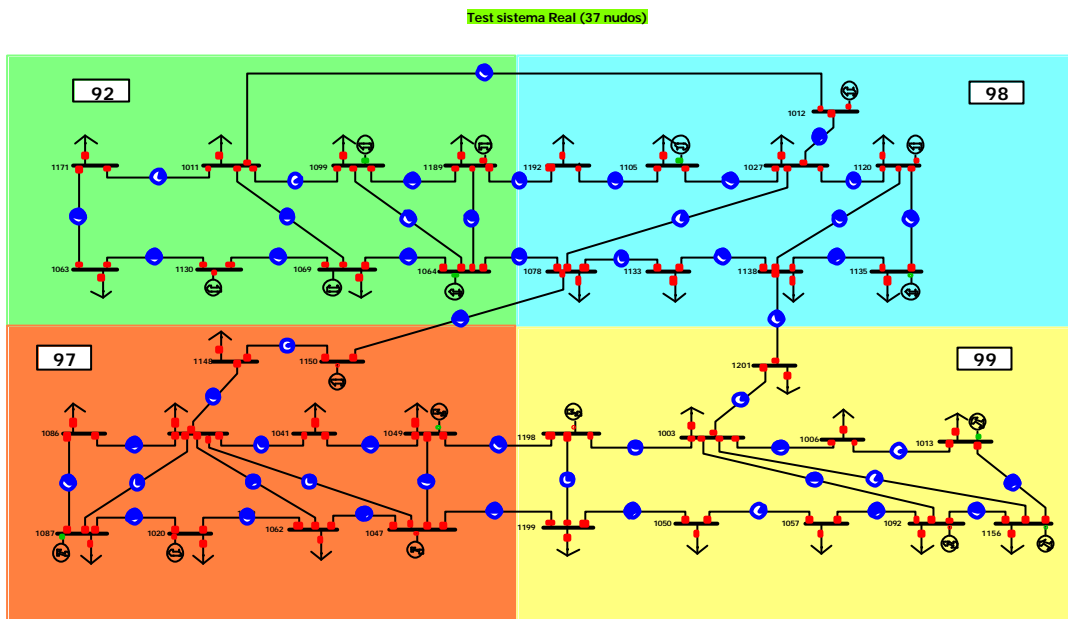


Fig. 6.2.- Sistema de distribución primaria en anillo de 37 nudos

Este sistema dispone de los siguientes generadores GD:

- Plantas de cogeneración en los nudos 1189 (92), 1049 (97), 1105(98) y 1013 (99).
- Parques eólicos en los nudos 1064 (92), 1087(97), 1135 (98) y 1156 (99), los cuales, la potencia que suministran dependen de la fuente primaria (el viento), la cual se considera que esta correlacionada y por tanto, la potencia que pueden suministrar en un momento determinado al sistema.

Las velocidades del viento dependen de la localización geográfica de los parques y en el Anexo E se encuentran los datos que definen para cada parque la distribución de Weibull de la velocidad del viento y la matriz de correlaciones entre las velocidades de los diferentes parques.

El sistema contiene 37 nudos los cuales están repartidos en 4 áreas (92, 97, 98 y 99). El nudo 1069 (92) es el nudo de referencia y dispone de subestaciones conectadas a la red de transporte, en los nudos 1130 (92), 1020 (97), 1047 (97), 1150 (97), 1012 (98), 1120 (98), 1092 (99) y 1198 (99).

Los parámetros del sistema se encuentran detallados en el Anexo D.

6.2.2 Escenarios

Para evaluar el impacto de la introducción masiva aleatoria de GD en los sistemas de distribución primaria, se va a estudiar en los escenarios que a continuación se describen el comportamiento de los sistemas descritos anteriormente analizando la variación de los siguientes parámetros: Flujos de potencia, pérdidas, variaciones de tensión, niveles de fallo y capacidades de potencia transferida.

Los escenarios son los siguientes:

- Escenario 1:

En este escenario consideramos los sistemas funcionando sin GD, en tres situaciones de carga distintas: hora valle (06:00 h.), llano (12:00 h.) y pico (20:00 h.) de un día normal

- Escenario 2:

En este escenario consideramos los sistemas funcionando con la GD conectada en los nudos correspondientes, idénticamente en tres situaciones de carga distintas: hora valle (06:00 h.), llano (12:00 h.) y pico (20:00 h.) de un día normal.

- Escenario 3:

En el sistema de distribución de 5 nudos además de los anteriores, se ha considerado este escenario extremo en el cual no existe generación convencional y la carga conectada en los nudos es menor que la generación de la GD.

En los escenarios 2 y 3, la potencia suministrada por la Generación Distribuida en cada situación es la obtenida a partir de los modelos desarrollados en los capítulos 4 y 5, en los parques eólicos la potencia generada básicamente dependerá de la fuente primaria (el viento) y en la plantas de cogeneración dependerá del precio de venta de la electricidad, el cual depende del precio de mercado y por tanto de la hora del día.

En cada escenario, asumimos las siguientes condiciones:

- 1) El sistema es equilibrado.
- 2) Las cargas son constantes en kW y kVAr
- 3) Todos los nudos de generación son subestaciones modeladas como generadores síncronos equivalentes a los de las grandes centrales.
- 4) Los generadores de GD se consideran con un factor de potencia constante. (0,95 para las plantas de cogeneración)
- 5) La potencia activa suministrada por el GD es constante.
- 6) La potencia reactiva consumida por los generadores asíncronos de los parques eólicos se considera constante e igual al 10% de la potencia activa suministrada.
- 7) Puesto que la mayoría de los fallos en los sistemas de distribución son fallos, Fase-Tierra [3], todos los fallos aplicados son de este tipo.
- 8) El simulador empleado calcula el fallo F-T utilizando una impedancia de fallo a tierra definida [4].
- 9) El simulador empleado considera la fase R como la fase donde se produce el fallo.

6.3 RESULTADOS

En este apartado se presentan los resultados de las simulaciones efectuadas en los distintos escenarios descritos en el apartado anterior.

6.3.1 Sistema de Distribución de 5 nudos

El primer sistema utilizado para evaluar el impacto de la GD utilizando modelos individuales de parque eólico y planta de cogeneración es el sistema de 5 nudos la figura 6.3, en la cual el Bus 1 es el “bus de referencia (slack bus)”. La carga que presentan los distintos buses en la figura es la que corresponde a las 12 h., de acuerdo a la curva de carga diaria para hacer la simulación a las 6 h se ha considerado que la carga es el 25% de la carga a las 12 h, y para la simulación a las 20 h se ha considerado una carga del 110% de la carga de las 12 h.

Test sistema 5 nudos

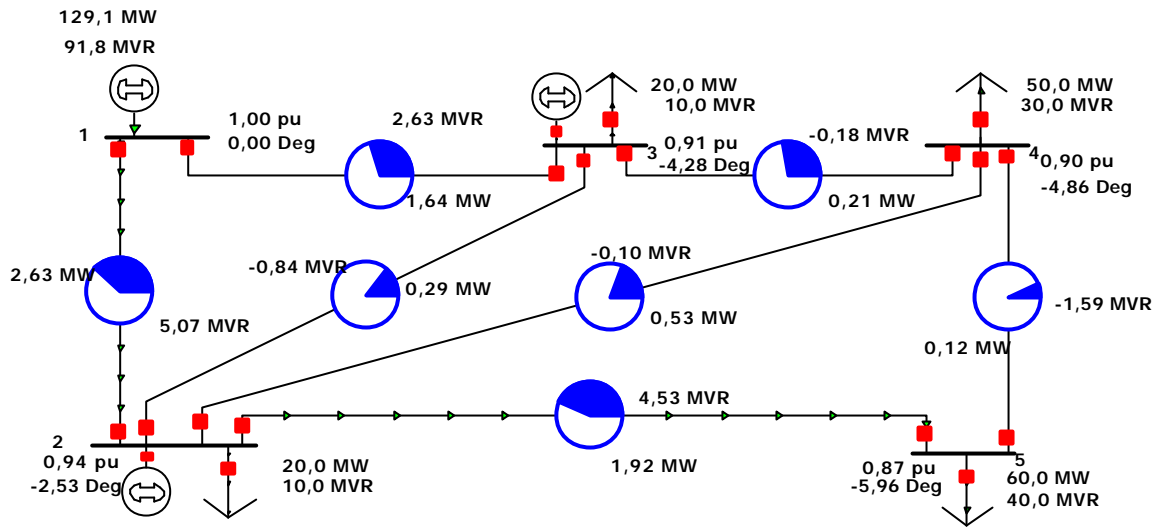


Fig. 6.3.- Sistema de distribución primaria de 5 nudos (12 h).

6.3.1.1 Flujos de potencia

La tabla 6.1 muestra el impacto de la GD en el flujo de potencia del sistema, a distintas horas del día. Los datos de la potencia de la GD para cada una de los horas se obtienen a partir de los modelos desarrollados en esta tesis y los resultados se muestran en el Anexo E.

Hora: 06:00		Potencia total de la red		Potencia de la GD	
		P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Sin GD		40,4	11,1	0	0
Con GD	<i>P. Eólica</i>			44,6	-4,6
	<i>P. Cogeneración</i>			30,0	9,6
	Total	40,3	5,9	74,6	7,7
Hora: 12:00		Potencia total de la red		Potencia de la GD	
		P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Sin GD		159,2	105,1	0	0
Con GD	<i>P. Eólica</i>			2,3	-0,3
	<i>P. Cogeneración</i>			26,0	8,0
	Total	157,3	99,5	28,3	7,7

Hora: 20:00		Potencia total de la red		Potencia de la GD	
		P (MW)	Q (MVA _r)	P (MW)	Q (MVA _r)
Sin GD		176,5	121,6	0	0
Con GD	<i>P. Eólica</i>			46,0	-4,6
	<i>P. Cogeneración</i>			30,0	9,6
	Total	171,3	105,3	76,0	5,0

Tabla 6.1.- Potencia en la red a las 6h, 12h y 20 h..(Sistema de 5 nudos)

Los resultados muestran que cuando existe GD en el sistema, en primer lugar, disminuyen los flujos de potencia pudiendo llegar en determinados casos a invertir su sentido e incluso a inyectar potencia en la red de transporte como ocurren a las 6:00 h, cuando la carga local del sistema es menor que la potencia generada por la GD.

En segundo lugar, también es interesante resaltar que así como la potencia suministrada por las plantas de cogeneración, puede permanecer con pocas fluctuaciones, una vez determinada su conexión al sistema, la potencia suministrada por los parques eólicos al depender de una fuente primaria variable como es el viento, puede dar lugar a tener el máximo cuando la carga de potencia del sistema es mínima y viceversa

6.3.1.2 Pérdidas en la red

La simulación de los 3 Casos Base de la Tabla 6.2, muestra como varían las pérdidas del sistema al introducir la GD. A las 12 h la carga total conectada al sistema son 150 MW y 90 MVA_r y la generación del sistema es 159,2 MW de potencia activa y 105,1 MVA_r de potencia reactiva, por tanto existen unas pérdidas de 9,2 MW. La introducción de la GD (28,3 MW y 7,7 MVA_r) reduce el nivel de pérdidas a 8,4 MW. De la misma forma a las 20 h en que la carga total conectada es 1,1 veces la carga conectada al sistema a las 12 h, con la introducción de 76,0 MW y 5,0 MVA_r de GD, las perdidas se reducen 5,2 MW.

	Pérdidas totales (06:00)	Pérdidas totales (12:00)	Pérdidas totales (20:00)
	P (MW)	P (MW)	P (MW)
Sin GD	0,5	9,2	11,6
Con GD	4,6	8,4	6,4

Tabla 6.2.- Pérdidas en la red a las 6h, 12h y 20 h.(Sistema de 5 nudos)

A las 6 h cuando la carga conectada al sistema es la cuarta parte la carga conectada al sistema a las 12 h, el sistema tiene unas pérdidas de 0,5 MW, al introducir una GD de 75,6 MW y 5,1 MVar, que supera la carga local del sistema, las pérdidas de potencia aumentan a 4,6 MW, porque por las líneas del sistema el flujo de potencia es mayor, estando el sistema transfiriendo potencia excedente 30,1 MW a la red de transporte.

6.3.1.3 Variaciones de tensión y estabilidad

Del análisis del funcionamiento del sistema se obtiene que el perfil de los niveles de tensión del sistema mejora con la introducción de GD (fig. 6.5 y 6.6). Sin embargo, como se puede observar la mejora del nivel de tensión no es en todos los nudos por igual, sino que la mejora depende de la localización de la GD y del grado de penetración de la GD en el sistema.

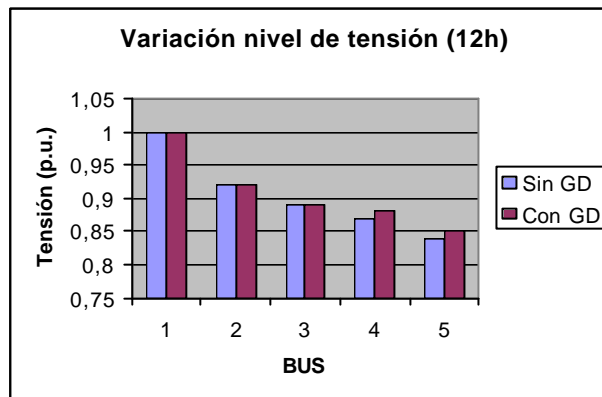
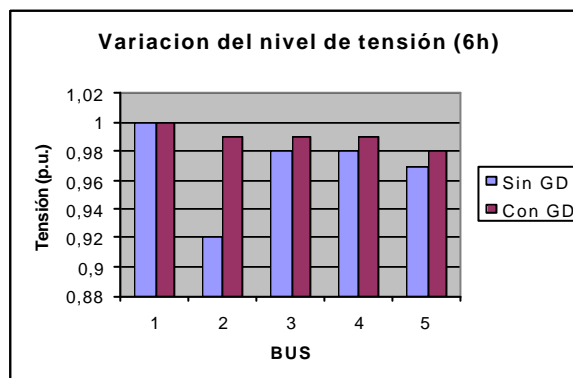


Fig.6.4.- Variación nivel de tensión (Sistema de 5 nudos – 12 h-)



variación del nivel de tensión

Fig. 6.5.- Variación nivel de tensión (Sistema de 5 nudos – 6 h-)

En las figuras 6.4 y 6.5, se observa como la variación del nivel de tensión en el bus 2 es mayor cuanto mayor es la cantidad de generación eólica introducida en la red por dicho bus.

La figura 6.6 muestra las curvas PV para el sistema en el nudo 5 (el cual se ha elegido para hacer esta evaluación por ser el más crítico del sistema), en los dos casos sin GD y con GD. Dichas curvas representan la variación de la tensión en el nudo en función de la potencia activa total de la carga de dicho nudo.

Esta evaluación se ha hecho siendo las condiciones de funcionamiento del sistema las de las 20h, obteniéndose los siguientes resultados:

Sin GD:

Tensión crítica: 0.601 p.u.

Margen de colapso: 237,389 MW

Con GD:

Tensión crítica: 0.603 p.u.

Margen de colapso: 238,082 MW

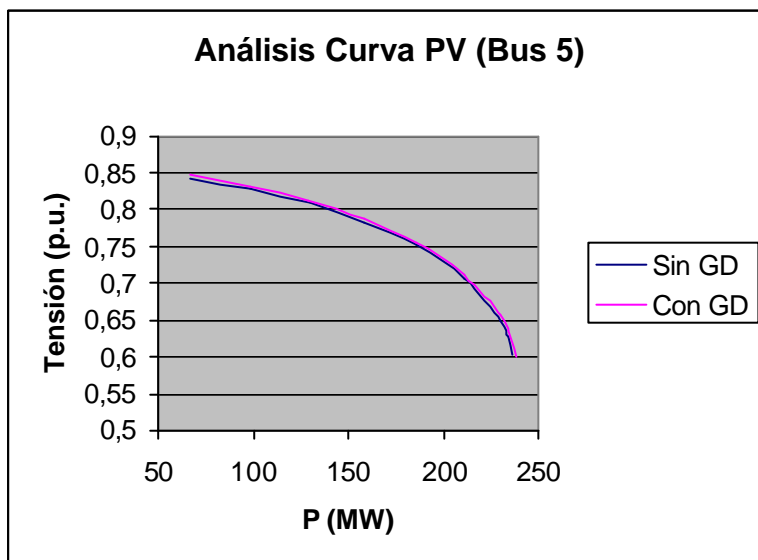


Fig. 6.6.- Curva PV- Bus 5 (Sistema de 5 nudos)

Con estos resultados se puede concluir que la GD también mejora la estabilidad de tensión del sistema, siendo el nivel de esta mejora tanto mayor, cuanto mayor es el porcentaje de GD.

6.3.1.4 Contribuciones al nivel de fallo

Para analizar la contribución al nivel de fallo de la GD conectada al sistema, hemos estudiado los efectos de un fallo Línea-Tierra en horas en las que el sistema está trabajando con su carga máxima, en cada uno de los buses del sistema obteniendo los

resultados de la fig. 6.7, en los cuales se observa el incremento que se produce en la corriente de fallo en el caso de disponer de GD en el sistema.

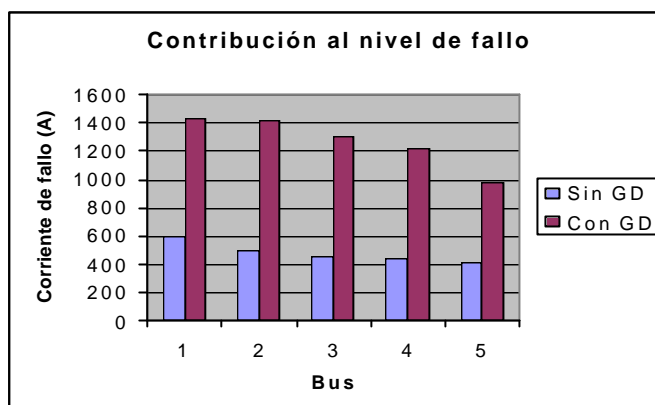


Fig.6.7.-Contribución al nivel de fallo (Sistema de 5 nudos)

6.3.1.5 Capacidad de Transferencia Disponible (CTDD)

La tabla 6.3 muestra los valores de CTDD y los elementos limitadores, obtenidos a partir de la simulación realizada para el sistema de 5 nudos de la fig. 6.3 en funcionamiento normal (caso base: sistema a las 20 h.) y con determinadas contingencias, en el caso de **no disponer de GD** en el sistema. La tabla muestra que en al caso base el valor de la transferencia límite de potencia entre las zonas 1 y 2 es de 202,14 MVA y el limitador es la línea 1 que va del Bus 1 al Bus 2. La tabla muestra también el principal limitador en caso de contingencia en cada una de las líneas y el valor de la transferencia límite en cada caso.

	CTDD (MVA)	Limiting Element	Limiting CTG	%OTDF	Pre-Trans Est (MVA)	Limit Used (MVA)
1	202,14	Branch 1 (1) TO 2	Caso Base	84,29	129,63	300
2		(2) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]				
2	655,92	Branch 1 (1) TO 3	Caso Base	15,71	46,93	150
1		(3) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]				
1	123,44	Branch 1 (1) TO 2	L_000011-000033C1	100	176,56	300
1	177,33	(2) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_000033-000044C1	87,5	144,84	300
1	678,73	Branch 1 (1) TO 3	L_000022-000044C1	14,18	53,76	150
1	695,81	(3) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_000044-000055C1	15,12	44,82	150
1	913,75	Branch 1 (1) TO 3 (3) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_000022-000033C1	13,33	28,17	150
1		Branch 3 (3) TO 4				
1		(4) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]				

Tabla 6.3.- Transferencia límite de potencia (Sistema de 5 nudos – Sin GD)

La tabla 6.4 muestra los valores de CTDD y los elementos limitadores, obtenidos a partir de la simulación realizada para el sistema de 5 nudos de la fig. 6.3 en funcionamiento normal (caso base: sistema a las 20 h.) y con determinadas contingencias, en el caso de **disponer de GD** en el sistema. En este caso la tabla muestra que en el caso base la transferencia límite de potencia entre las zonas 1 y 2 se ha incrementado a 330,42 MVA y el limitador continua siendo la línea 1 del Bus 1 al Bus 2. La tabla muestra también como se han incrementado los valores de la transferencia límite de potencia para cada una de las contingencias simuladas.

	CTDD (MVA)	Limiting Element	Limiting CTG	%OTDF	Pre-Trans Est (MVA)	Limit Used (MVA)
1	330,42	Branch 1 (1) TO 2 (2) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Caso Base	52,86	125,35	300
2	417,94	Branch 3 (3) TO 4 (4) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Caso Base	25,71	42,53	150
3	777,52	Branch 2 (2) TO 3 (3) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Caso Base	-21,43	16,61	-150
1	253,92	Branch 1 (1) TO 2 (2) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_000033-000044C1	62,5	141,3	300
1	260,29	Branch 1 (1) TO 2 (2) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_000011-000033C1	50	169,86	300
1	296,82	Branch 3 (3) TO 4 (4) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_000022-000033C1	40	31,27	150
1	373,41	Branch 2 (2) TO 3 (3) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_000033-000044C1	-37,5	-9,97	-150
1	483,07	Branch 3 (3) TO 4 (4) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_000011-000033C1	27,27	18,25	150
1	609,51	Branch 2 (2) TO 3 (3) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_000022-000044C1	-29,1	27,39	-150
1	806,36	Branch 2 (2) TO 4 (4) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_000044-000055C1	-20,93	18,77	-150

Tabla 6.4.- Transferencia límite de potencia (Sistema de 5 nudos – Con GD)

Como resultado de estas simulaciones podemos concluir que el valor de la Capacidad de Transferencia Disponible (CTDD) de un sistema de distribución pequeño en general aumenta con la inclusión de GD, aunque en algunos casos puede llegar a disminuir, dependiendo de la localización de la GD y de la contingencia.

6.3.1.6 Escenario sin generación convencional.

En este apartado presentamos los resultados del estudio del comportamientos del **sistema de distribución de 5 nudos** en el escenario 3 en el que no se dispone de generación convencional en el sistema.

La pérdida de generación convencional implica que el sistema puede pasar de una situación estable, en una red relativamente fuerte, a una peligrosa situación inestable. El peligro es más grande cuanto más grande es la cantidad de pérdida de la generación. Esta inestabilidad es no sólo porque el sistema se vuelve más débil debido a la reducción de su reserva giratoria y de su potencia de cortocircuito, sino también porque una pérdida súbita de generación puede llevar a una colapso del sistema eléctrico debido a las grandes variaciones de frecuencia. Como ejemplo ilustrativo de lo anteriormente escrito, hemos simulado tres diferentes escenarios:

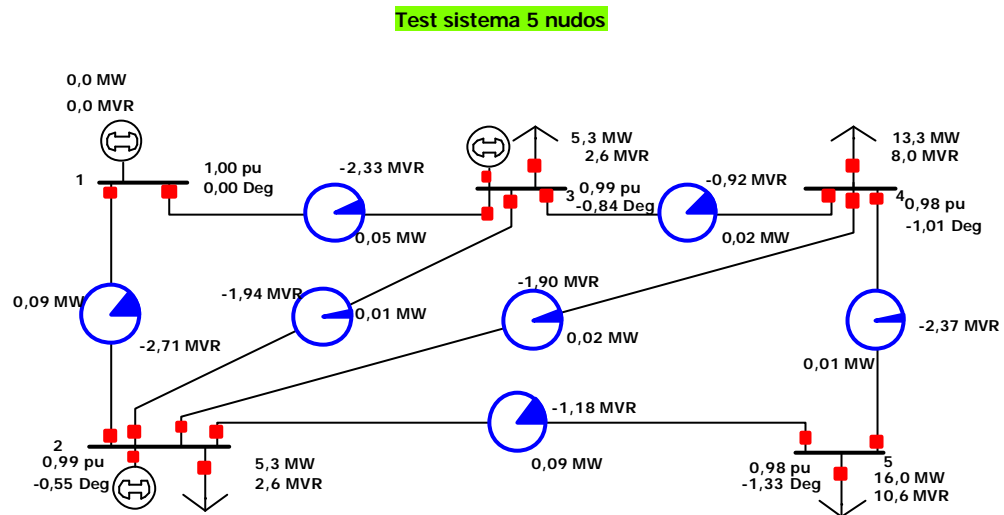


Fig. 6.8.- Sistema de distribución primaria de 5 nudos sin generación convencional

Escenario 3.a:

La generación de la GD es mayor que la carga del sistema de distribución, con el sistema de distribución en funcionamiento normal, conectado a la red de transporte, por medio de la subestación representada en el sistema como nudo de referencia:

En este escenario el funcionamiento del sistema es correcto, pero el flujo de potencia se invierte y en lugar de importar energía desde la red de transporte al sistema de distribución, se exporta energía desde el sistema de distribución a la red de transporte.

Escenario 3.b:

La generación de la GD es mayor que la carga del sistema de distribución, con el sistema de distribución en funcionamiento con alguna contingencia que hace que estén abiertas las líneas que conectan con la subestación que sirve de enlace con la red de transporte (nudo de referencia del sistema):

Cuando falla la conexión con la generación principal (red de transporte), dependiendo de las condiciones de funcionamiento el sistema puede permanecer estable o no, ello va a depender de las posibilidades de regulación de los generadores síncronos (cogeneración) que permanezcan conectados en el sistema. En el momento de la desconexión de la generación principal lo primero que se detecta es una bajada de tensión en los diferentes nudos del sistema, esta disminución de tensión afecta directamente a la potencia reactiva de los generadores de inducción (parques eólicos) debido a que las baterías de compensación producen menos potencia reactiva. Además, la velocidad de los generadores eólicos dependerá de las posibilidades de regulación de los generadores síncronos (cogeneración) que permanezcan conectados en el sistema de distribución. Como conclusión, se puede decir que el comportamiento del sistema de distribución cuando se pierde la conexión con la red principal, dependerá de la generación distribuida de que disponga el sistema (cogeneración, parques eólicos,..etc) y de la cantidad y tipo de carga conectada a sus nudos.

Aislamiento de los parques eólicos:

Otro problema que debido a las contingencias puede aparecer en el sistema de distribución es el fenómeno de aislamiento “islanding” de los generadores de inducción de los parques eólicos. Esto puede ser debido al corte de las líneas de conexión que unen la parte aislada con el resto del sistema, o bien porque un colapso del sistema generalizado ha desconectado todas las unidades de generación principales, o incluso una combinación de ambos problemas.

Cualquier que sea la razón para el aislamiento, si hay parque eólicos en el área aislada, los generadores de inducción tienen que hacer frente a un escenario donde su frecuencia de referencia ha desaparecido. En esta situación donde los generadores de inducción se encuentran aislados junto con algunas cargas locales, su conducta dependerá de esa carga local y de la potencia de las baterías de compensación de reactiva, según que pueda auto-magnetizar o no a los generadores de la inducción. En estas condiciones, si la carga es variable el comportamiento del sistema aislado puede ser casi imprevisible. Para analizar esta situación vamos a estudiar tres escenarios de carga local resistiva distintos, con los generadores de inducción, funcionando a su

potencia nominal, y con su potencia reactiva compensada por una batería de condensadores.

Escenario 3.b.1: *Carga local mayor que la potencia que pueden suministrar los parques eólicos.*

Cuando la carga local es muy superior a la potencia nominal de los generadores de los parques eólicos, los generadores eólicos no pueden con la carga y la tensión disminuye rápidamente, con la consecuente disminución del par eléctricos de los generadores de inducción, sin embargo, el par mecánico todavía está actuando en el rotor de las turbinas de los generadores eólicos y por tanto el rotor se acelera. En este contexto los generadores eólicos serán desconectados por sus protecciones de mínima tensión, o por sus protecciones de máxima velocidad.

Escenario 3.b.2: *Carga local menor que la potencia que pueden suministrar los parques eólicos.*

Cuando la carga local es mucho más pequeña que la potencia nominal de los generadores eólicos, el comportamiento del sistema es totalmente diferente. En estas condiciones los generadores de inducción intentan acelerar, pero como la potencia reactiva de estos generadores esta totalmente compensada, hay un sobrante de energía reactiva en el sistema aislado que hace que la tensión aumente y por tanto el par eléctrico. Y al aumentar el par eléctrico, los generadores de la inducción (cuyo par mecánico permanece constante) tienden a frenarse. En esta situación, los generadores de inducción serán desconectados por las protecciones de máxima tensión y/o por las protecciones de flujo inverso de potencia (que evitan que los generadores de inducción trabajen como motores).

Escenario 3.b.3: *Carga local ligeramente menor que la potencia que pueden suministrar los parques eólicos.*

En esta situación el sistema se encuentra entre los dos estados anteriormente expuestos, y puede ocurrir que las protecciones anteriores no detecten esta situación, por lo que sería necesario disponer de otras protecciones adicionales (p.e. de frecuencia) para evitar que este escenario quede descontrolado. No obstante, la protección más segura sería no compensar con condensadores fijos la potencia reactiva de los generadores de inducción. Esto evitaría no sólo la autoexcitación de los generadores sino también la inyección de potencia reactiva no controlada en la red principal en los periodo de baja producción eólica.

Por tanto, para evitar estos problemas siempre que los parques eólicos queden aislados de la red principal, las baterías de condensadores para compensar la potencia reactiva deben ser desconectadas.

6.3.2 Sistema de Distribución Real de 37 nudos

Después de analizar el impacto de la GD en sistema pequeño de 5 nudos, en este apartado se va realizar el análisis sobre un sistema de distribución primaria real de la empresa IBERDROLA, de 37 nudos, distribuidos en 4 áreas (figura 6.9), en la cual el Nudo 1069 es el “nudo de referencia (slack bus)”, donde a diferencia del sistema anterior se va a considerar el impacto no solo de una o dos plantas de GD, sino de múltiples plantas de GD, con el fin de generalizar los resultados. Se han considerado los mismos escenarios descritos anteriormente y se han realizado las simulaciones correspondientes a cada una de las a distintas horas representativas de las variaciones de la carga en la curva de carga diaria. Se ha considerado como carga base la correspondiente a las 12 h., y se ha considerado que para hacer la simulación a las 6 h la carga es el 25% de la carga a las 12 h, y para la simulación a las 20 h se ha considerado una carga del 110% de la carga de las 12 h.

Igualmente, las simulaciones se han hecho considerando los dos posibles escenarios: sin GD conectada en el sistema y con GD. El valor de la GD introducida en el sistema se ha obtenido a partir de los modelos desarrollados en los capítulos anteriores.

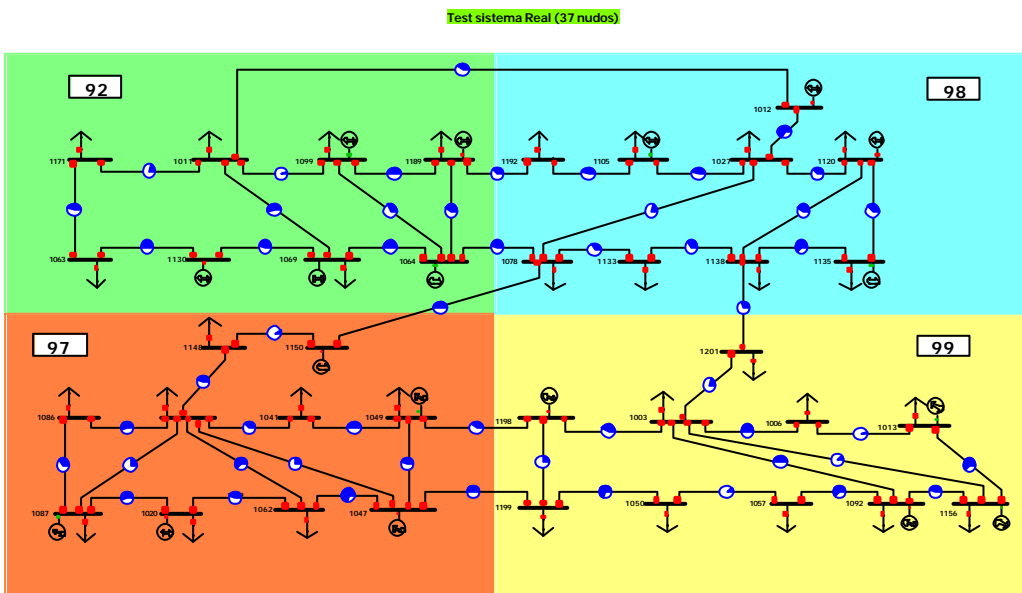


Fig. 6.9.- Sistema de distribución primario real de 37 nudos.

6.3.2.1 Flujos de potencia

La tabla 6.5 muestra el impacto de la GD en el flujo de potencia del sistema, a distintas horas del día. Los datos de la potencia de la GD para cada una de los horas se obtienen a partir de los modelos desarrollados en esta tesis y los resultados se muestran en el Anexo E.

Hora: 06:00		Potencia total de la red		Potencia de la GD	
		P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)
Sin GD		939,1	249,9	0	0
Con GD	<i>P. Eólica</i>			156,3	-17,0
	<i>P. Cogeneración</i>			112,0	36,0
	Total	659,1	199,7	268,3	19,0
Hora: 12:00		Potencia total de la red		Potencia de la GD	
		P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)
Sin GD		3793,14	1166,7	0	0
Con GD	<i>P. Eólica</i>			4,65	-0,50
	<i>P. Cogeneración</i>			84,00	27,00
	Total	3690,85	1104,9	88,65	26,50
Hora: 20:00		Potencia total de la red		Potencia de la GD	
		P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)
Sin GD		4187,0	1324,3	0	0
Con GD	<i>P. Eólica</i>			189,0	-18,9
	<i>P. Cogeneración</i>			116,0	38,1
	Total	3855,3	1227,6	305,0	19,2

Tabla 6.5.- Potencia en la red a las 6h, 12h y 20 h..(Sistema de 37 nudos)

Igual que en las simulaciones de los anteriores sistema, los resultados muestran que cuando existe GD en el sistema, disminuyen los flujos de potencia pudiendo llegar en determinados casos a invertir su sentido e incluso a inyectar potencia en la red de transporte en función de la carga del sistema y la potencia generada por la GD.

6.3.2.2 Pérdidas en la red

La simulación de los 3 Casos Base de la Tabla 6.6, muestra como varían las pérdidas del sistema al introducir la GD. Sin GD a las 12 h la carga total conectada al sistema son 3793,14 MW y 1166,7 MVar y las pérdidas del sistema son de 101,4 MW. La introducción de la GD (88,65 MW y 26,50 MVar) reduce el nivel de pérdidas a 89,5 MW. De la misma forma a las 20 h en que la carga total conectada es 1,1 veces la carga conectada al sistema a las 12 h, con la introducción de 305 MW y 19,2 MVar de GD, las perdidas en el sistema se reducen en 13,0 MW.

A las 6 h cuando la carga conectada al sistema es la cuarta parte la carga conectada al sistema a las 12 h, el sistema tiene unas perdidas de 16,5 MW, al introducir una GD de 240 MW y -10 MVar, las perdidas del sistema se reducen a 5,0 MW.

	Pérdidas totales (06:00) P (MW)	Pérdidas totales (12:00) P (MW)	Pérdidas totales (20:00) P (MW)
Sin GD	16,5	101,4	114,3
Con GD	5,0	89,5	101,3

Tabla 6.6.- Pérdidas en la red a las 6h, 12h y 20 h.(Sistema de 37 nudos)

6.3.2.3 Variaciones de tensión y estabilidad

La figura 6.10, muestra las variaciones de tensión en los nudos de las distintas áreas del sistema con la introducción de la GD.

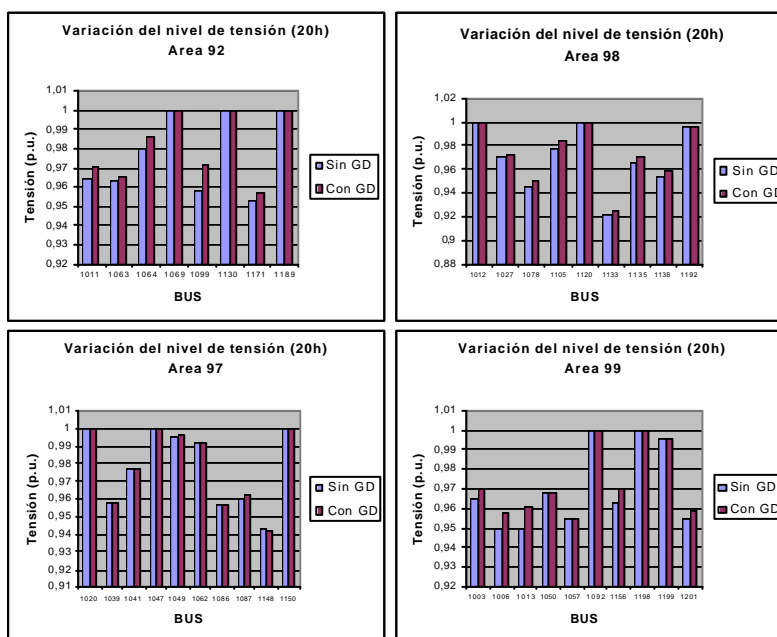


Fig. 6.10.- Variación nivel de tensión (Sistema de 37 nudos – 20 h-)

Al igual que en los sistemas anteriores, del análisis del funcionamiento de este sistema se obtiene que en general el perfil de los niveles de tensión del sistema mejora con la introducción de GD. La mejora del nivel de tensión no es en todos los nudos por igual, sino que la mejora depende de la localización de la GD y del grado de penetración de la GD en el sistema.

6.3.2.4 Contribuciones al nivel de fallo

Para analizar la contribución al nivel de fallo de la GD conectada al sistema, hemos estudiado los efectos de un fallo Línea-Tierra en horas en los que el sistema está trabajando con su carga máxima, en cada uno de los buses del sistema obteniendo los resultados de la figura 6.11, en los cuales se observa el incremento que se produce en la corriente de fallo en el caso de disponer de GD en el sistema.

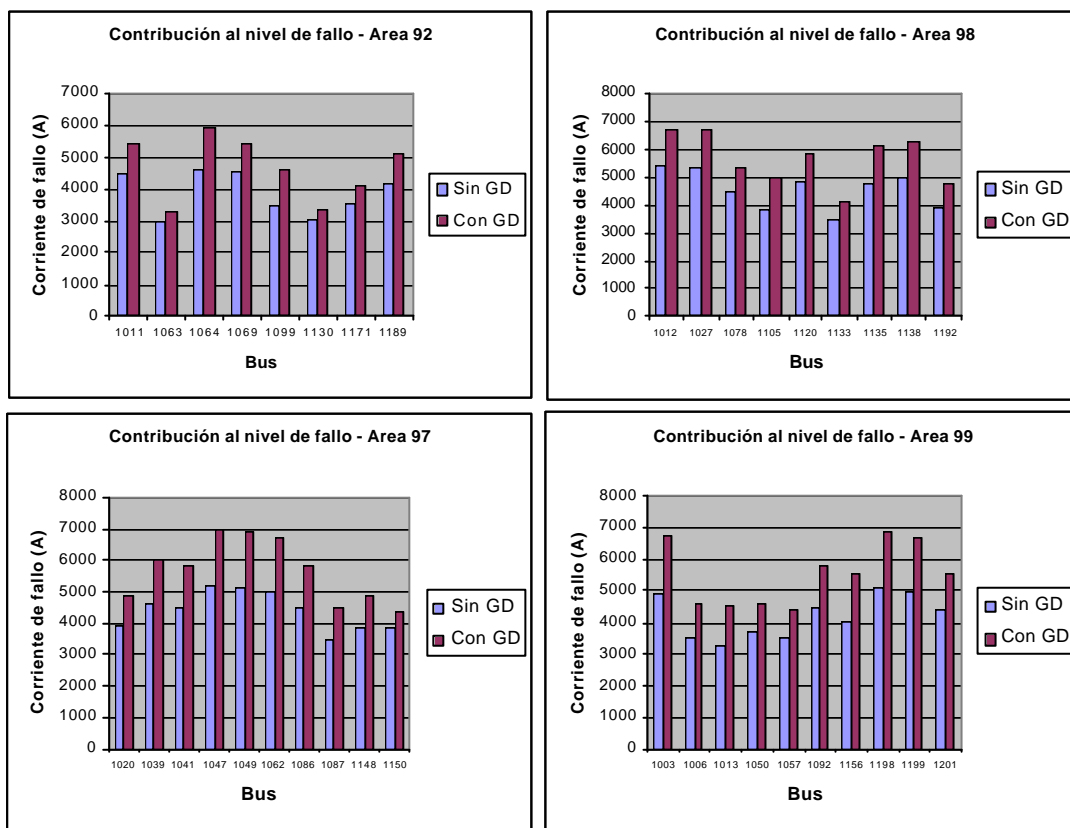


Fig. 6.11.-Contribución al nivel de fallo (Sistema de 37 nudos)

6.3.2.5 Capacidad de Transferencia Disponible (CTDD) entre las distintas áreas del sistema de Distribución

La tabla 6.7 muestra los valores de CTDD y los elementos limitadores, obtenidos a partir de la simulación realizada para el sistema de 37 nudos de la fig. 8.13, en el caso de transferencia de potencia entre las distintas áreas (92-97, ..., 97-92,.....,

98-92,.....99-98), considerando el funcionamiento normal (caso base: sistema a las 20 h.) y con determinadas contingencias, en el caso de **no disponer de GD** en el sistema. La tabla muestra el elemento limitador y la máxima transferencia posible en el caso base y en los casos más desfavorables para determinadas contingencias.

Area	CTDD (MVA)	Limiting Element	Limiting CTG	%OTDF	Pre-Trans Est (MVA)	Limit Used (MVA)
92-97	262,51	Branch 1120 (1120) TO 1138 (1138) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	27,87	226,85	300
	21,63	Branch 1012 (1012) TO 1027 (1027) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010691069- 010641064C1	62,25	486,54	500
	22,15	Branch 1130 (1130) TO 1069 (1069) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010631063- 011301130C1	33,33	107,11	115
92-98	378,72	Branch 1063 (1063) TO 1171 (1171) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	22,46	33,3	98
	22,15	Branch 1130 (1130) TO 1069 (1069) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010631063- 011301130C1	33,33	107,11	115
	69,76	Branch 1012 (1012) TO 1027 (1027) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010691069- 010641064C1	19,30	486,54	500
92-99	192,50	Branch 1120 (1120) TO 1138 (1138) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	38,00	226,85	300
	20,99	Branch 1012 (1120) TO 1027 (1138) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010691069- 010641064C1	64,15	486,54	500
	22,15	Branch 1130 (1130) TO 1069 (1069) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010631063- 011301130C1	33,33	107,11	115
97-92	379,83	Branch 1003 (1003) TO 1198 (1198) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-43,45	-134,91	-300
	1,16	Branch 1133 (1133) TO 1138 (1138) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010271027- 011201120C1	-49,13	-199,43	-200
	7,12	Branch 1130 (1130) TO 1069 (1069) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_011711171- 010111011C1	-33,33	-112,63	-115
97-98	365,38	Branch 1003 (1003) TO 1198 (1198) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-45,18	-134,91	-300
	8,19	Branch 1133 (1133) TO 1138 (1138) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010271027- 011201120C1	-6,98	-199,43	-200
	14,89	Branch 1003 (1003) TO 1198 (1198) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010781078- 011501150C1	-77,81	-288,41	-300
97-99	463,59	Branch 1199 (1199) TO 1047 (1047) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-30,30	-159,53	-300
	36,77	Branch 1003 (1003) TO 1198 (1198) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010781078- 011501150C1	-31,51	-288,95	-300

98-92	94,91	Branch 1047 (1047) TO 1049 (1049) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_011991199- 010471047C1	62,05	241,11	300
	473,65	Branch 1027 (1027) TO 1120 (1120) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-35,94	-129,75	-300
	7,12	Branch 1130 (1130) TO 1069 (1069) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_011711171- 010111011C1	-33,33	-112,63	-115
98-97	-27,87	Branch 1120 (1120) TO 1138 (1138) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010271027- 011201120C1	32,27	308,99	300
	198,03	Branch 1120 (1120) TO 1138 (1138) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	36,94	226,85	300
	-27,87	Branch 1120 (1120) TO 1138 (1138) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010271027- 011201120C1	32,27	308,99	300
98-99	31,35	Branch 1012 (1012) TO 1027 (1027) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010691069- 010641064C1	42,95	486,54	500
	155,40	Branch 1120 (1120) TO 1138 (1138) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	47,07	226,85	300
	-27,87	Branch 1120 (1120) TO 1138 (1138) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010271027- 011201120C1	32,27	308,99	300
99-92	30,02	Branch 1012 (1012) TO 1027 (1027) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010691069- 010641064C1	44,85	486,54	500
	289,17	Branch 1027 (1027) TO 1120 (1120) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-58,87	-129,75	300
	0,77	Branch 1133 (1133) TO 1138 (1138) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010271027- 011201120C1	-74,55	-199,43	-200
99-97	7,12	Branch 1130 (1130) TO 1069 (1069) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_011711171- 010111011C1	-33,33	-112,63	-115
	446,52	Branch 1049 (1049) TO 1198 (1198) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-41,81	-108,62	-300
	2,25	Branch 1133 (1133) TO 1138 (1138) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010271027- 011201120C1	-25,43	-199,43	-200
99-98	98,01	Branch 1003 (1003) TO 1092 (1092) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010571057- 010921092C1	-32,96	-267,89	-300
	383,27	Branch 1003 (1003) TO 1201 (1201) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	86,01	-21,31	300
	1,76	Branch 1133 (1133) TO 1138 (1138) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010271027- 011201120C1	-32,40	-199,43	-200
	25,03	Branch 1003 (1003) TO 1198 (1198) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010781078- 011501150C1	-46,3	-288,95	-300

Tabla 6.7.- Transferencia límite de potencia entre Áreas (Sistema de 37 nudos – Sin GD)

La tabla 6.8 muestra los valores de CTDD y los elementos limitadores, obtenidos a partir de la simulación realizada para el sistema de 37 nudos de la fig. 8.13, en el caso de transferencia de potencia entre las distintas áreas (92-97, ..., 97-92,.....,

98-92,.....99-98), considerando el funcionamiento normal (caso base: sistema a las 20 h.) y con determinadas contingencias, en el caso de **disponer de GD** en el sistema. La tabla muestra el elemento limitador y la máxima transferencia posible en el caso base y en los casos más desfavorables para determinadas contingencias.

Area	CTDD (MVA)	Limiting Element	Limiting CTG	%OTDF	Pre-Trans Est (MVA)	Limit Used (MVA)
92-97	509,13	Branch 1063 (1063) TO 1171 (1171) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	19,81	-2,87	9
	20,83	Branch 1130 (1130) TO 1069 (1069) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010631063- 011301130C1	33,33	108,06	115
	41,96	Branch 1120 (1120) TO 1135 (1135) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_011201120- 011381138C1	34,41	185,56	200
92-98	469,22	Branch 1063 (1063) TO 1171 (1171) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	22,46	23,62	98
	20,83	Branch 1130 (1130) TO 1069 (1069) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010631063- 011301130C1	33,33	108,06	115
	-38,47	Branch 1003 (1003) TO 1198 (1198) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010501050- 011991199C1	-2,19	-300,84	-300
92-99	385,24	Branch 1120 (1120) TO 1138 (1138) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	38,00	153,61	300
	20,83	Branch 1130 (1130) TO 1069 (1069) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010631063- 011301130C1	33,33	108,06	115
	30,77	Branch 1120 (1120) TO 1135 (1135) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_011201120- 011381138C1	46,92	185,56	200
97-92	101,67	Branch 1027 (1027) TO 1120 (1120) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-43,17	-256,11	-300
	-1,52	Branch 1130 (1130) TO 1069 (1069) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010501050- 011301130C1	-55,34	-300,84	-300
	2,03	Branch 1027 (1027) TO 1120 (1120) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010121012- 010271027C1	-36,27	-299,26	-300
97-98	283,93	Branch 1003 (1003) TO 1198 (1198) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-45,18	-171,26	-300
	-1,46	Branch 1003 (1003) TO 1198 (1198) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010501050- 011991199C1	-57,53	-300,84	-300
	9,06	Branch 1050 (1050) TO 1057 (1057) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010031003- 011981198C1	51,62	168,32	173
97-99	406,65	Branch 1199 (1199) TO 1047 (1047) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-30,3	-176,78	-300
	22,60	Branch 1050 (1050) TO 1057 (1057) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010031003- 011981198C1	20,70	168,32	173

98-92	52,73	Branch 1199 (1199) TO 1047 (1047) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010781078- 011501150C1	-42,54	-277,57	-300
	122,12	Branch 1027 (1027) TO 1120 (1120) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-35,94	-256,11	-300
	8,97	Branch 1130 (1130) TO 1069 (1069) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_011711171- 010111011C1	-33,33	-112,01	-115
98-97	105,66	Branch 1027 (1027) TO 1078 (1078) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010121012- 010111011C1	34,16	163,91	200
	388,17	Branch 1027 (1027) TO 1078 (1078) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	24,16	106,22	200
	-42,33	Branch 1120 (1120) TO 1138 (1138) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010271027- 011201120C1	32,27	313,66	200
98-99	88,93	Branch 1027 (1027) TO 1078 (1078) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_011331133- 011381138C1	23,69	178,93	200
	310,99	Branch 1120 (1120) TO 1138 (1138) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	47,07	153,01	300
	24,84	Branch 1120 (1120) TO 1135 (1135) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_011201120- 011381138C1	58,12	185,56	200
99-92	-42,33	Branch 1120 (1120) TO 1138 (1138) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010271027- 011201120C1	32,27	313,66	300
	74,55	Branch 1027 (1027) TO 1120 (1120) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-58,87	-256,11	-300
	1,43	Branch 1027 (1027) TO 1120 (1120) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010121012- 010271027C1	-51,34	299,26	-300
99-97	-2,49	Branch 1003 (1003) TO 1198 (1198) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010501050- 011991199C1	-33,79	-300,84	-300
	279,55	Branch 1027 (1027) TO 1120 (1120) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-15,70	-256,11	-300
	4,88	Branch 1027 (1027) TO 1120 (1120) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010121012- 010271027C1	-15,08	299,26	-300
99-98	36,24	Branch 1003 (1003) TO 1092 (1092) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010571057- 010921092C1	-32,98	-288,04	-300
	191,42	Branch 1027 (1027) TO 1120 (1120) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-22,93	-256,11	-300
	-2,34	Branch 1003 (1003) TO 1198 (1198) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010501050- 011991199C1	-35,98	-300,84	-300
	4,60	Branch 1027 (1027) TO 1120 (1120) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	L_010121012- 010271027C1	-16,00	-299,26	-300

Tabla 6.8.- Transferencia límite de potencia entre Áreas (Sistema de 37 nudos – Con GD)

Como resultado de estas simulaciones, podemos concluir que cuando se introduce de forma masiva GD en el sistema de distribución, tanto en el caso base como con contingencias, el valor de la Capacidad de Transferencia Disponible entre las

distintas áreas del sistema de Distribución (CTDD) dependerá que se incremente o disminuya de la cantidad de GD introducida en el sistema y de su localización.

6.3.2.6 Capacidad de Transferencia Disponible (CTDD) desde una zona con GD del Sistema de Distribución a un área o conjunto de áreas del Sistema.

A veces resulta interesante conocer la máxima capacidad de transferencia disponible (CTDD) desde una zona de un sistema de distribución donde están conectados generadores distribuidos, con el fin de evaluar la máxima potencia que se puede transferir desde esta zona bien a cada una de las áreas del sistema de distribución o bien a un conjunto de áreas del sistema sin comprometer la seguridad del sistema, es decir evitando su congestión.

Como ejemplo de cálculo de dicho CTDD, en primer lugar, se ha realizado una simulación evaluando la máxima potencia que se puede transferir desde los nudos 1013 y 1156 del área 99, por los que se introduce la generación distribuida (desde Plantas de Cogeneración y Parques Eólicos) en el sistema, al conjunto de áreas del sistema considerando el caso base de funcionamiento durante las distintas horas del día, con el fin de evaluar los distintos periodos de horas valle, llano y pico, teniendo en cuenta la potencia producida por los generadores distribuidos en el mismo periodo, que en el caso de la generación eólica al depender del viento, tendrá las mayores variaciones.

Area	CTDD (MVA)	Limiting Element	Limiting CTG	%PTDF	Pre-Trans Est (MVA)	Limit Used (MVA)
99 (1013) (1156)	313,12	Branch 1003 (1003) TO 1201 (1201) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	50,83	40,85	200
	356,73	Branch 1006 (1006) TO 1013 (1013) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-44,96	-21,60	-182
	370,85	Branch 1013 (1013) TO 1156 (1156) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	55,04	-4,10	200
	412,41	Branch 1003 (1003) TO 1006 (1006) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-44,96	3,44	-182
	456,07	Branch 1012 (1012) TO 1135 (1135) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-17,75	-19,05	100

Tabla 6.9.- Transferencia límite de potencia (Nudos 1013/1156 -Sistema de 37 nudos) 06:00 h

Area	CTDD (MVA)	Limiting Element	Limiting CTG	%PTDF	Pre-Trans Est (MVA)	Limit Used (MVA)
99 (1013) (1156)	340,34	Branch 1006 (1006) TO 1013 (1013) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-45,11	-28,48	-182
	385,39	Branch 1003 (1003) TO 1201 (1201) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	59,05	-27,57	200
	434,45	Branch 1013 (1013) TO 1156 (1156) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	54,89	- 38,48	200
	562,17	Branch 1003 (1003) TO 1006 (1006) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-45,11	71,58	-182
	640,27	Branch 1138 (1138) TO 1201 (1201) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-59,05	78,08	-300

Tabla 6.10.- Transferencia límite de potencia (Nudos 1013/1156 -Sistema de 37 nudos) 12:00 h

Area	CTDD (MVA)	Limiting Element	Limiting CTG	%PTDF	Pre-Trans Est (MVA)	Limit Used (MVA)
99 (1013) (1156)	287,29	Branch 1003 (1003) TO 1201 (1201) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	57,99	33,39	200
	491,81	Branch 1006 (1006) TO 1013 (1013) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-30,93	-29,80	-182
	550,85	Branch 1133 (1133) TO 1138 (1138) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-16,00	-111,87	-200
	555,18	Branch 1138 (1138) TO 1201 (1201) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-57,99	21,97	-300
	565,51	Branch 1049 (1049) TO 1198 (1198) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-14,07	-120,41	-200

Tabla 6.11.- Transferencia límite de potencia (Nudos 1013/1156 -Sistema de 37 nudos) 20:00 h

En el nudo 1013 se tienen conectadas plantas de cogeneración con una potencia instalada de 160 MW, y en el nudo 1156 inyectan la energía varios parques eólicos con una potencia instalada de 180 MW. Aplicando los modelos de producción de energía eléctrica desarrollados en esta tesis, la potencia inyectada en la red por estos generadores en la red a lo largo de un día queda reflejada en la figura 6.12, donde se compara con la capacidad de transferencia de potencia obtenida en las tablas anteriores.

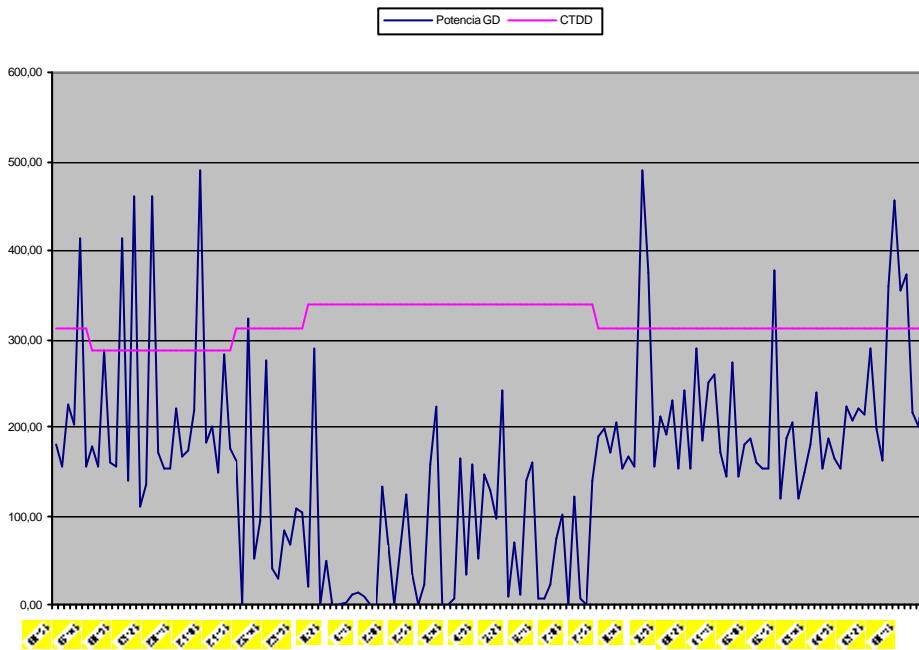


Fig.6.12. Potencia generada en GD y CTDD del sistema (en un día)

Como se puede observar en el gráfico de la figura anterior, en algunas ocasiones puede ocurrir que si se inyecta en la red toda la potencia que en ese momento esta produciendo la Generación Distribuida conectada al sistema de distribución, puede dar lugar a congestiones en las líneas que limita la capacidad de transferencia de potencia desde los nudos donde se inyecta la GD al resto del sistema, con el consiguiente riesgo de colapso. Por tanto, se puede concluir que con un buena predicción de las velocidades del viento para las zonas donde están ubicados los parques eólicos, la utilización de los modelos de producción eléctrica desarrollados puede ser útil para la prevención de congestiones en el modo de operación del sistema.

En el ejemplo estudiado en la Fig. 6.12, se observa que el elemento limitador se encuentra congestionado un 3,33 % del tiempo (80 min. sobre 2400), y el exceso de potencia que produce esta congestión puede llegar en algunos casos a ser el 162 % de la capacidad de transferencia disponible (CTDD).

La Capacidad de Transferencia Disponible en el sistema de Distribución (CTDD) entre un área i y un conjunto de áreas del sistema no puede considerarse como la suma de las CTDDs individuales entre el área i y cada una de las áreas j del conjunto, debido a la variación de los Factores de Distribución de la Potencia Transferida (PTDFs) de las líneas del sistema de distribución, para cada uno de los diferentes casos: transferencia entre el área i y cada una de las áreas j, y entre el área i y el conjunto de áreas R. En la tabla 6.12 se tiene la máxima capacidad de transferencia de potencia disponible (CTDD) desde los nudos 1013 y 1156 del área 99, por los que se introduce

la generación distribuida (desde Plantas de Cogeneración y Parques Eólicos), en el sistema, al conjunto de áreas R del sistema formado por las áreas 97 y 98) considerando el caso base de funcionamiento a las 20:00 h., obteniéndose los siguientes resultados, y las tablas 6.13 y 6.14 muestran la capacidad de transferencia de potencia disponible (CTDD) desde los nudos 1013 y 1156 a las áreas 97 y 98, respectivamente. Se puede observar que aunque la CTDD es mayor para el conjunto de áreas (tabla 6.12) no es la suma de las obtenidas en las transferencias individuales a cada una de las áreas (tablas 6.13 y 6.14) debido como también se puede observar a los distintos PTDf's de las líneas que se obtienen en cada caso.

Area	CTDD (MVA)	Limiting Element	Limiting CTG	%PTDF	Pre-Trans Est (MVA)	Limit Used (MVA)
99 (1013) (1156)	270,94	Branch 1013 (1013) TO 1156 (1156) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	55,16	49,46	100
	281,17	Branch 1049 (1049) TO 1198 (1198) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-28,23	-120,62	-200
	352,15	Branch 1006 (1006) TO 1013 (1013) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-44,84	-24,10	-182
	360,78	Branch 1003 (1003) TO 1201 (1201) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	46,27	33,07	200
	425,59	Branch 1062 (1062) TO 1047 (1047) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-34,36	-153,75	-300

Tabla 6.12.- Transferencia límite de potencia (Nudos 1013/1156 – Áreas 97-98) 20:00 h

Area	CTDD (MVA)	Limiting Element	Limiting CTG	%PTDF	Pre-Trans Est (MVA)	Limit Used (MVA)
99 (1013) (1156)	212,97	Branch 1049 (1049) TO 1198 (1198) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-37,37	-120,41	-200
	279,21	Branch 1013 (1013) TO 1156 (1156) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	55,48	-54,90	100
	341,63	Branch 1006 (1006) TO 1013 (1013) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-44,52	-29,90	-182
	459,67	Branch 1057 (1057) TO 1092 (1092) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-18,55	-214,74	-300
	565,86	Branch 1003 (1003) TO 1201 (1201) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	29,44	33,39	200

Tabla 6.13.- Transferencia límite de potencia (Nudos 1013/1156 - Área 97) 20:00 h

Area	CTDD (MVA)	Limiting Element	Limiting CTG	%PTDF	Pre-Trans Est (MVA)	Limit Used (MVA)
99 (1013) (1156)	190,29	Branch 1003 (1003) TO 1201 (1201) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	87,56	33,39	200
	284,79	Branch 1013 (1013) TO 1156 (1156) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	54,39	-54,90	100
	333,49	Branch 1006 (1006) TO 1013 (1013) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-45,61	-29,90	-182
	367,72	Branch 1138 (1138) TO 1201 (1201) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-87,56	21,97	-300
	574,81	Branch 1003 (1003) TO 1006 (1006) CKT 1 [132,00 - 132,00 kV]	Base Case	-45,61	80,17	-182

Tabla 6.14.- Transferencia límite de potencia (Nudos 1013/1156 - Área 98) 20:00 h

Y al igual que anteriormente, extendiendo este análisis a las 24 horas del día con los datos resultantes se podría evaluar si en algún momento existe congestión en alguna de las líneas del sistema de distribución que limite la capacidad de transferencia de potencia desde la zona con GD a cada una de las áreas del sistema.

6.4 CONCLUSIONES

Como resultado del análisis del impacto de la introducción masiva aleatoria de GD en los sistemas de distribución primaria en los distintos escenarios evaluados, se puede concluir que su impacto en los diferentes parámetros del sistema evaluados es:

Flujos de potencia: Los resultados muestran que cuando existe GD en el sistema, en primer lugar, disminuyen los flujos de potencia pudiendo llegar en determinados casos a invertir su sentido e incluso a inyectar potencia en la red de transporte en función de la carga del sistema y la potencia generada por la GD.

En segundo lugar, también es interesante resaltar que así como la potencia suministrada por las plantas de cogeneración, puede permanecer con pocas fluctuaciones, una vez determinada su conexión al sistema, la potencia suministrada por los parques eólicos al depender de una fuente primaria variable como es el viento, puede dar lugar a tener el máximo cuando la carga de potencia del sistema es mínima y viceversa.

Pérdidas: Las pérdidas de potencia se reducen en los sistemas de distribución siendo mayor esta reducción cuanto mayor es el nivel de GD introducida en el sistema.

Variaciones de tensión y estabilidad: Del análisis del funcionamiento de los sistemas evaluados se obtiene que el perfil de los niveles de tensión del sistema mejora con la

introducción de GD. Sin embargo, la mejora del nivel de tensión no es en todos los nudos por igual, sino que la mejora depende de la localización de la GD y del grado de penetración de la GD en el sistema.

Analizando las curvas PV de los nudos del sistema, se puede concluir que la GD también mejora la estabilidad de tensión del sistema, siendo el nivel de esta mejora tanto mayor, cuanto mayor es el porcentaje de GD introducida.

Niveles de fallo: Para analizar la contribución al nivel de fallo de la GD conectada al sistema, se ha estudiado sus efectos en caso de un fallo Línea-Tierra y como era de esperar se ha observado que se produce un incremento de la corriente de fallo en el caso de disponer de GD en el sistema.

Capacidad de Transferencia Disponible (CTDD) en el sistema de Distribución:

La introducción de forma masiva de GD en el sistema de distribución, tanto en el caso base como con contingencias, hace que el valor de la Capacidad de Transferencia Disponible entre las distintas áreas del sistema de Distribución (CTDD) se incremente o disminuya, dependiendo de la cantidad de GD introducida en el sistema y de la localización de dicha generación distribuida.

Capacidad de Transferencia Disponible (CTDD) entra una zona con GD y el resto del sistema de Distribución:

En algunas ocasiones puede ocurrir que si se inyecta en la red toda la potencia que en ese momento esta produciendo la Generación Distribuida conectada al sistema de distribución, puede dar lugar a congestiones en las líneas que limita la capacidad de transferencia de potencia desde los nudos donde se inyecta la GD al resto del sistema, con el consiguiente riesgo de colapso. Con una buena predicción de las velocidades del viento para las zonas donde están ubicados los parques eólicos, la utilización de los modelos de producción eléctrica desarrollados puede ser útil para la prevención de congestiones en el modo de operación del sistema.

Casos límite: Cuando falla la conexión con la generación principal (red de transporte), dependiendo de las condiciones de funcionamiento el sistema puede permanecer estable o no, ello va a depender de las posibilidades de regulación de los generadores síncronos (cogeneración) que permanezcan conectados en el sistema. En el momento de la desconexión de la generación principal lo primero que se detecta es una bajada de tensión en los diferentes nudos del sistema, esta disminución de tensión afecta directamente a la potencia reactiva de los generadores de inducción (parques eólicos) debido a que las baterías de compensación producen menos potencia reactiva. Además, la velocidad de los generadores eólicos dependerá de las posibilidades de regulación de los generadores síncronos (cogeneración) que permanezcan conectados en el sistema de distribución. Como conclusión, se puede decir que el comportamiento del sistema de distribución cuando se pierde la conexión con la red principal, dependerá

de la generación distribuida de que disponga el sistema (cogeneración, parques eólicos,..etc) y de la cantidad y tipo de carga conectada a sus nudos.

Y si debido a la contingencias resulta aislada un área en el que la única generación es la de los parques eólicos, los generadores de inducción tienen que hacer frente a un escenario donde su frecuencia de referencia ha desaparecido. En esta situación donde los generadores de inducción se encuentran aislados junto con algunas cargas locales, su conducta dependerá de esa carga local y de la potencia de las baterías de compensación de reactiva, según que pueda auto-magnetizar o no a los generadores de la inducción. En estas condiciones, si la carga es variable el comportamiento del sistema aislado puede ser casi imprevisible. Por lo que en todos los casos deben actuar las protecciones adecuadas para desconectar los generadores eólicos de la red.

Bibliografía:

- [1] D.M. Bradley, "Connecting DG to the Grid", *Transmission and Distribution World*. Dec 1999, Vol. 51, No. 13, pp. 32-37
- [2] Jenkins, N., Allan, R., Crossley, P. y Strbac, G. "Embedded Generation" *The Institution of Electrical Engineers* (2000).
- [3] J.V. Milanovic, "Characteristics of voltage sags in radial networks with dynamic loads and Embedded Generators", *2001 IEEE Porto Power Tech Conference*, Sep 2001
- [4] J. Dagenhart, "The 40Ohm Ground-fault phenomenon," *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol.36 No. 1, Jan 2000

7 Capítulo 7

CONCLUSIONES

En este capítulo se resume el trabajo desarrollado en esta tesis doctoral, y se destacan las conclusiones más relevantes del trabajo realizado, se relacionan las aportaciones originales de este trabajo, y finalmente se indican posibles líneas de investigación futuras, relacionadas con el tema de esta tesis.

7.1 RESUMEN Y CONCLUSIONES

Esta tesis ha tratado en detalle el problema que presenta la introducción masiva de forma aleatoria de GD en el sistema eléctrico de distribución primaria. Para ello, este trabajo presenta en primer lugar una descripción conceptual general de la Generación Distribuida y la ventaja que brinda al ser incorporada en los sistemas eléctricos. Se describen las distintas tecnologías existentes de GD y los problemas que genera su introducción de forma masiva en los sistemas de distribución. La evaluación de estos problemas se realiza desde el punto de vista operativo, estudiando el impacto que tiene la introducción de la GD en el comportamiento del sistema eléctrico de distribución en aspectos como los flujos de potencia, las pérdidas, las variaciones de tensión y su contribución al nivel de fallo, y desde el punto de vista de planificación, estudiando el impacto que produce la GD en la carga de las líneas de distribución, aspecto de vital importancia en un mercado competitivo regido por las leyes de mercado, para ello se ha utilizado el parámetro denominado Capacidad de Transferencia Disponible en el sistema de Distribución (CTDD) similar al parámetro ATC (Available Transmission Capacity), utilizado en las líneas de transporte.

Para calcular el CTDD, es necesario determinar en primer lugar el incremento del flujo de potencia en un elemento o grupo de elementos del sistema debido al incremento de la potencia transmitida en cada transacción, para ello en esta tesis hemos utilizado un método lineal, basado en la determinación de un factor denominado factor de distribución de potencia transferida (PTDF), el cual es una medida del porcentaje de una transferencia de potencia que circula por un determinado elemento utilizado en el transporte de la energía. El PTDF es utilizado para estimar el cambio en el flujo de potencia que resulta a causa de una transferencia particular e identifica que caminos del flujo son los más afectados por la transferencia

De todas las alternativas tecnológicas de GD el trabajo realizado en esta tesis se modela en detalle el comportamiento de dos sistemas de generación distribuida: la generación eólica y la cogeneración. La elección de estos sistemas de GD ha sido debida por una parte a su nivel de utilización y por el tipo de energía primaria utilizada, y en base ello, de entre los generadores de GD que utilizan una fuente de energía primaria variable, hemos simulado un parque eólico y de entre los que utilizan fuentes de energía primaria constantes una planta de cogeneración CHP, con turbina de gas.

Para desarrollar estos dos modelos se han utilizado diversas herramientas matemáticas (Anexo A) y para la programación se ha empleado el lenguaje Visual Basic.

El modelo de parque eólico desarrollado en esta tesis, consta de las siguientes etapas:

1. Algoritmo de determinación de la velocidad del viento, que consta de dos partes, diferenciadas:
 - Determinación de la velocidad del viento en los parques eólicos.
 - Correlación entre las velocidades del viento de los distintos parques eólicos del sistema eléctrico considerado.
2. Obtención del numero de turbinas eólicas en funcionamiento en cada parque mediante cálculo probabilístico, a partir de las tasas de fallo de los componentes, de los tiempos de reparación y de las paradas de mantenimiento.
3. Determinación de la potencia generada por el parque eólico, en cada instante, teniendo en cuenta la velocidad del viento, el número de turbinas disponibles en ese instante y las curvas de potencia de las turbinas.

El modelo de planta de cogeneración desarrollado de forma similar al modelo anterior, consta de las siguientes etapas:

1. Modelado de la decisión del propietario de la planta cogeneradora de conectar o no la planta a la red eléctrica. Esta decisión se considera función de unas variables, fundamentalmente económicas (coste de generación del kwh en la PC *versus* precio de venta de electricidad).
2. Determinación del numero de generadores en funcionamiento en cada planta mediante cálculo probabilístico, a partir de las tasas de fallo de los componentes, de los tiempos de reparación y de las paradas de mantenimiento.

3. Determinación de la potencia generada por la planta de cogeneración, en cada instante, teniendo en cuenta el consumo propio del cogenerador, el número de turbinas disponibles en ese instante y las condiciones del contrato del suministrador.

La introducción de Generadores Distribuida en un sistema de distribución, lleva consigo algunas consideraciones técnicas. A partir de los modelos de generadores distribuidos, desarrollados en esta tesis, se ha calculado la potencia que están introduciendo adicionalmente en la red en cada instante y se ha analizado el funcionamiento del sistema en base a simulaciones del flujo de carga utilizando un software capaz de analizar múltiples fuentes en el sistema de distribución. El software también debe ser capaz de predecir las tensiones en la red, la estabilidad de tensión, las pérdidas, el impacto de la GD en caso de fallos en el sistema...etc.

El software utilizado en esta tesis es un paquete de software de simulación de sistemas de potencia interactivo y de fácil uso, diseñado para simular el funcionamiento de Sistemas de Potencia de alta tensión. Sus características interactivas y gráficas facilitan la explicación del funcionamiento de sistemas de potencia a audiencias no técnicas.

Este programa dispone de un gran número de productos integrados. Su dispositivo de Flujo de Carga utiliza el algoritmo de Newton-Raphson y es capaz de resolver eficientemente sistemas de hasta 60.000 nudos. Las funciones del programa que se utilizan en esta tesis son las siguientes:

- Análisis de Flujo de Carga
- Cálculo del Factor de Distribución de Potencia Transferida (PTDF)
- Análisis de contingencias
- Análisis de Fallos
- Análisis de la Capacidad de Distribución Disponible (CDD)
- Análisis de Tensión y estabilidad de tensión (Curvas PV)

El tipo de sistema eléctrico utilizado en esta tesis para evaluar el impacto de la GD en el sistema de distribución, ha sido el de red en anillo (mallada) por ser el más frecuente en las redes de distribución primaria, y el menos estudiado, en esta tesis no se han considerado los sistemas de distribución radial, más propios de las redes de distribución secundaria, y de los cuales ya se han realizado numerosos estudios.

Para la realización del estudio se han considerado dos sistemas eléctricos en anillo uno de 5 nudos con el fin de probar el funcionamiento de los modelos individuales de parque eólico y planta de cogeneración y evaluar el impacto de su introducción en un

sistema pequeño y fácil de visualizar y finalmente se han validado los modelos en un sistema real suministrado por la compañía Iberdrola de 37 nudos, utilizando los modelos de producción de energía eléctrica desarrollados, para un conjunto de parques eólicos teniendo en cuenta los efectos de la correlación entre las velocidades del viento de los distintos parques y un conjunto de plantas de cogeneración. El estudio se ha realizado considerando distintas condiciones de carga, y se han evaluado los siguientes aspectos técnicos, descritos ampliamente en los capítulos 2 y 3 de esta tesis:

- Flujos de potencia
- Pérdidas en la red
- Variaciones en los niveles de tensión y estabilidad de tensión
- Contribuciones al nivel de fallo
- Capacidad de Distribución Disponible en el sistema de Distribución (CTDD)

El análisis de los distintos sistemas finalizó satisfactoriamente y los resultados obtenidos han estado en línea con lo esperado. El estudio ha demostrado que la introducción de forma masiva y aleatoria de GD en los sistemas de distribución tiene un impacto importante en el funcionamiento del sistema. Los resultados obtenidos en esta tesis, nos permiten establecer las siguientes conclusiones:

- Cuando existe GD en el sistema, los flujos de potencia disminuyen pudiendo llegar en determinados casos a invertir su sentido e incluso a inyectar potencia en la red de transporte en función de la carga del sistema y la potencia generada por la GD. Es interesante resaltar que así como la potencia suministrada por las plantas de cogeneración, puede permanecer con pocas fluctuaciones, una vez determinada su conexión al sistema, la potencia suministrada por los parques eólicos al depender de una fuente primaria variable como es el viento, puede dar lugar a tener el máximo cuando la carga de potencia del sistema es mínima y viceversa.
- Las pérdidas en la red se reducen de forma importante. La reducción de las pérdidas en la red depende por una parte de la cantidad de generación distribuida inyectada en la red (potencia de la GD) y por otra, que no ha sido tratada en esta tesis de la localización de la GD. Es evidente que una situación estratégica de la GD puede llegar a disminuir de forma óptima las pérdidas de la red, mientras que una mala situación puede llegar incluso a incrementar dichas pérdidas.
- El perfil de los niveles de tensión del sistema mejora con la introducción de GD. Sin embargo, como se puede observar la mejora del nivel de tensión no es en todos los nudos por igual, sino que la mejora depende de la

localización de la GD y del grado de penetración de la GD en el sistema. La mejora en el perfil de los niveles de tensión, es mayor si la GD suministra también energía reactiva a la red, que si la absorbe.

La GD también mejora la estabilidad de tensión del sistema, mejorando el margen de colapso de tensión, siendo el nivel de esta mejora tanto mayor, cuanto mayor es el porcentaje de GD.

- La introducción de GD incrementa de forma notable el nivel de la corriente de fallo en los nudos del sistema. En esta tesis se ha estudiado el comportamiento del sistema con GD y sin GD en el caso de fallo Fase-Tierra, y la corriente de fallo se ha llegado a incrementar en más del 100%. El punto de conexión del GD al sistema de distribución también contribuye al nivel del fallo. Los estudios realizados muestran que los niveles del fallo son más altos en los puntos más cercanos a la GD. El nivel del fallo también depende del esquema de conexión a la red de la GD, si la conexión a la red se hace a través de transformador la contribución al nivel del fallo es menor que si la GD se conecta directamente.
- En el caso de que no se disponga de generación convencional en el sistema de distribución primaria, hay que poner especial énfasis en evitar el aislamiento de los generadores eólicos, porque en determinadas condiciones de carga, esto puede dar lugar no sólo a la autoexcitación de los generadores sino también a la inyección de potencia reactiva no controlada en la red principal en los periodo de baja producción eólica. Para evitar estos problemas siempre que los parques eólicos queden aislados de la red principal, las baterías de condensadores para compensar la potencia reactiva deben ser desconectadas.
- La Capacidad de Distribución Disponible en el sistema de Distribución (CTDD), entre la distintas áreas del sistema, varía con la inclusión de GD en el sistema. Los análisis realizados muestran que tanto en el caso base (funcionamiento normal) como en el caso de contingencias, la introducción de la GD, puede incrementar o disminuir el nivel de la Capacidad de Transferencia Disponible en el sistema de Distribución (CTDD). Esta variación depende de la cantidad de GD introducida en el sistema y también aunque no se ha tratado en esta tesis de la localización de dicha GD.
- En algunas ocasiones, inyectar en la red toda la potencia que en ese momento esta produciendo la Generación Distribuida conectada al sistema de distribución, puede dar lugar a congestiones en las líneas que limitan la capacidad de transferencia de potencia (CTDD) desde los nudos donde se

inyecta la GD al resto del sistema, con el consiguiente riesgo de colapso. Con un buena predicción de las velocidades del viento para las zonas donde están ubicados los parques eólicos, la utilización de los modelos de producción eléctrica desarrollados puede ser útil para la prevención de congestiones en el modo de operación del sistema.

Como resumen, se puede concluir que la introducción aleatoria de GD en el sistemas de distribución primaria, presenta los siguientes resultados:

- Disminución de los flujos de potencia, incrementando los noveles de contingencia.
- Disminución de las pérdidas en la red.
- Mejora del perfil de tensiones en la red e incremento del margen de colapso.
- Contribución significativa al incremento de las corrientes de fallo en caso de fallo en el sistema.
- Variación de la Capacidad de Distribución Disponible en el sistema de Distribución (CTDD), entre las distintas áreas o zonas del sistema de distribución. Variación que puede ser positiva o negativa en función de la cantidad de GD introducida y de su localización.
- Congestión en las líneas que limitan la capacidad de transferencia de potencia (CTDD) desde los nudos donde se inyecta la GD al resto del sistema, con el consiguiente riesgo de colapso del sistema.

7.2 *Aportaciones de esta tesis*

En el trabajo desarrollado en esta tesis ha habido una serie de aportaciones que a continuación se detallan:

- Análisis de la evaluación del impacto de la GD en el sistema eléctrico de distribución primaria en una red en anillo. Existen numerosos estudios sobre el impacto de la GD en redes radiales de distribución, sin embargo existe muy poca literatura sobre el impacto en redes malladas.
- Modelo de producción eléctrica de parques eólicos en los que se han desarrollado algoritmos de determinación de la velocidad del viento y correlación de la velocidad entre los distintos parques eólicos conectados al sistema, para determinar la velocidad del viento en cada instante, que junto con

el número de turbinas disponibles y sus curvas de potencia determinara la potencia generada por el parque en dicho instante.

- Modelo de producción eléctrica de plantas de cogeneración en las que se ha modelado la decisión de los propietarios de conectar o no la planta a la red principalmente desde el aspecto económico y se ha determinado mediante un método probabilístico el número de turbinas disponibles en las plantas obteniéndose a partir de estos datos y de las características de los procesos, la potencia suministrada a la red por la planta de cogeneración en cada instante.
- Definición de un parámetro denominado Capacidad de Distribución Disponible en el sistema de Distribución (CTDD), que sirve para determinar la máxima capacidad de transferencia de potencia entre las distintas áreas del sistema de distribución primaria con o sin GD y que puede ser muy útil para determinar las posibilidades de congestión en las líneas que limitan la capacidad de transferencia de potencia (CTDD) desde los nudos donde se inyecta la GD al resto del sistema, con el consiguiente riesgo de colapso del sistema.

7.3 *Futuros desarrollos*

Como posibles futuros desarrollos relacionados con el trabajo desarrollado en esta tesis, se pueden sugerir los siguientes:

- Continuar con el desarrollo de todos los modelos eléctricos de GD para ser incorporados el estudio de evaluación del impacto de la GD en el sistema de distribución.

En los modelos desarrollados en esta tesis la velocidad del viento y la decisión del propietario de conectar o no la planta de cogeneración a la red, han sido obtenidos mediante modelos matemáticos, a partir de datos generales, por lo que también, será interesante disponer de:

- datos geográficos del viento específicos que permitan tener para cada generador eólico instalado el ciclo anual y diario de velocidad media horaria para construir perfiles de estimación de vientos. Estos perfiles permitirían hacer una estimación realista de la potencia generada por un generador eólico.
- datos estadísticos, de las decisiones de conexión o no a la red de los propietarios de las plantas de cogeneración y de las variables que las influyen.

- Estudiar el impacto en los problemas de calidad de onda: armónicos, flickers,.. etc de la introducción de la GD en el sistema eléctrico.
- Estudiar la coordinación entre los sistemas de protección cuando existe GD.
- Otra posible línea de investigación puede ser la localización óptima de la GD, mediante la utilización de algoritmos genéticos.
- También otra línea podría ser profundizar en estudios de estabilidad y fiabilidad de los sistemas con GD.
- Por último, otra línea de investigación interesante relacionada con la capacidad de transferencia de potencia, puede ser el desarrollo de redes neuronales para mejorar el mantenimiento y seguimiento en tiempo real de la potencia que está siendo transferida en una red eléctrica de potencia. Este desarrollo no solo facilitará el trabajo de los operadores del sistema, sino que también proporcionará un método de cálculo rápido y fiable para prevenir sobrecargas y congestiones en la red.

Anexo A

HERRAMIENTAS ESTADÍSTICAS Y DE PROGRAMACIÓN MATEMÁTICA

A.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo de este anexo es presentar los modelos y técnicas estadísticas y de programación matemática utilizados en el desarrollo de esta tesis. Presentamos inicialmente una breve introducción de las técnicas de simulación, haciendo hincapié en las ventajas que suponen para los sistemas planteados en este trabajo su utilización. A continuación introducimos un algoritmo de programación no lineal al que recurrimos para resolver el problema de programación matemática planteado para la obtención de distribuciones Weibull multivariantes. Los siguientes apartados están dedicados a la presentación de los algoritmos de simulación desarrollados para obtener la potencia asociada a los parque eólicos considerados, y a las plantas de cogeneración fijadas. Su implementación se ha realizado utilizando el lenguaje de programación Visual Basic 6.0.

A.2 TÉCNICAS DE SIMULACIÓN

Las técnicas de simulación utilizan el ordenador para imitar, o *simular*, operaciones realizadas por diferentes clases de procesos productivos o relacionados con la naturaleza. Este tipo de procesos recibe habitualmente el nombre de sistemas, y para estudiarlos científicamente a menudo se realizan una serie de asunciones sobre su funcionamiento. Estas asunciones, que habitualmente tienen forma matemática o de relaciones lógicas, constituyen el modelo que se utiliza para reproducir el sistema.

Si las relaciones que componen el modelo son bastantes simples, es posible utilizar métodos matemáticos (como el álgebra, cálculo, o teoría de la probabilidad) para obtener información exacta sobre cuestiones de nuestro interés. Estamos hablando de soluciones analíticas. Sin embargo, la mayoría de los sistemas reales son demasiado complejos para ser evaluados analíticamente, por lo que deben de ser estudiados por medio de técnicas de simulación. En la simulación utilizamos un ordenador para evaluar numéricamente el modelo, y utilizar los datos obtenidos para estimar las verdaderas características de los modelos.

Desde hace mucho tiempo, las técnicas de simulación han sido una herramienta importante para el estudio de la fiabilidad de los elementos. Mediante la simulación el funcionamiento del sistema real se imita usando distribuciones de probabilidad para generar aleatoriamente los distintos eventos que ocurren en el sistema. Por todo esto, un modelo de simulación sintetiza el sistema mediante la construcción de cada una de sus componentes, y evento por evento. Después el modelo corre el sistema simulado para obtener observaciones estadísticas del desempeño del sistema como resultado de los diferentes eventos generados aleatoriamente. Como la evolución del modelo de simulación por lo general requiere la generación y el proceso de una gran cantidad de datos, es inevitable que estos experimentos estadísticos simulados se lleven a cabo en un ordenador.

Generalmente, se recurre, a la simulación cuando el sistema estocástico en cuestión es demasiado complejo para que su análisis mediante los modelos analíticos sea satisfactorio. Lo más importante del enfoque analítico es que sustrae la esencia del problema y revela su estructura fundamental, proporcionando una visión de las relaciones causa-efecto dentro del sistema. Así, si es posible construir un modelo analítico que sea, a la vez, una idealización razonable del problema y una solución satisfactoria, este enfoque es superior a la simulación. Sin embargo, muchos problemas son tan complejos que no se pueden resolver por la vía analítica. Entonces, aunque la simulación tiende a ser un proceso relativamente caro, con frecuencia es el único enfoque práctico para un problema.

En esencia, la simulación es una técnica de muestreo estadístico controlada para estimar el desempeño de sistemas estocásticos complejos cuando los modelos analíticos no son suficientes. Más que describir el comportamiento global de un sistema directamente, el modelo de simulación describe la operación del mismo en términos de los eventos individuales de cada una de las componentes del sistema. En particular, el sistema se divide en elementos cuyo comportamiento se puede predecir, al menos en términos de distribuciones de probabilidad para cada uno de los diferentes estados posibles del sistema. También se construyen dentro del modelo las interrelaciones entre esos elementos.

La simulación, por tanto, proporciona un medio para dividir el trabajo de construir/analizar un modelo en componentes más pequeñas que se pueden formular con mayor facilidad y después combina estas componentes en su orden natural. Una vez construido el modelo se activa usando números aleatorios para generar los eventos simulados a través del tiempo, de acuerdo con las distribuciones de probabilidad apropiadas. El resultado es una simulación del funcionamiento del sistema real a través del tiempo en la que se puede registrar su comportamiento agregado. Si este proceso se repite para las diferentes configuraciones del diseño y las políticas de funcionamiento del

sistema y se compara su desempeño, se pueden identificar las configuraciones que más interesan. Debido al error estadístico, es imposible garantizar que la configuración que produzca el mejor comportamiento simulado sea la óptima pero al menos debe ser cercana a la óptima si el experimento de simulación estuvo bien diseñado.

Así, la simulación, en general, no es otra cosa que la técnica de realizar experimentos de muestreo sobre el modelo del sistema. Los experimentos se llevan a cabo en el modelo en lugar de hacerlo en el propio sistema real ya que esto último resultaría inconveniente, tanto por coste como por la propia duración del experimento. Por lo demás, los experimentos simulados deben considerarse en esencia iguales a los experimentos estadísticos comunes, por lo que también deberán tener como fundamento la teoría estadística formal [1].

A.2.1 Generación de números aleatorios

Los métodos de simulación se basan en la generación de variables aleatorias, a menudo variables aleatorias independientes, que se distribuyen de acuerdo a una distribución 'f' que no es necesariamente conocida de forma explícita. En este apartado nos vamos a centrar en la generación de variables aleatorias que siguen una distribución uniforme en el intervalo [0,1], ya que esta distribución proporciona la base probabilística para la representación de la aleatoriedad. De hecho, al describir la estructura de un espacio de variables aleatorias, siempre es posible representar la triple probabilidad genérica (Ω, F, P) , (donde Ω representa el espacio, F representa la σ -álgebra en Ω y P es la medida de probabilidad) como $([0,1], B, U(0,1))$ (donde B es el conjunto de Borel en $[0,1]$ (ver Billingsley, 1995). Las variables aleatorias X son entonces funciones de $[0,1]$ a X , transformadas mediante la inversa generalizada.

Definición: Para una función creciente F en \mathfrak{R} , la inversa generalizada de F , F^{-} , es la función definida por: $F^{-}(u) = \inf \{x ; F(x) \geq u\}$

Lema: Si $U \cong U(0,1)$ entonces la variable aleatoria $F^{-}(u)$ tiene una distribución F .

Demo.: Para todo $u \in [0,1]$ y para todo $x \in F^{-}[0,1]$, la inversa generalizada satisface: $F(F^{-}(u)) \geq u$ y $F^{-}(F(x)) \leq x$

Luego, $\{(u,x) ; F^{-}(u) \leq x\} = \{(u,x) : f(x) \geq u\}$

Y $P(F^{-}(U) \leq x) = P(U \leq F(x)) = f(x)$

Este lema nos permite la representación de cualquier variable aleatoria como una transformación de una variable aleatoria uniforme. Se le conoce como transformación integral de probabilidad.

De hecho, para generar una variable aleatoria $X \cong F$, es suficiente generar U según una distribución $U(0,1)$ y realizar la transformación $x = F(u)$. La generación de variables aleatorias uniformes es la clave para determinar la bondad del método de simulación para otras distribuciones de probabilidad, ya que todas ellas pueden representarse como transformaciones determinísticas de variables aleatorias uniformes. La lógica paradójica [1] asociada con la generación de “números aleatorios” es el problema de producir una secuencia determinista de valores en el intervalo $[0,1]$, la cual imita a una secuencia de variables aleatorias uniformes independientes e idénticamente distribuidas, $U(0,1)$.

[1] Von Neuman (1951) resume este problema muy claramente: “Cualquiera que considere los métodos aritméticos para reproducir dígitos aleatorios está, de hecho en un estado de `sin`. Tal y como ha sido indicado muchas veces, no se puede pensar que un número aleatorio se obtenga mediante un método aritmético. Hay métodos para producir números aleatorios, y un procedimiento aritmético no es, ni mucho menos, un método”.

Definición: Un generador de números aleatorios pseudo-aleatorios uniformes es un algoritmo que, partiendo de un valor inicial u_0 y de una transformación D , produce una secuencia $(u_i) = (D^i(u_0))$ de valores en el intervalo $[0,1]$. Para todo n , los valores (u_1, \dots, u_n) reproducen el comportamiento de una muestra independiente e idénticamente distribuida (v_1, \dots, v_n) de variables aleatorias uniformes que pueden ser comparadas con cualquier conjunto de test.

Esta definición nos permite salvar las dificultades asociadas a la distinción filosófica entre un algoritmo determinístico y la reproducción de un fenómeno aleatorio. Aunque sea claramente restrictiva por los aspectos “testables” de la generación de variables aleatorias, la cual está conectada con la transformación determinística $(u_i) = (D^i(u_{i-1}))$. Uno de los clásicos test de uniformidad es el test de Kolmogorov-Smirnov.

A.2.2 Simulación de Monte Carlo

El método de simulación de Monte Carlo es conceptualmente sencillo. Los pasos principales a considerar son:

- Evaluación de las distribuciones de probabilidad asociadas a cada evento (velocidad del viento, fallos de componentes, tiempos de reparación, etc.).

- Obtención de números pseudo aleatorios, comúnmente a partir de un generador congruencial mixto o multiplicativo.
- Generación de las variables aleatorias de cada distribución por alguno de los métodos disponibles.

El principal inconveniente que ha restringido el uso del método de Monte Carlo es la necesidad de simular el sistema durante un tiempo considerable para obtener resultados significativos. Los resultados obtenidos a partir de las primeras simulaciones son aleatorios y no representan los valores esperados del comportamiento real del sistema. Sin embargo, si aumenta el tiempo de simulación los resultados convergen hacia esos valores medios.

El número de simulaciones necesario para alcanzar resultados significativos es a priori desconocido. Son posibles dos enfoques a la hora de fijar el número de simulaciones:

- Especificar un número fijo, basándonos en la experiencia acumulada de simulaciones previas sobre el sistema.
- Especificar la precisión requerida. A partir de tests estadísticos, generalmente basados en la distribución t de Student, es posible cuantificar intervalos de confianza tras cada simulación y compararlos con la precisión pre-especificada. Al emplear este método es conveniente, en cualquier caso, fijar un número máximo de simulaciones.

A.3 PROGRAMACIÓN NO LINEAL

En el desarrollo de esta tesis para la generación de variables aleatorias correladas (que simulan las velocidades del viento en los distintos parques eólicos), ha sido necesaria la generación de distribuciones Weibull multivariantes mediante un algoritmo que utiliza la programación no lineal. Es por ello que en esta sección se presenta una introducción a las aplicaciones y a la teoría relacionada con este tipo de programación. Aunque son muchos los algoritmos desarrollados para resolver este tipo de problemas, nosotros hemos optado por el método del Gradiente Reducido Generalizado (GRG) por las siguientes razones:

- a) La familia de algoritmos GRG es a menudo citada como un método primal en el cual la factibilidad primal se mantiene durante el proceso de optimización [2]. Esto indica que el método busca la región factible (acotada por las restricciones) para el punto óptimo. Cada punto testado durante la

optimización es factible y para cada iteración, el valor de la función objetivo mejora secuencialmente. Dado que la solución obtenida en cada iteración es factible, el punto obtenido en la última iteración hace que el algoritmo sea factible. Por lo tanto, aunque para problemas generales el método GRG no garantiza la obtención del óptimo global sin realizar un análisis ad hoc, el punto final obtenido es factible y tiene asociado un valor de la función objetivo mucho mejor que el valor asociado al punto inicial.

- b) El algoritmo GRG ha sido considerado como uno de los más robustos y eficientes métodos de programación no lineal recomendable para resolver problemas de pequeño o moderado tamaño [3], [4].
- c) Se pueden obtener muchas rutinas del GRG. Los trabajos pioneros fueron realizados por [5], y otros investigadores desarrollaron rutinas del mismo [6]. GINO (Lasdon and Waren, 1990) es el software basado en el GRG más extendido. Trabaja en un PC y es gratuito en su versión de estudiante, la cual la podemos encontrar en el popular texto de Investigación Operativa de Winston and Albright [7]. Por otra parte, El optimizador denominado 'SOLVER' incluido en Microsoft[®] Excel (1994) tiene implementado la rutina del gradiente reducido generalizado GRG2 [8], la librería asociada al mismo es la que utilizaremos para resolver los problemas planteados en este trabajo. El software implementado para esta tesis recurre a esta librería para resolver los problemas de PNL planteados y ha sido desarrollado en Visual Basic 6.0.

Bibliografía:

- [1] Law, A.M. and Kelton, W.D. "Simulation modeling and Analysis", *McGraw-Hill Internacional Editions. Industrial Engineering Series*. (1991)
- [2] Luenberger, D.G. "Linear and nonlinear programming", 2nd ed. *Reading MA: Addison-Wesley*. (1989).
- [3] Lasdon, L.S., Waren, A.D., Jain, A. and Ratner, M. "Design and testing of a generalized reduced gradient code for nonlinear programming". *ACM Transactions on Mathematical Software*, 4(1), 34-50, (1978).
- [4] Reklaitis, G.V., Ravindram, A. and Ragsdell, K.M. "Engineering optimization: Methods and applications", *New York. Wiley*, (1983).
- [5] Abadie, J. "Application of the GRG algorithm to optimal control problems". *In J. Abadie, Nonlinear and integer programming (pp. 191-211). Amsterdam. North-Holland*, (1972).
- [6] Cohen, C. "Generalized reduced gradient technique for non-linear programming user writeup". *Boston, MA. Vogelback Computing Center, Northeastern University*, (1974).
- [7] Winston, W.L. and Albright, C.S. "Practical management science", 2nd ed. *Pacific Grove, CA; Duxbury*, (2001).
- [8] Lasdon, L.S. and Waren, A.D. "Generalized reduced gradient software for linearly and nonlinearly constrained problems". *In: Greenbaerg, H.J. (Ed.), Design and Implementation of Optimization Software, Sijthoff & Noordhof, Alphen aan de Ryn, pp.335-362*, (1978).

Anexo B

PARÁMETROS PARA EVALUAR LA POTENCIA TRANSFERIDA

B.1 ECUACIÓN DE FLUJO DE POTENCIA EN C.A.

$$\Delta P_k = 0 = V_k^2 g_{kk} + V_k \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^N (V_m [g_{km} \cos(\delta_k - \delta_m) + b_{km} \sin(\delta_k - \delta_m)]) - P_{Gk} + P_{Lk}$$

$$\Delta Q_k = 0 = V_k^2 b_{kk} + V_k \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^N (V_m [g_{km} \sin(\delta_k - \delta_m) + b_{km} \cos(\delta_k - \delta_m)]) - Q_{Gk} + Q_{Lk}$$

Para conseguir la solución, se debe resolver iterando el sistema de ecuaciones:

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = [J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

B.2 Factores de distribución de potencia transferida (PTDFs)

PTDFs son una medida de la sensibilidad entre el flujo de potencia MW de la línea y la potencia MW de la transacción. En general, son una indicación del porcentaje de potencia de la transacción que circula por la línea.

El flujo de la línea es función de las tensiones y los desfase de sus nudos. Por tanto el PTDF será también función de estos valores, siendo su ecuación:

$$PTDF = \Delta P_{km} = \left[\frac{\partial P_{km}}{\partial V_k} \right] \Delta V_k + \left[\frac{\partial P_{km}}{\partial V_m} \right] \Delta V_m + \left[\frac{\partial P_{km}}{\partial \delta_k} \right] \Delta \delta_k + \left[\frac{\partial P_{km}}{\partial \delta_m} \right] \Delta \delta_m$$

donde P_{km} es el flujo desde el bus k al m.

B.3 Factores de distribución de contingencia en líneas (LODFs)

Si consideramos las líneas “a” y “b”, $LODF_{ab}$ se define como el porcentaje de flujo anterior a la contingencia de la línea “b”, que aparecerá en “a” cuando se presenta

$$LODF_{a,b} = \frac{\Delta P_{a,b}}{P_a}$$

una contingencia en la línea “b”.

para determinar el impacto lineal de una contingencia, se tiene que modelar la contingencia como un transferencia entre los terminales de la línea. Por tanto:

$$\begin{aligned} \Delta P_{a,b} &= PTDF_a * \tilde{P}_b \\ \tilde{P}_b &= P_b + PTDF_b * \tilde{P}_b \end{aligned}$$

de donde:

$$\tilde{P}_b = \frac{P_b}{1 - PTDF_b}$$

y por tanto:

$$LODF_{a,b} = \frac{\Delta P_{a,b}}{P_b} = \frac{PTDF_a * \tilde{P}_b}{P_b} = \frac{PTDF_a * \left(\frac{P_b}{1 - PTDF_b} \right)}{P_b} = \frac{PTDF_a}{1 - PTDF_b}$$

B.4 Factores de distribución de desconexión de líneas (LCDFs)

El factor LCDF, es muy similar al LODF, la diferencia consiste en que:

$$\Delta P_{a,b} = PTDF_a * (-\tilde{P}_b)$$

y por tanto:

$$LCDF_{a,b} = \frac{\Delta P_{a,b}}{P_b} = \frac{-PTDF_a * \tilde{P}_b}{P_b} = -PTDF_a$$

B.5 Factores de distribución de potencia transferida en contingencia (OTDFs)

OTDF es el porcentaje de potencia transferida que aparece en la línea M

$$OTDF_{M,1} = PTDF_M + LODF_{M,1} * PTDF_1$$

cuando ocurre una contingencia. Si la contingencia es en una sola línea:

y si la contingencia aparece en múltiples líneas:

$$OTDF_{M,C} = PTDF_M + \sum_{B=1}^{n_c} [LODF_{MB} * NetPTDF_B]$$

B.6 Flujos de contingencia (OMWs)

Este es el flujo estimado en una línea M cuando ocurre una contingencia.

Para una sola contingencia:

$$OMW_{M,1} = MW_M + LODF_{M,1} * MW_1$$

y múltiples líneas en contingencia:

$$OMW_{M,C} = MW_M + \sum_{B=1}^{n_c} [LODF_{MB} * NetMW_B]$$

B.7 NetPTDF_B y NetMW_B

El termino Net significa que se trata de una función de todos lo parámetros vistos anteriormente. Esto es porque el cambio de “status” en una línea afecta a todas las otras líneas, incluyendo contingencias. Su formulación es muy simple asumiendo que conocemos todos los valores, excepto el valor inicial NetPTDF₁

$$NetPTDF_1 = PTDF_1 + LODF_{12} NetPTDF_2 + \dots + LODF_{1n_c} NetPTDF_{n_c}$$

$$1.0 * NetPTDF_N - \sum_{\substack{B=1 \\ B \neq N}}^{n_c} [LODF_{NB} NetPTDF_B] = PTDF_N$$

y para cada contingencia en la línea N, se tiene:

Y resolviendo las anteriores ecuaciones, se obtiene:

$$NetPTDF_c = [LODF_{cc}]^{-1} PTDF_c$$

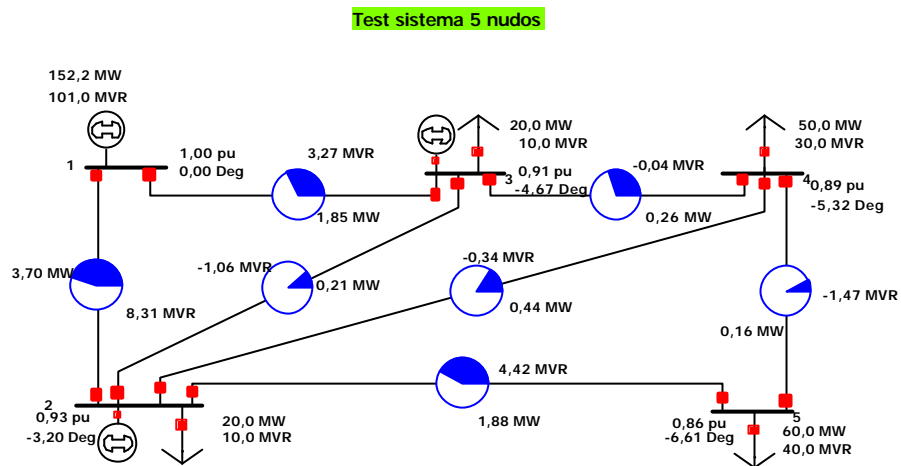
Y de forma similar, con NetMW se obtiene:

$$NetMW_c = [LODF_{cc}]^{-1} MW_c$$

Anexo C

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS SISTEMAS DE TEST

C.1 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA DE 5 NUDOS.



Características de las líneas.

From Nu	To Number	Circuit	Status	Xfmr	R	X	B	Lim A MVA	Lim B MVA	Lim C MVA
1	2	1	Closed	No	0,02	0,06	0,03	300	0	0
1	3	1	Closed	No	0,08	0,24	0,025	150	0	0
2	3	1	Closed	No	0,06	0,18	0,02	150	0	0
2	4	1	Closed	No	0,06	0,18	0,02	150	0	0
2	5	1	Closed	No	0,04	0,12	0,015	150	0	0
3	4	1	Closed	No	0,01	0,03	0,01	150	0	0
4	5	1	Closed	No	0,08	0,24	0,025	150	0	0

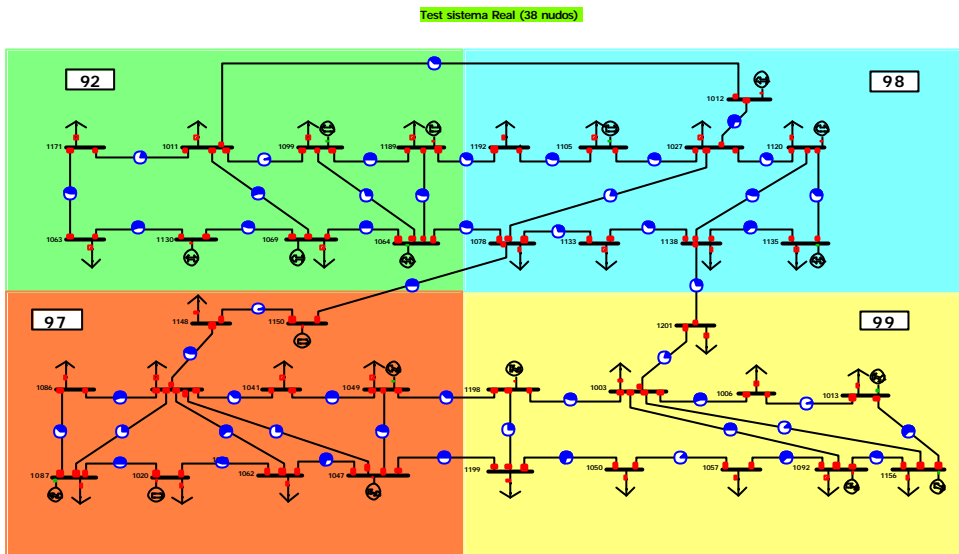
Características de las cargas (12 h)

Number	ID	Status	MW	Mvar	MVA	S MW	S Mvar
2	1	Closed	20	10	22,36	20	10
3	1	Closed	20	10	22,36	20	10
4	1	Closed	50	30	58,31	50	30
5	1	Closed	60	40	72,11	60	40

Características de la generación (12 h.)

Number	ID	Status	Gen MW	Gen Mvar	Set Volt	AGC	AVR
1	1	Closed	152,22	100,95	1	YES	YES
2	1	Closed	0	0	1	YES	NO
3	1	Closed	6,3	2,1	1	YES	NO

C.2 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA DE 37 NUDOS



Características de las líneas.

From Numb	To Number	Circuit	Status	Xfrmr	R	X	B	Lim A MVA	Lim B MVA	Lim C MVA
1003	1006	1	Closed	No	0,00668	0,03237	0,0074	182	183	0
1003	1092	1	Closed	No	0,00557	0,02944	0,005	300	300	300
1003	1156	1	Closed	No	0,0072	0,0316	0,026	262	263	0
1003	1198	1	Closed	No	0,01609	0,03316	0	300	300	300
1003	1201	1	Closed	No	0,01291	0,0264	0,0051	300	300	300
1006	1013	1	Closed	No	0,00682	0,031	0,0037	182	183	0
1012	1011	1	Closed	No	0,01627	0,05421	0	300	0	0
1011	1069	1	Closed	No	0,0126	0,0415	0,0132	500	300	0
1011	1099	1	Closed	No	0,04031	0,11175	0	200	0	0
1171	1011	1	Closed	No	0,01108	0,02301	0,0044	300	0	0
1012	1027	1	Closed	No	0,007	0,01263	0,0023	300	300	300
1012	1135	1	Closed	No	0,02324	0,04459	0,0088	100	100	100
1013	1156	1	Closed	No	0,01609	0,03316	0	100	100	100
1020	1062	1	Closed	No	0,0169	0,0366	0	300	300	300
1020	1087	1	Closed	No	0,01609	0,03316	0	300	300	300
1027	1078	1	Closed	No	0,03317	0,08666	0,012	200	200	200
1027	1105	1	Closed	No	0,03919	0,04998	0,0198	200	200	0
1027	1120	1	Closed	No	0,0124	0,03225	0,012	300	300	200
1039	1041	1	Closed	No	0,00839	0,01719	0	300	0	0
1039	1047	1	Closed	No	0,0324	0,0087	0	500	500	500
1039	1062	1	Closed	No	0,007	0,01826	0	300	300	171
1039	1086	1	Closed	No	0,00062	0,00161	0	150	0	0
1039	1087	1	Closed	No	0,01463	0,06715	0	182	183	0
1039	1148	1	Closed	No	0,00608	0,01171	0	300	300	0
1041	1049	1	Closed	No	0,006	0,012	0	300	0	0
1047	1049	1	Closed	No	0,0014	0,0035	0	300	0	0
1062	1047	1	Closed	No	0,00121	0,00345	0	300	0	0
1199	1047	1	Closed	No	0,00121	0,00576	0,00232	300	300	0
1050	1049	1	Closed	No	0,02195	0,73142	0	20	20	20
1049	1198	1	Closed	No	0,00443	0,01187	0	300	300	0
1050	1057	1	Closed	No	0,01947	0,05493	0,01869	173	137	137
1050	1199	1	Closed	No	0,01193	0,03367	0,01145	173	137	137
1057	1092	1	Closed	No	0,01609	0,03316	0	300	300	300
1063	1130	1	Closed	No	0,01201	0,03337	0	300	0	0
1063	1171	1	Closed	No	0,02284	0,04157	0,01032	98	98	0
1069	1064	1	Closed	No	0,0133	0,03348	0	300	300	300
1064	1078	1	Closed	No	0,02567	0,06173	0	500	300	300
1099	1064	1	Closed	No	0,00507	0,16886	0	150	0	0
1189	1064	1	Closed	No	0,01337	0,03492	0	300	300	300
1130	1069	1	Closed	No	0,04031	0,11175	0	115	0	0
1078	1133	1	Closed	No	0,04031	0,1175	0	100	100	0
1078	1150	1	Closed	No	0,0057	0,0225	0,0059	500	500	300
1087	1086	1	Closed	No	0,006	0,1991	0	40	40	40
1092	1156	1	Closed	No	0,01609	0,03316	0	300	300	300
1105	1099	1	Closed	No	0,00257	0,08549	0	190	0	0
1099	1189	1	Closed	No	0,00507	0,16886	0	150	0	0
1105	1192	1	Closed	No	0,0162	0,0763	0,00402	300	300	0
1120	1135	1	Closed	No	0,00257	0,08549	0	200	200	0
1120	1138	1	Closed	No	0,02646	0,05406	0,0051	300	300	0
1133	1138	1	Closed	No	0,01639	0,03644	0	200	200	0
1138	1135	1	Closed	No	0,00542	0,01292	0,00495	200	200	0
1138	1201	1	Closed	No	0,02646	0,05406	0,0051	300	300	300
1150	1148	1	Closed	No	0,02596	0,6732	0	300	300	300
1192	1189	1	Closed	No	0,00162	0,00763	0,004	500	500	0
1198	1199	1	Closed	No	0,0045	0,0247	0,0056	300	300	0

Características de las cargas (12 h.)

Name	Status	MW	Mvar	MVA	SMW	S Mvar
1003	Closed	150	40	155,24	150	40
1006	Closed	100	20	101,98	100	20
1011	Closed	120	30	123,69	120	30
1013	Closed	50	10	50,99	50	10
1020	Closed	200	50	206,16	200	50
1027	Closed	300	100	316,23	300	100
1039	Closed	200	40	203,96	200	40
1041	Closed	50	10	50,99	50	10
1049	Closed	50	10	50,99	50	10
1050	Closed	100	20	101,98	100	20
1057	Closed	200	40	203,96	200	40
1062	Closed	100	20	101,98	100	20
1063	Closed	100	40	107,7	100	40
1069	Closed	120	30	123,69	120	30
1078	Closed	400	100	412,31	400	100
1086	Closed	100	20	101,98	100	20
1087	Closed	100	30	104,4	100	30
1092	Closed	50	10	50,99	50	10
1099	Closed	150	40	155,24	150	40
1105	Closed	50	10	50,99	50	10
1120	Closed	100	20	101,98	100	20
1133	Closed	100	50	111,8	100	50
1135	Closed	50	10	50,99	50	10
1138	Closed	100	20	101,98	100	20
1148	Closed	150	40	155,24	150	40
1156	Closed	100	20	101,98	100	20
1171	Closed	100	20	101,98	100	20
1189	Closed	100	20	101,98	100	20
1192	Closed	50	10	50,99	50	10
1199	Closed	100	20	101,98	100	20
1201	Closed	50	10	50,99	50	10

Característica de la generación (12 h)

Name	Status	Gen MW	Gen Mvar	Set Volt	AGC	AVR
1069	Closed	593,14	17,53	1	YES	YES
1120	Closed	400	113,76	1	YES	YES
1198	Closed	300	40,17	1	YES	YES
1150	Closed	200	180,27	1	YES	YES
1020	Closed	500	45,61	1	YES	YES
1130	Closed	100	65,83	1	YES	YES
1012	Closed	200	215,7	1	YES	YES
1092	Closed	500	167,34	1	YES	YES
1189	Closed	500	58,55	1	YES	YES
1047	Closed	500	261,94	1	YES	YES
1135	Open	0	0	1	NO	NO
1064	Open	0	0	1	NO	NO
1105	Open	0	0	1	NO	NO
1099	Open	0	0	1	NO	NO
1049	Open	0	0	1	NO	NO
1156	Open	0	0	1	NO	NO
1087	Open	0	0	1	NO	NO
1013	Open	0	0	1	NO	NO

Anexo D

PROGRAMACIÓN DE LOS MODELOS

D.1 MODELO DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE PARQUES EÓLICOS

```

VERSION 5.00
Object = "(BE95BCF7-3B34-44F7-8C39-9BE69F901D40)#1.0#0"; "FlexCell.ocx"
Begin VB.Form frmViento
    BorderStyle = 3 'Fixed Dialog
    Caption = "Viento"
    ClientHeight = 6600
    ClientLeft = 45
    ClientTop = 435
    ClientWidth = 6615
    LinkTopic = "Form1"
    MaxButton = 0 'False
    MinButton = 0 'False
    ScaleHeight = 6600
    ScaleWidth = 6615
    ShowInTaskbar = 0 'False
    StartupPosition = 3 'Windows Default
Begin VB.TextBox V_k
    Height = 375
    Left = 4200
    TabIndex = 2
    Text = "10000"
    Top = 240
    Width = 615
End
Begin FlexCell.Grid Grid_Correlaciones
    Height = 4095
    Left = 240
    TabIndex = 3
    Top = 1440
    Width = 6135
    _ExtentX = 10821
    _ExtentY = 7223
    BackColorBkg = -2147483645
    Cols = 1
    DefaultFontSize = 8.25
    Rows = 1
End
Begin VB.TextBox V_m
    Height = 375
    Left = 2640
    TabIndex = 1
    Top = 240
    Width = 615
End
Begin VB.TextBox V_n
    Height = 375
    Left = 1080
    TabIndex = 0
    Top = 240
    Width = 615
End
Begin VB.CommandButton B_Calcular
    Caption = "&Calcular"
    Height = 615
    Left = 2520
    TabIndex = 4
    Top = 5760
    Width = 1575

```

```

End
Begin VB.Label Label4
Caption   = "Valor de k:"
Height   = 255
Left     = 3360
TabIndex = 8
Top      = 360
Width    = 855
End
Begin VB.Label Label3
Caption   = "Valores de los parámetros Weibull (alpha y c) y valores de las correlaciones teóricas que se quieren alcanzar:"
Height   = 375
Left     = 240
TabIndex = 7
Top      = 960
Width    = 6135
End
Begin VB.Label Label2
Caption   = "Valor de m:"
Height   = 255
Left     = 1800
TabIndex = 6
Top      = 360
Width    = 855
End
Begin VB.Label Label1
Caption   = "Valor de n:"
Height   = 255
Left     = 240
TabIndex = 5
Top      = 360
Width    = 855
End
End
Attribute VB_Name = "frmViento"
Attribute VB_GlobalNameSpace = False
Attribute VB_Creatable = False
Attribute VB_PredeclaredId = True
Attribute VB_Exposed = False
Private Sub B_Calcular_Click()

    Dim suma As Double
    Dim k1 As Integer

    k1 = 10000

    If V_k.Text = "" Then
        k = 10000
    Else
        k = CInt(V_k.Text)
    End If

    If V_n.Text = "" Then
        n = 0
    Else
        n = CInt(V_n.Text)
    End If

    If V_m.Text = "" Then
        m = 0
    Else
        m = CInt(V_m.Text)
    End If

    ' If V_R.Text = "" Then
    '     R = 0
    ' Else
    '     R = CInt(V_R.Text)
    ' End If

    If n < m And n > 0 Then

        ReDim Ui(1 To n, 1 To k) As Double
        ReDim Uj(1 To m, 1 To k) As Double
        ReDim Xi(1 To n, 1 To k) As Double
        ReDim Yj(1 To m, 1 To k) As Double
        ReDim alpai(1 To n) As Double
    
```

```

ReDim alphaj(1 To m) As Double
ReDim ci(1 To n) As Double
ReDim cj(1 To m) As Double
ReDim T(1 To n, 1 To m) As Double
ReDim Z(1 To n, 1 To k) As Double 'Velocidad en nudos
ReDim Zmseg(1 To n, 1 To k) As Double 'Velocidad en m/seg.
ReDim muZ(1 To n) As Double
ReDim a(1 To n) As Double
ReDim H(1 To n) As Double
ReDim media_Xi(1 To n) As Double
ReDim Sx(1 To n, 1 To n) As Double
ReDim media_Yj(1 To m) As Double
ReDim Sy(1 To m, 1 To m) As Double
ReDim Sz(1 To n, 1 To n) As Double
ReDim media_Z(1 To n) As Double
ReDim Sz2(1 To n, 1 To n) As Double
ReDim Rz(1 To n, 1 To n) As Double
ReDim Pz(1 To n, 1 To n) As Double
ReDim alpha(1 To n) As Double
ReDim c(1 To n) As Double

```

```

ReDim Mh(1 To n) As Integer
ReDim Vhs(1 To n, 1 To 3) As Double
ReDim Phs(1 To n, 1 To 2) As Double
ReDim Rh(1 To n) As Integer

```

```

ReDim Cv(1 To n, 1 To k) As Double

```

```

'paso I
Dim zzz As Double
Randomize
For j = 1 To k 'calentamiento
    zzz = Rnd
Next j

For j = 1 To k
    For jj = 1 To n
        Ui(jj, j) = Rnd
        If Ui(jj, j) >= 1 Then
            Ui(jj, j) = 0.999
        ElseIf Ui(jj, j) <= 0 Then
            Ui(jj, j) = 0.001
        End If
    Next jj
    For jj = 1 To m
        Uj(jj, j) = Rnd
        If Uj(jj, j) >= 1 Then
            Uj(jj, j) = 0.999
        ElseIf Uj(jj, j) <= 0 Then
            Uj(jj, j) = 0.001
        End If
    Next jj
Next j

'paso II
For j = 1 To n
    For jj = 1 To n
        Pz(j, jj) = Grid_Correlaciones.Cell(j + 2, jj).Text
        If j = 1 Then
            alpha(jj) = Grid_Correlaciones.Cell(1, jj).Text
            c(jj) = Grid_Correlaciones.Cell(2, jj).Text
        End If
    Next jj
Next j

For j = 1 To n
    For jj = 2 + n + 1 To 2 + n + 6
        If CInt(Grid_Correlaciones.Cell(jj, j).Text) <= m Then
            Mh(j) = Grid_Correlaciones.Cell(jj, j).Text
        Else
            Mh(j) = m
        End If
    Next jj
Next j

```

```

ElseIf jj = 2 + n + 2 Then
  Vhs(j, 1) = Grid_Correlaciones.Cell(jj, j).Text
  Vhs(j, 2) = Grid_Correlaciones.Cell(jj + 1, j).Text
  Vhs(j, 3) = Grid_Correlaciones.Cell(jj + 2, j).Text
ElseIf jj = 2 + n + 5 Then
  Phs(j, 1) = Grid_Correlaciones.Cell(jj, j).Text
  Phs(j, 2) = Grid_Correlaciones.Cell(jj + 1, j).Text
ElseIf jj = 2 + n + 6 Then
  Rh(j) = Grid_Correlaciones.Cell(jj, j).Text
End If
Next jj
Next j

'paso12
numrestricciones = 2 * n + ((n * (n - 1)) / 2)
numvariables = 2 * n + 2 * m + n * m

Screen.MousePointer = vbHourglass
Call optimizar1

If resultado_optimizacion = 1 Or resultado_optimizacion = 65 Then

'paso de nudos a metros por segundo
For i = 1 To k
  For j = 1 To n
    Zmseg(j, i) = Z(j, i) * 0.5144
  Next j
Next i

'simulacion del n° de turbinas en funcionamiento en el parque eólico

Dim ttt As Integer
For j = 1 To n - 1
  If Mh(j) > Mh(j + 1) Then
    ttt = Mh(j)
  Else
    ttt = Mh(j + 1)
  End If
Next j
ReDim Uhj(1 To n, 1 To ttt, 1 To k) As Double
ReDim Yhj(1 To n, 1 To ttt, 1 To k) As Integer
ReDim Thi(1 To n, 1 To k) As Integer

Dim zzza As Double
Randomize
For j = 1 To k1 'calentamiento
  zzza = Rnd
Next j

For i = 1 To k
  For j = 1 To n
    For jj = 1 To Mh(j)
      Uhj(j, jj, i) = Rnd
      If Uhj(j, jj, i) = 1 Then
        Uhj(j, jj, i) = 0.999
      ElseIf Uhj(j, jj, i) = 0 Then
        Uhj(j, jj, i) = 0.001
      End If
    Next jj
  Next j
Next i

For i = 1 To k
  For j = 1 To n

    If Zmseg(j, i) <= Vhs(j, 1) Then
      For jj = 1 To Mh(j)
        Yhj(j, jj, i) = 0
      Next jj
    ElseIf Zmseg(j, i) <= Vhs(j, 3) And Zmseg(j, i) > Vhs(j, 1) Then
      For jj = 1 To Mh(j)
        If Uhj(j, jj, i) <= 1 - Phs(j, 1) Then
          Yhj(j, jj, i) = 1
        Else
          Yhj(j, jj, i) = 0
        End If
      Next jj
    End If
  Next j
Next i

```



```

    Next jj
    Elseif Zmse(j, i) > Vhs(j, 3) Then
        For jj = 1 To Mh(j)
            Yhj(j, jj, i) = 0
        Next jj
    End If

Next j
Next i

Dim totalT As Integer
totalT = 0
For i = 1 To k
    For j = 1 To n
        For jj = 1 To Mh(j)
            totalT = totalT + Yhj(j, jj, i)
        Next jj
        Thi(j, i) = totalT
        totalT = 0
    Next j
Next i

'potencia generada en el parque eólico
For j = 1 To n
    For jj = 1 To k
        If Zmse(j, jj) >= 0 And Zmse(j, jj) <= Vhs(j, 1) Then
            Cv(j, jj) = 0
        Elseif Zmse(j, jj) >= Vhs(j, 1) And Zmse(j, jj) <= Vhs(j, 2) Then
            Cv(j, jj) = Thi(j, jj) * Rh(j) * (1 - ((1 - Exp(-3 / 2) * ((Vhs(j, 2) - Zmse(j, jj)) / (Vhs(j, 2) - Vhs(j, 1)))) / (1 - Exp(-3 / 2))))
        Elseif Zmse(j, jj) <= Vhs(j, 3) And Zmse(j, jj) >= Vhs(j, 2) Then
            Cv(j, jj) = Thi(j, jj) * Rh(j)
        Elseif Zmse(j, jj) >= Vhs(j, 3) Then
            Cv(j, jj) = 0
        End If
    Next jj
Next j

'presentación de resultados
Dim cadena As Variant
Dim fecha_hora As Date

Err = 0
On Error Resume Next

cadena = ""
Open "solucion.txt" For Output As #1 ' Abre el archivo.

cadena = "fecha_hora" & Chr(59)
For j = 1 To n
    cadena = cadena & "Vel. parque " & j & Chr(59)
Next j
For j = 1 To n
    cadena = cadena & "Turb. parque " & j & Chr(59)
Next j
For j = 1 To n
    cadena = cadena & "Pot. parque " & j & Chr(59)
Next j
Print #1, cadena
cadena = ""

fecha_hora = Now
For jj = 1 To k
    If jj > 1 Then
        fecha_hora = fecha_hora + 6.944444444444444E-03
    End If
    cadena = cadena & fecha_hora & Chr(59)
    For j = 1 To n
        cadena = cadena & Zmse(j, jj) & Chr(59)
    Next j
    For j = 1 To n
        cadena = cadena & Thi(j, jj) & Chr(59)
    Next j
    For j = 1 To n
        cadena = cadena & Cv(j, jj) & Chr(59)
    Next j
    Print #1, cadena
    cadena = ""

```

```
Next jj

Close #1 ' Cierra el archivo abierto.

cadena = ""

Else

    MsgBox "No se ha encontrado solución factible."

End If

Screen.MousePointer = vbDefault

Else

    MsgBox "El valor n debe ser menor que el valor de m. Y n y m mayores que 0."
    Exit Sub

End If

End Sub

Private Sub Form_Load()

    Grid_Correlaciones.SetRegisterInformation "EN00110", "F1QV6-B7RSE-30WBB-HQB82-Y26CG"

End Sub

Private Sub Grid_Correlaciones_KeyPress(KeyAscii As Integer)

    If KeyAscii = 46 Then
        KeyAscii = 44 'cambio el punto por la coma
    End If

    If KeyAscii <> vbKeyBack And (KeyAscii < vbKey0 Or KeyAscii > vbKey9) And KeyAscii <> 44 And KeyAscii <> 45 Then
        KeyAscii = vbKeyEscape
    End If

End Sub

Private Sub Grid_Correlaciones_LeaveCell(ByVal Row As Long, ByVal col As Long, NewRow As Long, NewCol As Long, Cancel As Boolean)

    If Grid_Correlaciones.Cell(Row, col).Text = "-," Then
        Grid_Correlaciones.Cell(Row, col).Text = ","
    End If

    If Grid_Correlaciones.Cell(Row, col).Text <> "" And Grid_Correlaciones.Cell(Row, col).Text <> "," Then
        If IsNumeric(Grid_Correlaciones.Cell(Row, col).Text) = False Then
            MsgBox "La celda no contiene un número.", vbExclamation, "Valor de la celda"
            Grid_Correlaciones.Cell(Row, col).Text = ","
        End If
    End If

End Sub

Private Sub V_m_KeyPress(KeyAscii As Integer)

    If KeyAscii <> vbKeyBack And (KeyAscii < vbKey0 Or KeyAscii > vbKey9) Then
        KeyAscii = vbKeyEscape
    End If

End Sub

Private Sub V_n_KeyPress(KeyAscii As Integer)

    If KeyAscii <> vbKeyBack And (KeyAscii < vbKey0 Or KeyAscii > vbKey9) Then
        KeyAscii = vbKeyEscape
    End If

End Sub

Private Sub V_k_KeyPress(KeyAscii As Integer)

    If KeyAscii <> vbKeyBack And (KeyAscii < vbKey0 Or KeyAscii > vbKey9) Then
        KeyAscii = vbKeyEscape
    End If

End Sub
```

```

End If

End Sub

Private Sub V_R_KeyPress(KeyAscii As Integer)

    If KeyAscii = 46 Then
        KeyAscii = 44 'cambio el punto por la coma
    End If

    If KeyAscii <> vbKeyBack And (KeyAscii < vbKey0 Or KeyAscii > vbKey9) And KeyAscii <> 44 And KeyAscii <> 45 Then
        KeyAscii = vbKeyEscape
    End If

End Sub

Private Sub V_n_Change()

    If V_n.Text <> "" Then
        If CInt(V_n.Text) > 0 Then
            Grid_Correlaciones.Rows = CInt(V_n.Text) + 3 + 1 + 2 + 2 + 1
            Grid_Correlaciones.Cols = CInt(V_n.Text) + 1
        Else
            Grid_Correlaciones.Rows = 1
            Grid_Correlaciones.Cols = 1
        End If
    Else
        Grid_Correlaciones.Rows = 1
        Grid_Correlaciones.Cols = 1
    End If

    For j = 1 To CInt(V_n.Text)
        Grid_Correlaciones.Cell(0, j).Text = j
    Next j

    For j = 1 To CInt(V_n.Text) + 2 + 1 + 2 + 2 + 1
        If j = 1 Then
            Grid_Correlaciones.Cell(j, 0).Text = "alpha"
        ElseIf j = 2 Then
            Grid_Correlaciones.Cell(j, 0).Text = "c"
        ElseIf j >= 3 And j < CInt(V_n.Text) + 3 Then
            Grid_Correlaciones.Cell(j, 0).Text = "Pz" & j - 2
        ElseIf j = CInt(V_n.Text) + 3 + 0 Then
            Grid_Correlaciones.Cell(j, 0).Text = "t"
        ElseIf j = CInt(V_n.Text) + 3 + 1 Then
            Grid_Correlaciones.Cell(j, 0).Text = "Vmin"
        ElseIf j = CInt(V_n.Text) + 3 + 2 Then
            Grid_Correlaciones.Cell(j, 0).Text = "Vmax"
        ElseIf j = CInt(V_n.Text) + 3 + 3 Then
            Grid_Correlaciones.Cell(j, 0).Text = "Vext"
        ElseIf j = CInt(V_n.Text) + 3 + 4 Then
            Grid_Correlaciones.Cell(j, 0).Text = "Pfallos"
        ElseIf j = CInt(V_n.Text) + 3 + 5 Then
            Grid_Correlaciones.Cell(j, 0).Text = "Pext"
        ElseIf j = CInt(V_n.Text) + 3 + 5 Then
            Grid_Correlaciones.Cell(j, 0).Text = "R"
        End If
    Next j
    Grid_Correlaciones.Column(0).Width = 60
    V_n.SetFocus

End Sub

```

D.2 MODELO DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE PLANTAS DE COGENERACIÓN

VERSION 5.00

```

Begin VB.Form frmCogeneracion
  BorderStyle = 3 'Fixed Dialog
  Caption = "Cogeneración"
  ClientHeight = 6600
  ClientLeft = 45
  ClientTop = 435
  ClientWidth = 6615
  LinkTopic = "Form1"
  MaxButton = 0 'False
  MinButton = 0 'False
  ScaleHeight = 6600
  ScaleWidth = 6615
  ShowInTaskbar = 0 'False
  StartUpPosition = 3 'Windows Default
  Begin VB.TextBox V_k
    Height = 375
    Left = 4200
    TabIndex = 2
    Text = "10000"
    Top = 240
    Width = 615
  End
  Begin VB.PictureBox Grid_Correlaciones
    Height = 4095
    Left = 240
    ScaleHeight = 4035
    ScaleWidth = 6075
    TabIndex = 3
    Top = 1440
    Width = 6135
  End
  Begin VB.TextBox V_m
    Height = 375
    Left = 2640
    TabIndex = 1
    Top = 240
    Width = 615
  End
  Begin VB.TextBox V_n
    Height = 375
    Left = 1080
    TabIndex = 0
    Top = 240
    Width = 615
  End
  Begin VB.CommandButton B_Calcular
    Caption = "&Calcular"
    Height = 615
    Left = 2520
    TabIndex = 4
    Top = 5760
    Width = 1575
  End
  Begin VB.Label Label4
    Caption = "Valor de k:"
    Height = 255
    Left = 3360
    TabIndex = 8
    Top = 360
    Width = 855
  End
  Begin VB.Label Label2
    Caption = "Valor de m:"
    Height = 255
    Left = 1800
    TabIndex = 6
    Top = 360
    Width = 855
  End
  Begin VB.Label Label1

```

```

Caption = "Valor de n:"
Height = 255
Left = 240
TabIndex = 5
Top = 360
Width = 855
End
End
Attribute VB_Name = "frmCogeneracion"
Attribute VB_GlobalNameSpace = False
Attribute VB_Creatable = False
Attribute VB_PredeclaredId = True
Attribute VB_Exposed = False

Private Sub B_Calcular_Click()

    Dim suma As Double
    Dim k1 As Integer

    k1 = 10000

    If V_k.Text = "" Then
        k = 10000
    Else
        k = CInt(V_k.Text)
    End If

    If V_n.Text = "" Then
        n = 0
    Else
        n = CInt(V_n.Text)
    End If

    ' If V_m.Text = "" Then
    '     m = 0
    ' Else
    '     m = CInt(V_m.Text)
    ' End If

    ' If V_R.Text = "" Then
    '     R = 0
    ' Else
    '     R = CInt(V_R.Text)
    ' End If

    ' If n < m And n > 0 Then

        ReDim Ui(1 To n, 1 To k) As Double 'Decidir si planta de cogeneración vende
        ReDim Uj(1 To m, 1 To k) As Double
        ReDim Xi(1 To n, 1 To k) As Double
        ReDim Yj(1 To m, 1 To k) As Double
        ReDim alpha1(1 To n) As Double
        ReDim alphaj(1 To m) As Double
        ReDim ci(1 To n) As Double
        ReDim cj(1 To m) As Double
        ReDim T(1 To n, 1 To m) As Double
        ReDim Z(1 To n, 1 To k) As Double 'Velocidad en nudos
        ReDim Zmseg(1 To n, 1 To k) As Double 'Velocidad en m/seg.
        ReDim muZ(1 To n) As Double
        ReDim a(1 To n) As Double
        ReDim H(1 To n) As Double
        ReDim media_Xi(1 To n) As Double
        ReDim Sx(1 To n, 1 To n) As Double
        ReDim media_Yj(1 To m) As Double
        ReDim Sy(1 To m, 1 To m) As Double
        ReDim Sz(1 To n, 1 To n) As Double
        ReDim media_Z(1 To n) As Double
        ReDim Sz2(1 To n, 1 To n) As Double
        ReDim Rz(1 To n, 1 To n) As Double
        ReDim Pz(1 To n) As Double
        ReDim alpha(1 To n) As Double
        ReDim c(1 To n, 1 To k) As Double

        ReDim Mh(1 To n) As Integer
        ReDim Vhs(1 To n, 1 To 3) As Double
        ReDim Phs(1 To n) As Double
        ReDim Rh(1 To n) As Integer
    
```

ReDim Cv(1 To n, 1 To k) As Double

```

'paso1
Dim zzz As Double
Randomize
For j = 1 To k1 'calentamiento
    zzz = Rnd
Next j

For j = 1 To k
    For jj = 1 To n
        Ui(jj, j) = Rnd
        If Ui(jj, j) >= 1 Then
            Ui(jj, j) = 0.999
        ElseIf Ui(jj, j) <= 0 Then
            Ui(jj, j) = 0.001
        End If
    Next jj
    For jj = 1 To m
        Uj(jj, j) = Rnd
        If Uj(jj, j) >= 1 Then
            Uj(jj, j) = 0.999
        ElseIf Uj(jj, j) <= 0 Then
            Uj(jj, j) = 0.001
        End If
    Next jj
Next j

'paso11
For j = 1 To n
    For jj = 1 To n
        Pz(j) = Grid_Correlaciones.Cell(1, j).Text
        If j = 1 Then
            alpha(jj) = Grid_Correlaciones.Cell(1, jj).Text
            c(jj) = Grid_Correlaciones.Cell(2, jj).Text
        End If
    Next jj
Next j

For j = 1 To n
    For jj = 2 + n + 1 To 2 + n + 6
        If jj = 2 + n + 1 Then
            If CInt(Grid_Correlaciones.Cell(jj, j).Text) <= m Then
                Mh(j) = Grid_Correlaciones.Cell(2, j).Text
            Else
                Mh(j) = m
            End If
        ElseIf jj = 2 + n + 2 Then
            Vhs(j, 1) = Grid_Correlaciones.Cell(jj, j).Text
            Vhs(j, 2) = Grid_Correlaciones.Cell(jj + 1, j).Text
            Vhs(j, 3) = Grid_Correlaciones.Cell(jj + 2, j).Text
        ElseIf jj = 2 + n + 5 Then
            Phs(j, 1) = Grid_Correlaciones.Cell(jj, j).Text
            Phs(j, 2) = Grid_Correlaciones.Cell(jj + 1, j).Text
        ElseIf jj = 2 + n + 6 Then
            Rh(j) = Grid_Correlaciones.Cell(3, j).Text
        End If
    Next jj
Next j

'paso12
numrestricciones = 2 * n + ((n * (n - 1)) / 2)
numvariables = 2 * n + 2 * m + n * m

Screen.MousePointer = vbHourglass
Call optimizar1

If resultado_optimizacion = 1 Or resultado_optimizacion = 65 Then

    'paso de nudos a metros por segundo
    For i = 1 To k
        For j = 1 To n

```

```

'
      Zmse(j, i) = Z(j, i) * 0.5144
'
      Next j
'
      Next i

```

'simulacion de la decisión de conectarse

```

For i = 1 To k
  For j = 1 To n
    If Ui(j, i) <= 1 - Pz(j) Then
      c(j, i) = 1
    Else
      c(j, i) = 0
    End If
  End If
  Next j
Next i

```

'simulacion del nº de turbinas en funcionamiento en la planta de cogeneración

```

Dim ttt As Integer
For j = 1 To n - 1
  If Mh(j) > Mh(j + 1) Then
    ttt = Mh(j)
  Else
    ttt = Mh(j + 1)
  End If
Next j
ReDim Uhj(1 To n, 1 To ttt, 1 To k) As Double
ReDim Yhj(1 To n, 1 To ttt, 1 To k) As Integer
ReDim Thi(1 To n, 1 To k) As Integer

```

```

Dim zzza As Double
Randomize
For j = 1 To k1 'calentamiento
  zzza = Rnd
Next j

```

```

For i = 1 To k
  For j = 1 To n
    For jj = 1 To Mh(j)
      Uhj(j, jj, i) = Rnd
      If Uhj(j, jj, i) = 1 Then
        Uhj(j, jj, i) = 0.999
      ElseIf Uhj(j, jj, i) = 0 Then
        Uhj(j, jj, i) = 0.001
      End If
    Next jj
  Next j
Next i

```

```

For i = 1 To k
  For j = 1 To n
    If c(j, i) = 0 Then
      For jj = 1 To Mh(j)
        Yhj(j, jj, i) = 0
      Next jj
    Else
      For jj = 1 To Mh(j)
        If Uhj(j, jj, i) <= 1 - Phs(j, 1) Then
          Yhj(j, jj, i) = 1
        Else
          Yhj(j, jj, i) = 0
        End If
      Next jj
    Next j
  Next i

```

```

Dim totalT As Integer
totalT = 0
For i = 1 To k
  For j = 1 To n
    For jj = 1 To Mh(j)
      totalT = totalT + Yhj(j, jj, i)
    Next jj
  Thi(j, i) = totalT

```

```

totalT = 0
Next j
Next i

'potencia generada en el parque eólico
For j = 1 To n
  For i = 1 To k
    If c(j, i) = 0 Then
      Cv(j, i) = 0
    Else
      Cv(j, i) = Thi(j, i) * Rh(j)
    End If
  Next i
Next j

'presentación de resultados
Dim cadena As Variant
Dim fecha_hora As Date

Err = 0
On Error Resume Next

cadena = ""
Open "cogeneracion.txt" For Output As #1 ' Abre el archivo.

cadena = "fecha_hora" & Chr(59)
For j = 1 To n
  cadena = cadena & "Vel. parque " & j & Chr(59)
Next j
For j = 1 To n
  cadena = cadena & "Turb. parque " & j & Chr(59)
Next j
For j = 1 To n
  cadena = cadena & "Pot. parque " & j & Chr(59)
Next j
Print #1, cadena
cadena = ""

fecha_hora = Now
For jj = 1 To k
  If jj > 1 Then
    fecha_hora = fecha_hora + 6.944444444444444E-03
  End If
  cadena = cadena & fecha_hora & Chr(59)
  For j = 1 To n
    cadena = cadena & c(j, jj) & Chr(59)
  Next j
  For j = 1 To n
    cadena = cadena & Thi(j, jj) & Chr(59)
  Next j
  For j = 1 To n
    cadena = cadena & Cv(j, jj) & Chr(59)
  Next j
  Print #1, cadena
  cadena = ""
Next jj

Close #1 ' Cierra el archivo abierto.

cadena = ""

Else

  MsgBox "No se ha encontrado solución factible."

End If

Screen.MousePointer = vbDefault

Else

  MsgBox "El valor n debe ser menor que el valor de m. Y n y m mayores que 0."
  Exit Sub

End If

End Sub

```



```

Private Sub Form_Load()

    Grid_Correlaciones.SetRegisterInformation "EN00110", "F1QV6-B7RSE-30WBB-HQB82-Y26CG"

End Sub

Private Sub Grid_Correlaciones_KeyPress(KeyAscii As Integer)

    If KeyAscii = 46 Then
        KeyAscii = 44 'cambio el punto por la coma
    End If

    If KeyAscii <> vbKeyBack And (KeyAscii < vbKey0 Or KeyAscii > vbKey9) And KeyAscii <> 44 And KeyAscii <> 45 Then
        KeyAscii = vbKeyEscape
    End If

End Sub

Private Sub Grid_Correlaciones_LeaveCell(ByVal Row As Long, ByVal col As Long, NewRow As Long, NewCol As Long, Cancel As Boolean)

    If Grid_Correlaciones.Cell(Row, col).Text = "-" Then
        Grid_Correlaciones.Cell(Row, col).Text = ","
    End If

    If Grid_Correlaciones.Cell(Row, col).Text <> "" And Grid_Correlaciones.Cell(Row, col).Text <> "," Then
        If IsNumeric(Grid_Correlaciones.Cell(Row, col).Text) = False Then
            MsgBox "La celda no contiene un número.", vbExclamation, "Valor de la celda"
            Grid_Correlaciones.Cell(Row, col).Text = ","
        End If
    End If

End Sub

Private Sub V_m_KeyPress(KeyAscii As Integer)

    If KeyAscii <> vbKeyBack And (KeyAscii < vbKey0 Or KeyAscii > vbKey9) Then
        KeyAscii = vbKeyEscape
    End If

End Sub

Private Sub V_n_KeyPress(KeyAscii As Integer)

    If KeyAscii <> vbKeyBack And (KeyAscii < vbKey0 Or KeyAscii > vbKey9) Then
        KeyAscii = vbKeyEscape
    End If

End Sub

Private Sub V_k_KeyPress(KeyAscii As Integer)

    If KeyAscii <> vbKeyBack And (KeyAscii < vbKey0 Or KeyAscii > vbKey9) Then
        KeyAscii = vbKeyEscape
    End If

End Sub

Private Sub V_R_KeyPress(KeyAscii As Integer)

    If KeyAscii = 46 Then
        KeyAscii = 44 'cambio el punto por la coma
    End If

    If KeyAscii <> vbKeyBack And (KeyAscii < vbKey0 Or KeyAscii > vbKey9) And KeyAscii <> 44 And KeyAscii <> 45 Then
        KeyAscii = vbKeyEscape
    End If

End Sub

Private Sub V_n_Change()

    If V_n.Text <> "" Then
        If CInt(V_n.Text) > 0 Then
            Grid_Correlaciones.Rows = 3
            Grid_Correlaciones.Cols = CInt(V_n.Text) + 1
        End If
    End If

End Sub

```

```
Else
  Grid_Correlaciones.Rows = 1
  Grid_Correlaciones.Cols = 1
End If
Else
  Grid_Correlaciones.Rows = 1
  Grid_Correlaciones.Cols = 1
End If

For j = 1 To CInt(V_n.Text)
  Grid_Correlaciones.Cell(0, j).Text = j
Next j

For j = 1 To 3
  If j = 1 Then
    Grid_Correlaciones.Cell(j, 0).Text = "Pr. no conectarse"
  ElseIf j = 2 Then
    Grid_Correlaciones.Cell(j, 0).Text = "Nº de turbinas"
  ElseIf j = 3 Then
    Grid_Correlaciones.Cell(j, 0).Text = "R"
  ' ElseIf j = CInt(V_n.Text) + 3 + 0 Then
  '   Grid_Correlaciones.Cell(j, 0).Text = "t"
  ' ElseIf j = CInt(V_n.Text) + 3 + 1 Then
  '   Grid_Correlaciones.Cell(j, 0).Text = "Vmin"
  ' ElseIf j = CInt(V_n.Text) + 3 + 2 Then
  '   Grid_Correlaciones.Cell(j, 0).Text = "Vmax"
  ' ElseIf j = CInt(V_n.Text) + 3 + 3 Then
  '   Grid_Correlaciones.Cell(j, 0).Text = "Vext"
  ' ElseIf j = CInt(V_n.Text) + 3 + 4 Then
  '   Grid_Correlaciones.Cell(j, 0).Text = "Pfallos"
  ' ElseIf j = CInt(V_n.Text) + 3 + 5 Then
  '   Grid_Correlaciones.Cell(j, 0).Text = "Pext"
  ' ElseIf j = CInt(V_n.Text) + 3 + 5 Then
  '   Grid_Correlaciones.Cell(j, 0).Text = "R"
  End If
Next j
Grid_Correlaciones.Column(0).Width = 60
V_n.SetFocus

End Sub
```

Anexo E

RESULTADOS

E.1 PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE PARQUES EÓLICOS DURANTE UN DIA

Datos de entrada:

Valor de n: Valor de m: Valor de k:

Valores de los parámetros Weibull (alpha y c) y valores de las correlaciones teóricas que se quieren alcanzar:

	1	2	3	4
alpha	14	15	16	16
c	1,7	1,8	2	2,2
Pz1	1	0,87	0,83	0,84
Pz2	0,87	1	0,91	0,89
Pz3	0,83	0,91	1	0,86
Pz4	0,84	0,89	0,86	1
t	50	50	50	50
Vmin	4	4	4	4
Vmax	15	15	15	15
Vext	25	25	25	25
Pfallo	0,03	0,03	0,03	0,03
R	1	1	1	1

Potencia eléctrica generada en los parques eólicos (6:00 h, 12:00 h, 20:00h)

Date/Hour	z1	z2	z3	z4	t1	t2	t3	t4	P1	P2	P3	P4
13/12/2004 19:06	5,16	7,50	8,36	9,87	49	47	48	48	2,41	8,27	11,18	16,91
13/12/2004 19:16	15,74	8,44	9,32	12,95	48	48	46	49	48,00	11,49	14,06	33,61
13/12/2004 19:26	6,84	5,70	3,51	5,26	48	47	0	48	6,53	3,52	0,00	2,58
13/12/2004 19:36	10,09	10,62	12,97	10,03	50	50	49	49	18,57	21,07	33,77	17,96
13/12/2004 19:46	12,30	10,40	14,69	13,03	48	48	48	49	28,98	19,19	45,46	34,16
13/12/2004 19:56	7,38	10,98	11,74	14,47	49	48	48	50	8,24	21,93	25,83	45,50
13/12/2004 20:06	16,43	17,23	17,96	16,68	49	48	46	46	49,00	48,00	46,00	46,00
13/12/2004 20:16	3,90	7,48	5,92	4,65	0	48	50	49	0,00	8,36	4,30	1,30
13/12/2004 20:26	33,24	31,75	35,71	24,37	0	0	0	47	0,00	0,00	0,00	47,00
13/12/2004 20:36	7,25	7,79	7,56	7,09	49	47	48	49	7,85	9,14	8,62	7,37
13/12/2004 20:46	7,69	7,71	8,31	7,01	48	49	50	49	9,02	9,27	11,48	7,15
13/12/2004 20:56	18,90	17,27	10,87	19,45	46	49	47	48	46,00	49,00	20,96	48,00
14/12/2004 5:06	3,72	3,12	2,42	3,14	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00
14/12/2004 5:16	2,07	3,13	4,06	3,75	0	0	49	0	0,00	0,00	0,11	0,00
14/12/2004 5:26	32,68	32,24	34,10	26,16	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00
14/12/2004 5:36	11,57	13,08	14,69	10,43	47	49	49	49	24,38	34,46	46,37	19,75
14/12/2004 5:46	6,39	6,93	6,97	6,34	49	49	50	47	5,42	6,90	7,17	5,06
14/12/2004 5:56	12,41	15,16	10,53	16,17	48	46	50	48	29,63	46,00	20,61	48,00
14/12/2004 6:06	9,41	15,47	16,08	14,59	50	49	47	48	15,65	49,00	47,00	44,61
14/12/2004 6:16	11,53	13,35	11,32	8,42	50	49	48	50	25,73	36,30	23,63	11,89
14/12/2004 6:26	14,75	11,64	13,36	11,53	48	47	50	48	45,95	24,74	37,11	24,73
14/12/2004 6:36	11,34	15,31	16,71	15,19	49	49	50	49	24,23	49,00	50,00	49,00
14/12/2004 6:46	3,55	3,60	4,68	4,51	0	0	49	50	0,00	0,00	1,38	1,03
14/12/2004 6:56	8,18	10,67	6,66	6,82	49	50	48	49	10,83	21,32	6,04	6,60
14/12/2004 11:06	6,89	7,68	9,24	8,95	50	49	49	49	6,94	9,18	14,69	13,56
14/12/2004 11:16	11,72	10,44	12,57	10,63	50	50	47	49	26,77	20,20	29,93	20,68
14/12/2004 11:26	0,75	1,65	1,38	2,82	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00
14/12/2004 11:36	12,86	12,17	11,53	15,13	48	49	50	50	32,36	28,81	25,76	50,00
14/12/2004 11:46	7,50	9,64	8,19	8,22	47	49	48	49	8,26	16,30	10,64	10,96
14/12/2004 11:56	2,41	4,99	3,38	7,52	0	47	0	48	0,00	1,96	0,00	8,51
14/12/2004 12:06	2,44	4,56	4,63	5,07	0	49	49	50	0,00	1,13	1,26	2,26
14/12/2004 12:16	7,26	7,70	7,54	14,26	47	48	49	48	7,56	9,06	8,74	42,08
14/12/2004 12:26	7,74	12,43	10,81	11,39	47	47	50	49	8,99	29,14	21,97	24,49
14/12/2004 12:36	6,39	7,54	6,26	10,02	48	47	47	50	5,32	8,38	4,86	18,25
14/12/2004 12:46	4,58	6,84	8,00	8,03	49	47	48	48	1,16	6,37	10,00	10,11
14/12/2004 12:56	5,35	9,52	9,90	9,97	50	49	48	48	2,90	15,79	17,04	17,32

E.2 PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE PLANTAS DE COGENERACIÓN DURANTE UN DIA

Datos de entrada:

Cogeneración

Número de plantas de cogeneración: Valor de k:

Precio venta electricidad Coste de generación

Valores de los parámetros:

	1	2	3	4
Pr. no conectarse	0,1	0,15	0,2	0,2
Nº de generadores	30	30	30	30
Pr. fallo turbina	0,03	0,03	0,03	0,03
R	1,5	1,5	1,5	1,5
Pot. con. proceso	15	15	15	15

Potencia eléctrica generada en las plantas de cogeneración (6:00 h, 12:00 h, 20:00h)

fecha_hora	Con-1	Con-2	Con-3	Con-4	T-1	T-2	T-3	T-4	P-1	P-2	P-3	P-4
13/12/2004 16:07	1	1	1	0	30	29	28	0	30	28	26	0
13/12/2004 17:07	1	1	0	0	30	30	0	0	30	30	0	0
13/12/2004 18:07	1	1	1	1	29	30	27	29	28	30	24	28
13/12/2004 19:07	1	1	0	1	30	28	0	27	30	26	0	24
13/12/2004 20:07	1	1	1	1	29	30	29	30	28	30	28	30
13/12/2004 21:07	1	1	1	1	29	29	30	30	28	28	30	30
13/12/2004 22:07	1	1	1	1	27	29	30	29	24	28	30	28
13/12/2004 23:07	0	1	1	1	0	29	30	29	0	28	30	28
14/12/2004 0:07	1	0	1	1	30	0	29	28	30	0	28	26
14/12/2004 1:07	1	0	1	1	30	0	29	30	30	0	28	30
14/12/2004 2:07	1	0	1	1	30	0	29	28	30	0	28	26
14/12/2004 3:07	1	1	1	1	27	29	27	29	24	28	24	28
14/12/2004 4:07	1	1	1	1	28	28	30	29	26	26	30	28
14/12/2004 5:07	1	1	1	1	29	28	30	30	28	26	30	30
14/12/2004 6:07	1	1	1	1	29	28	29	30	28	26	28	30
14/12/2004 7:07	1	1	1	1	30	29	29	29	30	28	28	28
14/12/2004 8:07	1	1	1	1	30	28	29	30	30	26	28	30
14/12/2004 9:07	1	0	1	1	28	0	30	29	26	0	30	28
14/12/2004 10:07	1	1	1	1	30	29	28	28	30	28	26	26
14/12/2004 11:07	1	1	1	1	29	28	30	29	28	26	30	28
14/12/2004 12:07	1	0	1	1	30	0	29	28	30	0	28	26
14/12/2004 13:07	1	1	1	1	29	30	29	29	28	30	28	28
14/12/2004 14:07	1	1	1	1	29	29	30	29	28	28	30	28
14/12/2004 15:07	1	1	1	1	29	26	29	30	28	22	28	30
14/12/2004 16:07	1	0	1	1	30	0	29	29	30	0	28	28

E.3 RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE FUNCIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Sistema de Distribución de 37 nudos sin GD (6:00 h)

```
Area 92 - 92
  Number of Buses      8
  Total Load           172,5 MW   45,0 MVAR
  Total Generation     389,0 MW  -10,7 MVAR
  Losses               4,8 MW    12,3 MVAR
  Actual Tie Line Flow 211,7 MW To Area 98
  Unserved Load       0,0 MW
  Interchange Error    2,12
```

Tie Lines for Area 92 - 92

Meter	Area Bus	Other Area Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
1012	1011	98 1012	1	67,9	-33,9	0,9	3,1
1064	1064	98 1078	1	83,2	-22,0	1,9	4,6
1105	1099	98 1105	1	37,8	-3,1	0,0	1,2
1192	1189	98 1192	1	22,7	-8,9	0,0	-0,3

Bus Information for Area 92 - 92

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1011	1011	92	132		30	8	0	0	0,99	-2,5
1063	1063	92	132		25	10	0	0	0,99	-2,1
1064	1064	92	132		0	0	0	0	0,99	-2,4
1069	1069	92	132		30	8	264	-38	1,00	0,0
1099	1099	92	132		38	10	100	15	1,00	-2,0
1130	1130	92	132		0	0	25	13	1,00	-1,3
1171	1171	92	132		25	5	0	0	0,99	-2,5
1189	1189	92	132		25	5	0	0	0,99	-3,2

Load Information for Area 92 - 92

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1011	1	92	1	30	8
1063	1	92	1	25	10
1069	1	92	1	30	8
1099	1	92	1	38	10
1171	1	92	1	25	5
1189	1	92	1	25	5

Generator Information for Area 92 - 92

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1064	1	92	1	0	0
1069	1	92	1	264	-38
1099	1	92	1	100	15
1130	1	92	1	25	13
1189	1	92	1	0	0

Switched Shunt Information for Area 92 - 92

Bus Reg. Area Zone MVR

Transmission Line Information for Area 92 - 92

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1012	1011	1	75,9	25,3	0,94	3,13	332,2	
1011	1069	1	100,1	20,0	1,28	2,91	440,7	
1011	1099	1	7,9	3,9	0,03	0,07	34,6	
1171	1011	1	11,6	3,9	0,01	-0,40	51,4	
1063	1130	1	42,7	14,2	0,22	0,62	188,3	
1063	1171	1	18,0	18,4	0,07	-0,88	79,3	
1069	1064	1	119,1	39,7	1,89	4,75	520,7	
1064	1078	1	86,1	17,2	1,92	4,63	378,6	
1099	1064	1	5,0	3,3	0,00	0,04	21,7	
1189	1064	1	36,1	12,0	0,18	0,46	159,0	
1130	1069	1	18,8	16,4	0,14	0,40	82,3	
1105	1099	1	38,0	20,0	0,04	1,23	166,1	
1099	1189	1	12,8	8,6	0,01	0,28	56,3	
1192	1189	1	24,3	4,9	0,01	-0,35	107,3	

Area 97 - 97

Number of Buses	10
Total Load	237,5 MW 55,0 MVAR
Total Generation	250,0 MW 126,1 MVAR
Losses	1,2 MW 4,4 MVAR
Actual Tie Line Flow	28,4 MW To Area 98 -17,1 MW To Area 99
Unserviced Load	0,0 MW
Interchange Error	0,11

Tie Lines for Area 97 - 97

Meter	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
1199	1047	99	1199	1	20,6	14,2	0,0	-0,2	
1049	1049	99	1198	1	-38,6	6,4	0,1	0,2	
1050	1049	99	1050	1	0,9	0,8	0,0	0,0	
1078	1150	98	1078	1	28,4	45,3	0,2	0,1	

Bus Information for Area 97 - 97

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1020	1020	97	132	50	13	100	17	1,00	-13,1	
1039	1039	97	132	50	10	0	0	0,99	-13,8	
1041	1041	97	132	13	3	0	0	1,00	-13,7	
1047	1047	97	132	0	0	100	61	1,00	-13,5	
1049	1049	97	132	13	3	0	0	1,00	-13,5	
1062	1062	97	132	25	5	0	0	1,00	-13,5	
1086	1086	97	132	25	5	0	0	0,99	-13,8	
1087	1087	97	132	25	8	0	0	0,99	-13,6	
1148	1148	97	132	38	10	0	0	0,99	-13,9	
1150	1150	97	132	0	0	50	48	1,00	-5,5	

Load Information for Area 97 - 97

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1020	1	97	1	50	13
1039	1	97	1	50	10
1041	1	97	1	13	3
1049	1	97	1	13	3
1062	1	97	1	25	5
1086	1	97	1	25	5
1087	1	97	1	25	8
1148	1	97	1	38	10

Generator Information for Area 97 - 97

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1020	1	97	1	100	17
1047	1	97	1	100	61
1049	1	97	1	0	0
1087	1	97	1	0	0
1150	1	97	1	50	48

Switched Shunt Information for Area 97 - 97

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 97 - 97

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1020	1062	1	19,0	6,3	0,06	0,13	82,9	
1020	1087	1	32,6	10,9	0,17	0,35	142,4	
1039	1041	1	24,1	8,0	0,05	0,10	106,3	
1039	1047	1	30,5	6,1	0,31	0,08	134,5	
1039	1062	1	42,4	14,1	0,13	0,33	187,1	
1039	1086	1	23,7	15,8	0,00	0,01	104,7	
1039	1087	1	4,6	2,5	0,00	0,01	20,1	
1039	1148	1	19,5	6,5	0,02	0,05	86,1	
1041	1049	1	36,5	12,2	0,08	0,16	160,5	
1047	1049	1	25,6	8,5	0,01	0,02	111,9	
1062	1047	1	53,4	17,8	0,03	0,10	233,8	
1199	1047	1	25,1	8,4	0,01	-0,20	109,7	
1050	1049	1	1,2	5,9	0,00	0,01	5,2	
1049	1198	1	39,1	13,0	0,07	0,18	171,4	
1078	1150	1	53,5	10,7	0,17	0,07	236,8	
1087	1086	1	1,8	4,4	0,00	0,01	7,8	
1150	1148	1	21,5	7,2	0,12	3,13	94,2	

Area 98 - 98

Number of Buses	9
Total Load	287,5 MW 77,5 MVAR
Total Generation	150,0 MW 63,9 MVAR
Losses	5,2 MW 4,8 MVAR
Actual Tie Line Flow	-211,7 MW To Area 92
	-28,4 MW To Area 97
	97,4 MW To Area 99
Unserved Load	0,0 MW
Interchange Error	-1,43

Tie Lines for Area 98 - 98

Meter	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
		1012	92	1011	1	-67,9	33,9	0,9	3,1
1012		1078	92	1064	1	-83,2	22,0	1,9	4,6
1064		1078	97	1150	1	-28,4	-45,3	0,2	0,1
1078		1105	92	1099	1	-37,8	3,1	0,0	1,2
1105									

1138	1138	99	1201	1	97,4	-41,0	3,0	5,6
1192	1192	92	1189	1	-22,7	8,9	0,0	-0,3

Bus Information for Area 98 - 98

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1012	1012	98	132		0	0	50	38	1,00	-4,9
1027	1027	98	132		75	25	0	0	0,99	-5,3
1078	1078	98	132		100	25	0	0	0,99	-5,8
1105	1105	98	132		13	3	0	0	1,00	-3,9
1120	1120	98	132		25	5	100	26	1,00	-5,5
1133	1133	98	132		25	10	0	0	0,98	-7,3
1135	1135	98	132		13	3	0	0	0,99	-6,7
1138	1138	98	132		25	5	0	0	0,99	-7,3
1192	1192	98	132		13	3	0	0	0,99	-3,3

Load Information for Area 98 - 98

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1027	1	98	1	75	25
1078	1	98	1	100	25
1105	1	98	1	13	3
1120	1	98	1	25	5
1133	1	98	1	25	10
1135	1	98	1	13	3
1138	1	98	1	25	5
1192	1	98	1	13	3

Generator Information for Area 98 - 98

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1012	1	98	1	50	38
1105	1	98	1	0	0
1120	1	98	1	100	26
1135	1	98	1	0	0

Switched Shunt Information for Area 98 - 98

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 98 - 98

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1012	1011	1	75,9	25,3	0,94	3,13	332,2	
1012	1027	1	59,5	19,8	0,25	0,22	260,1	
1012	1135	1	63,9	63,9	0,95	0,94	279,7	
1027	1078	1	11,0	5,5	0,04	-1,07	48,6	
1027	1105	1	38,2	19,1	0,59	-1,21	168,1	
1027	1120	1	22,7	7,6	0,06	-1,03	100,0	
1064	1078	1	86,1	17,2	1,92	4,63	378,6	
1078	1133	1	20,9	20,9	0,18	0,53	92,7	
1078	1150	1	53,5	10,7	0,17	0,07	236,8	
1105	1099	1	38,0	20,0	0,04	1,23	166,1	
1105	1192	1	15,1	5,0	0,04	-0,22	65,9	
1120	1135	1	26,4	13,2	0,02	0,60	115,4	
1120	1138	1	55,0	18,3	0,80	1,13	240,6	
1133	1138	1	15,0	7,5	0,04	0,08	66,4	

1138	1135	1	74,4	37,2	0,31	0,24	328,7
1138	1201	1	105,7	35,2	3,01	5,64	466,6
1192	1189	1	24,3	4,9	0,01	-0,35	107,3

Area 99 - 99

Number of Buses	10
Total Load	225,0 MW 47,5 MVAR
Total Generation	150,0 MW 69,8 MVAR
Losses	5,3 MW 2,7 MVAR
Actual Tie Line Flow	17,1 MW To Area 97 -97,4 MW To Area 98
Unserviced Load	0,0 MW
Interchange Error	-0,80

Tie Lines for Area 99 - 99

Meter	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW	Leave	MVR	Leave	MWLoss	MVRLoss
1199		1199	97	1047	1	-20,6		-14,2		0,0	-0,2
1049		1198	97	1049	1	38,6		-6,4		0,1	0,2
1050		1050	97	1049	1	-0,9		-0,8		0,0	0,0
1138		1201	98	1138	1	-97,4		41,0		3,0	5,6

Bus Information for Area 99 - 99

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1003	1003	99	132		38	10	0	0	0,99	-12,7
1006	1006	99	132		25	5	0	0	0,99	-13,1
1013	1013	99	132		13	3	0	0	0,99	-13,1
1050	1050	99	132		25	5	0	0	0,99	-13,9
1057	1057	99	132		50	10	0	0	0,99	-13,6
1092	1092	99	132		13	3	100	45	1,00	-12,6
1156	1156	99	132		25	5	0	0	0,99	-12,9
1198	1198	99	132		0	0	50	25	1,00	-13,2
1199	1199	99	132		25	5	0	0	1,00	-13,5
1201	1201	99	132		13	3	0	0	0,99	-11,0

Load Information for Area 99 - 99

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1003	1	99	1	38	10
1006	1	99	1	25	5
1013	1	99	1	13	3
1050	1	99	1	25	5
1057	1	99	1	50	10
1092	1	99	1	13	3
1156	1	99	1	25	5
1199	1	99	1	25	5
1201	1	99	1	13	3

Generator Information for Area 99 - 99

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1013	1	99	1	0	0
1092	1	99	1	100	45

1156	1	99	1	0	0
1198	1	99	1	50	25

Switched Shunt Information for Area 99 - 99

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 99 - 99

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1003	1006	1	25,6	14,1	0,04	-0,51	112,9	
1003	1092	1	28,4	9,5	0,04	-0,26	125,1	
1003	1156	1	15,0	5,7	0,02	-2,49	66,4	
1003	1198	1	33,8	11,3	0,19	0,39	149,2	
1003	1201	1	95,5	31,8	1,20	1,96	421,3	
1006	1013	1	1,3	0,7	0,00	-0,36	5,7	
1013	1156	1	12,6	12,6	0,03	0,05	55,8	
1199	1047	1	25,1	8,4	0,01	-0,20	109,7	
1050	1049	1	1,2	5,9	0,00	0,01	5,2	
1049	1198	1	39,1	13,0	0,07	0,18	171,4	
1050	1057	1	7,6	4,4	0,01	-1,80	33,6	
1050	1199	1	22,1	12,8	0,06	-0,97	97,3	
1057	1092	1	54,6	18,2	0,49	1,01	241,2	
1092	1156	1	26,6	8,9	0,11	0,23	116,3	
1138	1201	1	105,7	35,2	3,01	5,64	466,6	
1198	1199	1	24,0	8,0	0,03	-0,42	104,9	

Sistema de Distribución de 37 nudos con GD (6:00 h)

Area 92 - 92

Number of Buses	8	
Total Load	172,5 MW	45,0 MVAR
Total Generation	152,8 MW	65,2 MVAR
Losses	1,0 MW	0,2 MVAR
Actual Tie Line Flow	-20,7 MW	To Area 98
Unserved Load	0,0 MW	
Interchange Error	-0,21	

Tie Lines for Area 92 - 92

Meter	Area Bus	Other Area Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
1012	1011	98 1012	1	-40,8	3,8	0,3	0,9
1064	1064	98 1078	1	11,7	11,5	0,1	0,2
1105	1099	98 1105	1	9,6	1,1	0,0	0,1
1192	1189	98 1192	1	-1,1	3,6	0,0	-0,4

Bus Information for Area 92 - 92

Number	Name	Area	kV Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1011	1011	92	132	30	8	0	0	1,00	0,3
1063	1063	92	132	25	10	0	0	0,99	-0,1
1064	1064	92	132	0	0	16	-2	1,00	0,7
1069	1069	92	132	30	8	-16	31	1,00	0,0
1099	1099	92	132	38	10	100	15	1,01	2,1
1130	1130	92	132	0	0	25	12	1,00	0,2
1171	1171	92	132	25	5	0	0	0,99	0,0
1189	1189	92	132	25	5	28	9	1,00	1,0

Load Information for Area 92 - 92

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1011	1	92	1	30	8
1063	1	92	1	25	10
1069	1	92	1	30	8
1099	1	92	1	38	10
1171	1	92	1	25	5
1189	1	92	1	25	5

Generator Information for Area 92 - 92

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1064	1	92	1	16	-2
1069	1	92	1	-16	31
1099	1	92	1	100	15
1130	1	92	1	25	12
1189	1	92	1	28	9

Switched Shunt Information for Area 92 - 92

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 92 - 92

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
------	----	----	-----	----------	---------	----------	------	-----

1012	1011	1	41,0	13,7	0,27	0,91	179,3
1011	1069	1	17,0	3,4	0,03	-1,20	74,9
1011	1099	1	27,1	13,5	0,30	0,83	119,0
1171	1011	1	27,8	9,3	0,09	-0,25	122,6
1063	1130	1	25,6	8,5	0,08	0,22	112,8
1063	1171	1	3,9	4,0	0,00	-1,01	17,2
1069	1064	1	34,7	11,6	0,16	0,40	152,0
1064	1078	1	16,4	3,3	0,07	0,17	71,5
1099	1064	1	14,5	9,7	0,01	0,35	63,2
1189	1064	1	15,5	5,2	0,03	0,08	67,4
1130	1069	1	2,9	2,5	0,00	0,01	12,5
1105	1099	1	9,6	5,1	0,00	0,08	42,0
1099	1189	1	11,3	7,5	0,01	0,21	49,1
1192	1189	1	3,7	0,7	0,00	-0,40	16,3

Area 97 - 97

Number of Buses	10
Total Load	237,5 MW 55,0 MVAR
Total Generation	325,0 MW 91,9 MVAR
Losses	1,4 MW 2,8 MVAR
Actual Tie Line Flow	56,7 MW To Area 98 29,4 MW To Area 99
Unserviced Load	0,0 MW
Interchange Error	0,86

Tie Lines for Area 97 - 97

Meter	Area Bus	Other Area Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
1199	1047	99	1199	1	39,2	9,3	0,0 -0,1
1049	1049	99	1198	1	-11,2	0,0	0,0 0,0
1050	1049	99	1050	1	1,5	0,8	0,0 0,0
1078	1150	98	1078	1	56,7	24,1	0,2 0,3

Bus Information for Area 97 - 97

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1020	1020	97	132	50	13	100	12	1,00	5,3	
1039	1039	97	132	50	10	0	0	0,99	4,1	
1041	1041	97	132	13	3	0	0	1,00	4,3	
1047	1047	97	132	0	0	100	50	1,00	4,5	
1049	1049	97	132	13	3	26	8	1,00	4,4	
1062	1062	97	132	25	5	0	0	1,00	4,4	
1086	1086	97	132	25	5	0	0	0,99	4,1	
1087	1087	97	132	25	8	49	-5	0,99	5,2	
1148	1148	97	132	38	10	0	0	0,99	3,9	
1150	1150	97	132	0	0	50	27	1,00	1,1	

Load Information for Area 97 - 97

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1020	1	97	1	50	13
1039	1	97	1	50	10
1041	1	97	1	13	3

1049	1	97	1	13	3
1062	1	97	1	25	5
1086	1	97	1	25	5
1087	1	97	1	25	8
1148	1	97	1	38	10

Generator Information for Area 97 - 97

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1020	1	97	1	100	12
1047	1	97	1	100	50
1049	1	97	1	26	8
1087	1	97	1	49	-5
1150	1	97	1	50	27

Switched Shunt Information for Area 97 - 97

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 97 - 97

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1020	1062	1	39,6	13,2	0,26	0,57	173,0	
1020	1087	1	17,0	5,7	0,05	0,10	74,3	
1039	1041	1	23,5	7,8	0,05	0,10	103,7	
1039	1047	1	29,1	5,8	0,28	0,07	128,3	
1039	1062	1	42,0	14,0	0,13	0,33	185,2	
1039	1086	1	16,1	10,8	0,00	0,00	71,2	
1039	1087	1	27,0	14,8	0,11	0,50	119,2	
1039	1148	1	45,3	15,1	0,13	0,24	200,0	
1041	1049	1	35,7	11,9	0,08	0,15	157,0	
1047	1049	1	13,9	4,6	0,00	0,01	61,0	
1062	1047	1	46,5	15,5	0,03	0,07	203,8	
1199	1047	1	40,2	13,4	0,02	-0,14	176,2	
1050	1049	1	1,7	8,3	0,00	0,02	7,3	
1049	1198	1	11,2	3,7	0,01	0,01	49,0	
1078	1150	1	61,6	12,3	0,22	0,28	271,8	
1087	1086	1	9,5	23,7	0,01	0,18	41,7	
1150	1148	1	7,3	2,4	0,01	0,36	31,8	

Area 98 - 98

Number of Buses	9
Total Load	287,5 MW 77,5 MVAR
Total Generation	225,0 MW 42,4 MVAR
Losses	1,4 MW -3,6 MVAR
Actual Tie Line Flow	20,7 MW To Area 92
	-56,7 MW To Area 97
	-27,8 MW To Area 99
Unserviced Load	0,0 MW
Interchange Error	-0,64

Tie Lines for Area 98 - 98

Meter	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW	Leave	MVR	Leave	MWLoss	MVRLoss
		1012	92	1011	1	40,8		-3,8		0,3	0,9
1012		1078	92	1064	1	-11,7		-11,5		0,1	0,2
1064		1078	97	1150	1	-56,7		-24,1		0,2	0,3
1078		1105	92	1099	1	-9,6		-1,1		0,0	0,1
1105		1138	99	1201	1	-27,8		12,5		0,3	0,0
1138		1192	92	1189	1	1,1		-3,6		0,0	-0,4
1192											

Bus Information for Area 98 - 98

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
Shunt										
1012	1012	98		132	0	0	50	32	1,00	1,6
0										
1027	1027	98		132	75	25	0	0	1,00	1,5
0										
1078	1078	98		132	100	25	0	0	0,99	0,5
0										
1105	1105	98		132	13	3	28	9	1,01	1,6
0										
1120	1120	98		132	25	5	100	6	1,00	2,6
0										
1133	1133	98		132	25	10	0	0	0,99	1,5
0										
1135	1135	98		132	13	3	47	-5	1,00	2,4
0										
1138	1138	98		132	25	5	0	0	0,99	2,2
0										
1192	1192	98		132	13	3	0	0	1,00	1,0
0										

Load Information for Area 98 - 98

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1027	1	98	1	75	25
1078	1	98	1	100	25
1105	1	98	1	13	3
1120	1	98	1	25	5
1133	1	98	1	25	10
1135	1	98	1	13	3
1138	1	98	1	25	5
1192	1	98	1	13	3

Generator Information for Area 98 - 98

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1012	1	98	1	50	32
1105	1	98	1	28	9
1120	1	98	1	100	6
1135	1	98	1	47	-5

Switched Shunt Information for Area 98 - 98

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 98 - 98

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1012	1011	1	41,0	13,7	0,27	0,91	179,3	
1012	1027	1	33,8	11,3	0,08	-0,08	148,0	
1012	1135	1	25,5	25,5	0,15	-0,58	111,6	
1027	1078	1	20,1	10,0	0,13	-0,83	88,3	
1027	1105	1	15,7	7,8	0,09	-1,87	68,8	
1027	1120	1	56,1	18,7	0,40	-0,17	246,7	
1064	1078	1	16,4	3,3	0,07	0,17	71,5	
1078	1133	1	14,5	14,5	0,09	0,25	63,9	
1078	1150	1	61,6	12,3	0,22	0,28	271,8	
1105	1099	1	9,6	5,1	0,00	0,08	42,0	
1105	1192	1	13,7	4,6	0,03	-0,26	59,7	
1120	1135	1	6,4	3,2	0,00	0,04	28,0	
1120	1138	1	14,7	4,9	0,06	-0,39	64,4	
1133	1138	1	37,1	18,5	0,23	0,51	164,4	
1138	1135	1	25,4	12,7	0,03	-0,41	111,6	
1138	1201	1	30,5	10,2	0,25	0,01	134,3	
1192	1189	1	3,7	0,7	0,00	-0,40	16,3	

Area 99 - 99

Number of Buses 10

Total Load	225,0 MW	47,5 MVAR
Total Generation	224,6 MW	19,2 MVAR
Losses	1,2 MW	-5,8 MVAR
Actual Tie Line Flow	-29,4 MW	To Area 97
	27,8 MW	To Area 98
Unreserved Load	0,0 MW	
Interchange Error	-0,02	

Tie Lines for Area 99 - 99

Meter	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
1199	1199		97	1047	1	-39,2	-9,3	0,0	-0,1
1049	1198		97	1049	1	11,2	0,0	0,0	0,0
1050	1050		97	1049	1	-1,5	-0,8	0,0	0,0
1138	1201		98	1138	1	27,8	-12,5	0,3	0,0

Bus Information for Area 99 - 99

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1003	1003	99	132		38	10	0	0	1,00	4,0
1006	1006	99	132		25	5	0	0	1,00	4,0
1013	1013	99	132		13	3	30	10	1,00	4,3
1050	1050	99	132		25	5	0	0	0,99	3,8
1057	1057	99	132		50	10	0	0	0,99	3,7
1092	1092	99	132		13	3	100	15	1,00	4,6
1156	1156	99	132		25	5	45	-5	1,00	4,4
1198	1198	99	132		0	0	50	-1	1,00	4,5
1199	1199	99	132		25	5	0	0	1,00	4,3
1201	1201	99	132		13	3	0	0	0,99	3,3

Load Information for Area 99 - 99

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1003	1	99	1	38	10
1006	1	99	1	25	5
1013	1	99	1	13	3
1050	1	99	1	25	5
1057	1	99	1	50	10
1092	1	99	1	13	3
1156	1	99	1	25	5
1199	1	99	1	25	5
1201	1	99	1	13	3

Generator Information for Area 99 - 99

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1013	1	99	1	30	10
1092	1	99	1	100	15
1156	1	99	1	45	-5
1198	1	99	1	50	-1

Switched Shunt Information for Area 99 - 99

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 99 - 99								
From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1003	1006	1	3,6	2,0	0,00	-0,73	15,7	
1003	1092	1	33,8	11,3	0,06	-0,16	148,4	
1003	1156	1	23,2	8,9	0,04	-2,41	101,7	
1003	1198	1	25,2	8,4	0,10	0,21	110,5	
1003	1201	1	42,0	14,0	0,23	-0,04	184,4	
1006	1013	1	21,8	12,0	0,03	-0,22	95,8	
1013	1156	1	5,8	5,8	0,01	0,01	25,3	
1199	1047	1	40,2	13,4	0,02	-0,14	176,2	
1050	1049	1	1,7	8,3	0,00	0,02	7,3	
1049	1198	1	11,2	3,7	0,01	0,01	49,0	
1050	1057	1	5,0	2,9	0,01	-1,82	22,0	
1050	1199	1	28,6	16,5	0,10	-0,86	125,8	
1057	1092	1	46,1	15,4	0,35	0,72	203,7	
1092	1156	1	8,1	2,7	0,01	0,02	35,4	
1138	1201	1	30,5	10,2	0,25	0,01	134,3	
1198	1199	1	13,7	4,6	0,01	-0,51	60,0	

Sistema de Distribución de 37 nudos sin GD (12:00 h)

Area 92 - 92

Number of Buses	8	
Total Load	690,0 MW	180,0 MVAR
Total Generation	1191,3 MW	117,6 MVAR
Losses	24,3 MW	96,4 MVAR
Actual Tie Line Flow	477,0 MW	To Area 98
Unserved Load	0,0 MW	
Interchange Error	4,77	

Tie Lines for Area 92 - 92

Meter	Area Bus	Other Area Bus	ID	MW	Leave	MVR	Leave	MWLoss	MVRLoss
1012	1011	98 1012	1	94,7		-90,2		2,8	9,3
1064	1064	98 1078	1	199,2		-33,0		11,1	26,7
1105	1099	98 1105	1	140,5		-24,7		0,5	18,3
1192	1189	98 1192	1	42,7		-11,0		0,0	-0,2

Bus Information for Area 92 - 92

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1011	1011	92	132		120	30	0	0	0,97	-5,0
1063	1063	92	132		100	40	0	0	0,97	-5,0
1064	1064	92	132		0	0	0	0	0,97	-4,4
1069	1069	92	132		120	30	591	42	1,00	0,0
1099	1099	92	132		150	40	500	10	0,97	1,4
1130	1130	92	132		0	0	100	65	1,00	-2,7
1171	1171	92	132		100	20	0	0	0,96	-5,8
1189	1189	92	132		100	20	0	0	0,96	-5,9

Load Information for Area 92 - 92

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1011	1	92	1	120	30
1063	1	92	1	100	40
1069	1	92	1	120	30
1099	1	92	1	150	40
1171	1	92	1	100	20
1189	1	92	1	100	20

Generator Information for Area 92 - 92

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1064	1	92	1	0	0
1069	1	92	1	591	42
1099	1	92	1	500	10
1130	1	92	1	100	65
1189	1	92	1	0	0

Switched Shunt Information for Area 92 - 92

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 92 - 92

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
------	----	----	-----	----------	---------	----------	------	-----

1012	1011	1	130,7	43,6	2,78	9,27	571,9
1011	1069	1	204,2	40,8	5,60	17,15	921,9
1011	1099	1	88,2	44,1	3,34	9,27	398,3
1171	1011	1	67,9	22,6	0,56	0,75	310,1
1063	1130	1	141,3	47,1	2,56	7,12	638,7
1063	1171	1	34,4	35,1	0,29	-0,43	155,7
1069	1064	1	224,3	74,8	6,69	16,84	980,9
1064	1078	1	201,9	40,4	11,09	26,68	909,2
1099	1064	1	56,1	37,4	0,17	5,71	254,3
1189	1064	1	74,1	24,7	0,80	2,10	338,8
1130	1069	1	39,4	34,3	0,63	1,74	172,4
1105	1099	1	142,6	75,1	0,55	18,29	639,8
1099	1189	1	70,0	46,6	0,27	8,88	317,1
1192	1189	1	44,1	8,8	0,03	-0,20	201,5

Area 97 - 97

Number of Buses	10
Total Load	950,0 MW 220,0 MVAR
Total Generation	1200,0 MW 496,2 MVAR
Losses	25,9 MW 55,0 MVAR
Actual Tie Line Flow	179,8 MW To Area 98 44,3 MW To Area 99
Unserviced Load	0,0 MW
Interchange Error	2,24

Tie Lines for Area 97 - 97

Meter	Area Bus	Other Area Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
1199	1047	99	1199	1	141,7	49,1	0,3
1049	1049	99	1198	1	-102,9	3,1	0,5
1050	1049	99	1050	1	5,5	3,0	0,0
1078	1150	98	1078	1	179,8	166,0	3,8

Bus Information for Area 97 - 97

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1020	1020	97	132	0	200	50	500	46	1,00	-11,7
1039	1039	97	132	0	200	40	0	0	0,96	-16,4
1041	1041	97	132	0	50	10	0	0	0,98	-15,8
1047	1047	97	132	0	0	0	500	262	1,00	-14,9
1049	1049	97	132	0	50	10	0	0	1,00	-15,0
1062	1062	97	132	0	100	20	0	0	0,99	-15,0
1086	1086	97	132	0	100	20	0	0	0,96	-16,5
1087	1087	97	132	0	100	30	0	0	0,96	-14,6
1148	1148	97	132	0	150	40	0	0	0,95	-17,3
1150	1150	97	132	0	0	0	200	188	1,00	-10,7

Load Information for Area 97 - 97

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1020	1	97	1	200	50
1039	1	97	1	200	40
1041	1	97	1	50	10

1049	1	97	1	50	10
1062	1	97	1	100	20
1086	1	97	1	100	20
1087	1	97	1	100	30
1148	1	97	1	150	40

Generator Information for Area 97 - 97

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1020	1	97	1	500	46
1047	1	97	1	500	262
1049	1	97	1	0	0
1087	1	97	1	0	0
1150	1	97	1	200	188

Switched Shunt Information for Area 97 - 97

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 97 - 97

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1020	1062	1	143,1	47,7	3,46	7,50	626,0	
1020	1087	1	165,8	55,3	4,42	9,11	725,1	
1039	1041	1	103,4	34,5	0,97	1,99	470,1	
1039	1047	1	132,9	26,6	6,18	1,66	604,3	
1039	1062	1	190,6	63,5	2,75	7,17	866,6	
1039	1086	1	86,9	57,9	0,05	0,13	395,2	
1039	1087	1	42,7	23,5	0,29	1,32	194,2	
1039	1148	1	139,9	46,6	1,29	2,48	636,2	
1041	1049	1	154,1	51,4	1,49	2,97	688,4	
1047	1049	1	126,7	42,2	0,22	0,56	554,3	
1062	1047	1	215,6	71,9	0,57	1,63	950,3	
1199	1047	1	150,0	50,0	0,27	1,08	659,0	
1050	1049	1	6,3	31,6	0,01	0,31	28,5	
1049	1198	1	103,0	34,3	0,47	1,27	452,4	
1078	1150	1	244,7	48,9	3,78	14,36	1127,3	
1087	1086	1	15,4	38,5	0,02	0,51	70,0	
1150	1148	1	18,2	6,1	0,09	2,23	79,6	

Area 98 - 98

Number of Buses	9
Total Load	1150,0 MW 320,0 MVAR
Total Generation	600,0 MW 344,5 MVAR
Losses	31,9 MW 65,4 MVAR
Actual Tie Line Flow	-477,0 MW To Area 92 -179,8 MW To Area 97 74,9 MW To Area 99
Unserviced Load	0,0 MW
Interchange Error	-5,82

Tie Lines for Area 98 - 98

Meter	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
		1012	92	1011	1	-94,7	90,2	2,8	9,3
1012		1078	92	1064	1	-199,2	33,0	11,1	26,7
1064		1078	97	1150	1	-179,8	-166,0	3,8	14,4
1078		1105	92	1099	1	-140,5	24,7	0,5	18,3
1105		1138	99	1201	1	74,9	-33,8	1,9	3,5
1138		1192	92	1189	1	-42,7	11,0	0,0	-0,2
1192									

Bus Information for Area 98 - 98

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
Shunt										
1012	1012	98	132		0	0	200	225	1,00	-8,9
0										
1027	1027	98	132		300	100	0	0	0,97	-9,8
0										
1078	1078	98	132		400	100	0	0	0,95	-12,6
0										
1105	1105	98	132		50	10	0	0	0,97	-6,0
0										
1120	1120	98	132		100	20	400	120	1,00	-8,3
0										
1133	1133	98	132		100	50	0	0	0,93	-14,0
0										
1135	1135	98	132		50	10	0	0	0,97	-11,6
0										
1138	1138	98	132		100	20	0	0	0,96	-12,5
0										
1192	1192	98	132		50	10	0	0	0,96	-6,1
0										

Load Information for Area 98 - 98

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1027	1	98	1	300	100
1078	1	98	1	400	100
1105	1	98	1	50	10
1120	1	98	1	100	20
1133	1	98	1	100	50
1135	1	98	1	50	10
1138	1	98	1	100	20
1192	1	98	1	50	10

Generator Information for Area 98 - 98

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1012	1	98	1	200	225
1105	1	98	1	0	0
1120	1	98	1	400	120
1135	1	98	1	0	0

Switched Shunt Information for Area 98 - 98

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 98 - 98

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1012	1011	1	130,7	43,6	2,78	9,27	571,9	
1012	1027	1	220,8	73,6	3,42	5,94	965,8	
1012	1135	1	111,3	111,3	2,88	4,67	486,8	
1027	1078	1	54,6	27,3	1,05	1,63	245,8	
1027	1105	1	98,6	49,3	4,08	3,33	443,9	
1027	1120	1	106,2	35,4	1,47	2,67	478,1	
1064	1078	1	201,9	40,4	11,09	26,68	909,2	
1078	1133	1	23,4	23,4	0,24	0,71	107,8	
1078	1150	1	244,7	48,9	3,78	14,36	1127,3	
1105	1099	1	142,6	75,1	0,55	18,29	639,8	
1105	1192	1	22,3	7,4	0,09	0,03	100,2	
1120	1135	1	75,6	37,8	0,15	4,89	330,7	
1120	1138	1	137,7	45,9	5,02	9,77	602,4	
1133	1138	1	89,0	44,5	1,50	3,35	419,1	
1138	1135	1	126,2	63,1	0,94	1,78	575,8	
1138	1201	1	82,2	27,4	1,94	3,50	375,0	
1192	1189	1	44,1	8,8	0,03	-0,20	201,5	

Area 99 - 99

Number of Buses 10

Total Load 900,0 MW 190,0 MVAR
 Total Generation 800,0 MW 208,6 MVAR
 Losses 19,3 MW 39,9 MVAR
 Actual Tie Line Flow -44,3 MW To Area 97
 -74,9 MW To Area 98
 Unserved Load 0,0 MW
 Interchange Error -1,19

Tie Lines for Area 99 - 99

Meter	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
1199	1199		97	1047	1	-141,7	-49,1	0,3	1,1
1049	1198		97	1049	1	102,9	-3,1	0,5	1,3
1050	1050		97	1049	1	-5,5	-3,0	0,0	0,3
1138	1201		98	1138	1	-74,9	33,8	1,9	3,5

Bus Information for Area 99 - 99

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1003	1003	99	132		150	40	0	0	0,97	-16,4
1006	1006	99	132		100	20	0	0	0,95	-18,1
1013	1013	99	132		50	10	0	0	0,95	-18,0
1050	1050	99	132		100	20	0	0	0,97	-17,4
1057	1057	99	132		200	40	0	0	0,96	-17,8
1092	1092	99	132		50	10	500	168	1,00	-14,5
1156	1156	99	132		100	20	0	0	0,97	-16,8
1198	1198	99	132		0	0	300	41	1,00	-14,3
1199	1199	99	132		100	20	0	0	1,00	-15,3
1201	1201	99	132		50	10	0	0	0,96	-15,6

Load Information for Area 99 - 99

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1003	1	99	1	150	40
1006	1	99	1	100	20
1013	1	99	1	50	10
1050	1	99	1	100	20
1057	1	99	1	200	40
1092	1	99	1	50	10
1156	1	99	1	100	20
1199	1	99	1	100	20
1201	1	99	1	50	10

Generator Information for Area 99 - 99

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1013	1	99	1	0	0
1092	1	99	1	500	168
1156	1	99	1	0	0
1198	1	99	1	300	41

Switched Shunt Information for Area 99 - 99

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 99 - 99								
From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1003	1006	1	95,7	52,6	0,65	2,49	432,4	
1003	1092	1	146,5	48,8	1,27	6,24	661,6	
1003	1156	1	24,4	9,3	0,05	-2,24	110,2	
1003	1198	1	124,8	41,6	2,67	5,50	563,4	
1003	1201	1	52,7	17,6	0,39	0,32	238,2	
1006	1013	1	8,3	4,5	0,01	-0,31	37,9	
1013	1156	1	58,6	58,6	0,61	1,25	268,5	
1199	1047	1	150,0	50,0	0,27	1,08	659,0	
1050	1049	1	6,3	31,6	0,01	0,31	28,5	
1049	1198	1	103,0	34,3	0,47	1,27	452,4	
1050	1057	1	22,7	13,1	0,11	-1,43	102,3	
1050	1199	1	116,9	67,6	1,73	3,77	526,8	
1057	1092	1	183,4	61,1	5,88	12,12	836,4	
1092	1156	1	142,1	47,4	3,25	6,70	621,6	
1138	1201	1	82,2	27,4	1,94	3,50	375,0	
1198	1199	1	73,4	24,5	0,24	0,77	321,1	

Sistema de Distribución de 37 nudos con GD (12:00 h)

Area 92 - 92

Number of Buses	8
Total Load	690,0 MW 180,0 MVAR
Total Generation	1120,8 MW 126,2 MVAR
Losses	17,8 MW 74,8 MVAR
Actual Tie Line Flow	413,0 MW To Area 98
Unserved Load	0,0 MW
Interchange Error	4,13

Tie Lines for Area 92 - 92

Meter	Area Bus	Other Area Bus	ID	MW	Leave	MVR	Leave	MWLoss	MVRLoss
1012	1011	98 1012	1	63,7		-74,5		1,6	5,2
1064	1064	98 1078	1	183,5		-21,4		9,1	22,0
1105	1099	98 1105	1	129,1		-25,0		0,5	15,2
1192	1189	98 1192	1	36,7		-7,7		0,0	-0,3

Bus Information for Area 92 - 92

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1011	1011	92	132		120	30	0	0	0,97	-4,1
1063	1063	92	132		100	40	0	0	0,97	-4,4
1064	1064	92	132		0	0	0	0	0,98	-3,3
1069	1069	92	132		120	30	491	44	1,00	0,0
1099	1099	92	132		150	40	500	10	0,98	2,8
1130	1130	92	132		0	0	100	63	1,00	-2,2
1171	1171	92	132		100	20	0	0	0,96	-5,0
1189	1189	92	132		100	20	30	10	0,97	-4,1

Load Information for Area 92 - 92

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1011	1	92	1	120	30
1063	1	92	1	100	40
1069	1	92	1	120	30
1099	1	92	1	150	40
1171	1	92	1	100	20
1189	1	92	1	100	20

Generator Information for Area 92 - 92

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1064	1	92	1	0	0
1069	1	92	1	491	44
1099	1	92	1	500	10
1130	1	92	1	100	63
1189	1	92	1	30	10

Switched Shunt Information for Area 92 - 92

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 92 - 92

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
------	----	----	-----	----------	---------	----------	------	-----

1012	1011	1	98,0	32,7	1,56	5,21	428,7
1011	1069	1	169,7	33,9	3,85	11,39	764,4
1011	1099	1	95,8	47,9	3,92	10,87	431,4
1171	1011	1	74,1	24,7	0,66	0,96	337,9
1063	1130	1	135,2	45,1	2,34	6,51	611,0
1063	1171	1	28,0	28,5	0,19	-0,61	126,4
1069	1064	1	167,4	55,8	3,73	9,38	732,1
1064	1078	1	184,8	37,0	9,15	22,00	825,7
1099	1064	1	60,0	40,0	0,19	6,39	269,1
1189	1064	1	40,1	13,4	0,23	0,60	180,8
1130	1069	1	32,0	27,8	0,41	1,14	139,8
1105	1099	1	131,5	69,2	0,46	15,17	582,7
1099	1189	1	67,5	45,0	0,24	8,08	302,5
1192	1189	1	37,5	7,5	0,02	-0,26	169,0

Area 97 - 97

Number of Buses	10
Total Load	950,0 MW 220,0 MVAR
Total Generation	1201,1 MW 484,9 MVAR
Losses	26,0 MW 54,0 MVAR
Actual Tie Line Flow	184,9 MW To Area 98 40,2 MW To Area 99
Unserviced Load	0,0 MW
Interchange Error	2,25

Tie Lines for Area 97 - 97

Meter	Area Bus	Other Area Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
1199	1047	99	1199	1	139,7	49,6	0,3
1049	1049	99	1198	1	-104,9	3,7	0,5
1050	1049	99	1050	1	5,5	3,1	0,0
1078	1150	98	1078	1	184,9	154,5	3,6

Bus Information for Area 97 - 97

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1020	1020	97	132	0	200	50	500	46	1,00	-7,5
1039	1039	97	132	0	200	40	0	0	0,96	-12,3
1041	1041	97	132	0	50	10	0	0	0,98	-11,6
1047	1047	97	132	0	0	0	500	263	1,00	-10,7
1049	1049	97	132	0	50	10	0	0	1,00	-10,8
1062	1062	97	132	0	100	20	0	0	0,99	-10,8
1086	1086	97	132	0	100	20	0	0	0,96	-12,3
1087	1087	97	132	0	100	30	1	0	0,96	-10,4
1148	1148	97	132	0	150	40	0	0	0,95	-13,1
1150	1150	97	132	0	0	0	200	176	1,00	-8,6

Load Information for Area 97 - 97

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1020	1	97	1	200	50
1039	1	97	1	200	40
1041	1	97	1	50	10

1049	1	97	1	50	10
1062	1	97	1	100	20
1086	1	97	1	100	20
1087	1	97	1	100	30
1148	1	97	1	150	40

Generator Information for Area 97 - 97

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1020	1	97	1	500	46
1047	1	97	1	500	263
1049	1	97	1	0	0
1087	1	97	1	1	0
1150	1	97	1	200	176

Switched Shunt Information for Area 97 - 97

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 97 - 97

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1020	1062	1	143,3	47,8	3,47	7,51	626,7	
1020	1087	1	165,7	55,2	4,42	9,10	724,6	
1039	1041	1	104,5	34,8	0,99	2,03	475,5	
1039	1047	1	134,0	26,8	6,29	1,69	609,6	
1039	1062	1	192,3	64,1	2,80	7,30	874,6	
1039	1086	1	86,7	57,8	0,05	0,13	394,2	
1039	1087	1	43,4	23,8	0,30	1,37	197,4	
1039	1148	1	144,6	48,2	1,38	2,65	657,8	
1041	1049	1	155,4	51,8	1,51	3,02	694,2	
1047	1049	1	126,7	42,2	0,22	0,56	554,3	
1062	1047	1	217,0	72,3	0,58	1,65	956,3	
1199	1047	1	148,2	49,4	0,27	1,05	651,3	
1050	1049	1	6,2	31,2	0,01	0,30	28,2	
1049	1198	1	105,0	35,0	0,49	1,32	461,1	
1078	1150	1	241,0	48,2	3,65	13,84	1107,2	
1087	1086	1	15,7	39,1	0,02	0,53	71,0	
1150	1148	1	13,7	4,6	0,05	1,27	60,1	

Area 98 - 98

Number of Buses	9
Total Load	1150,0 MW 320,0 MVAR
Total Generation	629,3 MW 327,3 MVAR
Losses	28,6 MW 57,8 MVAR
Actual Tie Line Flow	-413,0 MW To Area 92 -184,9 MW To Area 97 48,6 MW To Area 99
Unserviced Load	0,0 MW
Interchange Error	-5,49

Tie Lines for Area 98 - 98

Meter	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
		1012	92	1011	1	-63,7	74,5	1,6	5,2
1012		1078	92	1064	1	-183,5	21,4	9,1	22,0
1064		1078	97	1150	1	-184,9	-154,5	3,6	13,8
1078		1105	92	1099	1	-129,1	25,0	0,5	15,2
1105		1138	99	1201	1	48,6	-24,6	0,8	1,3
1138		1192	92	1189	1	-36,7	7,7	0,0	-0,3
1192									

Bus Information for Area 98 - 98

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
Shunt										
1012	1012	98	132		0	0	200	208	1,00	-6,8
0										
1027	1027	98	132		300	100	0	0	0,97	-7,6
0										
1078	1078	98	132		400	100	0	0	0,95	-10,6
0										
1105	1105	98	132		50	10	28	9	0,99	-3,8
0										
1120	1120	98	132		100	20	400	110	1,00	-5,9
0										
1133	1133	98	132		100	50	0	0	0,93	-11,5
0										
1135	1135	98	132		50	10	1	0	0,97	-9,1
0										
1138	1138	98	132		100	20	0	0	0,96	-9,9
0										
1192	1192	98	132		50	10	0	0	0,97	-4,2
0										

Load Information for Area 98 - 98

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1027	1	98	1	300	100
1078	1	98	1	400	100
1105	1	98	1	50	10
1120	1	98	1	100	20
1133	1	98	1	100	50
1135	1	98	1	50	10
1138	1	98	1	100	20
1192	1	98	1	50	10

Generator Information for Area 98 - 98

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1012	1	98	1	200	208
1105	1	98	1	28	9
1120	1	98	1	400	110
1135	1	98	1	1	0

Switched Shunt Information for Area 98 - 98

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 98 - 98

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1012	1011	1	98,0	32,7	1,56	5,21	428,7	
1012	1027	1	204,0	68,0	2,92	5,04	892,4	
1012	1135	1	97,8	97,8	2,22	3,41	427,6	
1027	1078	1	57,6	28,8	1,16	1,92	258,8	
1027	1105	1	101,2	50,6	4,27	3,54	454,5	
1027	1120	1	110,7	36,9	1,60	2,98	497,1	
1064	1078	1	184,8	37,0	9,15	22,00	825,7	
1078	1133	1	20,0	20,0	0,18	0,52	92,0	
1078	1150	1	241,0	48,2	3,65	13,84	1107,2	
1105	1099	1	131,5	69,2	0,46	15,17	582,7	
1105	1192	1	22,2	7,4	0,08	0,01	98,3	
1120	1135	1	73,2	36,6	0,14	4,58	320,1	
1120	1138	1	130,9	43,6	4,54	8,78	572,7	
1133	1138	1	92,7	46,3	1,63	3,62	435,9	
1138	1135	1	113,6	56,8	0,76	1,35	517,7	
1138	1201	1	54,5	18,2	0,85	1,26	248,1	
1192	1189	1	37,5	7,5	0,02	-0,26	169,0	

Area 99 - 99

Number of Buses 10

Total Load 900,0 MW 190,0 MVAR
 Total Generation 828,3 MW 193,0 MVAR
 Losses 17,1 MW 34,9 MVAR
 Actual Tie Line Flow -40,2 MW To Area 97
 -48,6 MW To Area 98
 Unserved Load 0,0 MW
 Interchange Error -0,89

Tie Lines for Area 99 - 99

Meter	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
1199	1199		97	1047	1	-139,7	-49,6	0,3	1,0
1049	1198		97	1049	1	104,9	-3,7	0,5	1,3
1050	1050		97	1049	1	-5,5	-3,1	0,0	0,3
1138	1201		98	1138	1	-48,6	24,6	0,8	1,3

Bus Information for Area 99 - 99

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1003	1003	99	132		150	40	0	0	0,97	-12,2
1006	1006	99	132		100	20	0	0	0,96	-13,7
1013	1013	99	132		50	10	26	8	0,96	-13,3
1050	1050	99	132		100	20	0	0	0,97	-13,1
1057	1057	99	132		200	40	0	0	0,96	-13,5
1092	1092	99	132		50	10	500	151	1,00	-10,1
1156	1156	99	132		100	20	2	0	0,97	-12,4
1198	1198	99	132		0	0	300	33	1,00	-10,1
1199	1199	99	132		100	20	0	0	1,00	-11,1
1201	1201	99	132		50	10	0	0	0,96	-11,9

Load Information for Area 99 - 99

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1003	1	99	1	150	40
1006	1	99	1	100	20
1013	1	99	1	50	10
1050	1	99	1	100	20
1057	1	99	1	200	40
1092	1	99	1	50	10
1156	1	99	1	100	20
1199	1	99	1	100	20
1201	1	99	1	50	10

Generator Information for Area 99 - 99

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1013	1	99	1	26	8
1092	1	99	1	500	151
1156	1	99	1	2	0
1198	1	99	1	300	33

Switched Shunt Information for Area 99 - 99

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 99 - 99								
From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1003	1006	1	82,7	45,5	0,49	1,66	372,6	
1003	1092	1	146,2	48,7	1,26	6,17	658,4	
1003	1156	1	14,3	5,5	0,02	-2,38	64,5	
1003	1198	1	120,9	40,3	2,49	5,14	544,5	
1003	1201	1	35,8	11,9	0,18	-0,11	161,3	
1006	1013	1	20,2	11,1	0,03	-0,20	92,2	
1013	1156	1	44,3	44,3	0,34	0,70	201,5	
1199	1047	1	148,2	49,4	0,27	1,05	651,3	
1050	1049	1	6,2	31,2	0,01	0,30	28,2	
1049	1198	1	105,0	35,0	0,49	1,32	461,1	
1050	1057	1	21,9	12,7	0,10	-1,45	98,6	
1050	1199	1	115,7	66,9	1,69	3,67	521,5	
1057	1092	1	184,7	61,6	5,97	12,31	842,6	
1092	1156	1	134,1	44,7	2,89	5,96	586,3	
1138	1201	1	54,5	18,2	0,85	1,26	248,1	
1198	1199	1	74,1	24,7	0,25	0,80	324,0	

Sistema de Distribución de 37 nudos sin GD (20:00 h)

Area 92 - 92

Number of Buses	8
Total Load	759,0 MW 198,0 MVAR
Total Generation	973,3 MW 221,4 MVAR
Losses	15,8 MW 59,7 MVAR
Actual Tie Line Flow	198,5 MW To Area 98
Unserved Load	0,0 MW
Interchange Error	1,99

Tie Lines for Area 92 - 92

Meter	Area Bus	Other Area Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
1012	1011	98 1012	1	-30,7	-38,5	0,4	1,3
1064	1064	98 1078	1	168,6	-15,0	7,8	18,7
1192	1189	98 1192	1	60,7	17,2	0,1	0,0

Bus Information for Area 92 - 92

Number	Name	Area	kV Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1011	1011	92	132	132	33	0	0	0,97	-2,6
1063	1063	92	132	110	44	0	0	0,97	-3,5
1064	1064	92	132	0	0	0	0	0,97	-3,8
1069	1069	92	132	132	33	463	66	1,00	0,0
1099	1099	92	132	165	44	400	91	1,00	2,9
1130	1130	92	132	0	0	110	64	1,00	-1,4
1171	1171	92	132	110	22	0	0	0,96	-3,9
1189	1189	92	132	110	22	0	0	0,95	-5,5

Load Information for Area 92 - 92

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1011	1	92	1	132	33
1063	1	92	1	110	44
1069	1	92	1	132	33
1099	1	92	1	165	44
1171	1	92	1	110	22
1189	1	92	1	110	22

Generator Information for Area 92 - 92

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1064	1	92	1	0	0
1069	1	92	1	463	66
1099	1	92	1	400	91
1130	1	92	1	110	64
1189	1	92	1	0	0

Switched Shunt Information for Area 92 - 92

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 92 - 92

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1012	1011	1	49,2	16,4	0,39	1,31	215,3	
1011	1069	1	117,7	23,5	1,84	4,76	528,6	

1011	1099	1	81,6	40,8	2,83	7,85	366,6
1171	1011	1	94,7	31,6	1,08	1,83	431,7
1063	1130	1	136,1	45,4	2,38	6,62	616,1
1063	1171	1	17,6	18,0	0,08	-0,82	79,8
1069	1064	1	195,4	65,1	5,08	12,78	854,5
1064	1078	1	169,3	33,9	7,78	18,71	761,4
1099	1064	1	70,1	46,8	0,25	8,31	306,8
1189	1064	1	90,0	30,0	1,20	3,12	413,6
1130	1069	1	20,3	17,6	0,17	0,46	88,6
1099	1189	1	89,5	59,6	0,41	13,51	391,3
1192	1189	1	63,1	12,6	0,07	-0,03	290,5

Area 97 - 97

Number of Buses	10
Total Load	1045,0 MW 242,0 MVAR
Total Generation	1320,0 MW 553,6 MVAR
Losses	31,5 MW 66,9 MVAR
Actual Tie Line Flow	197,1 MW To Area 98 46,4 MW To Area 99
Unserviced Load	0,0 MW
Interchange Error	2,44

Tie Lines for Area 97 - 97

Meter	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
1199	1047	99	1199	1	159,2	57,1	0,3	1,4	
1049	1049	99	1198	1	-112,7	4,4	0,6	1,5	
1078	1150	98	1078	1	197,1	183,2	4,6	17,7	

Bus Information for Area 97 - 97

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1020	1020	97	132	220	55	550	52	1,00	-9,7	
1039	1039	97	132	220	44	0	0	0,96	-14,9	
1041	1041	97	132	55	11	0	0	0,98	-14,1	
1047	1047	97	132	0	0	550	292	1,00	-13,2	
1049	1049	97	132	55	11	0	0	1,00	-13,3	
1062	1062	97	132	110	22	0	0	0,99	-13,3	
1086	1086	97	132	110	22	0	0	0,96	-15,0	
1087	1087	97	132	110	33	0	0	0,96	-12,9	
1148	1148	97	132	165	44	0	0	0,94	-15,8	
1150	1150	97	132	0	0	220	210	1,00	-8,5	

Load Information for Area 97 - 97

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1020	1	97	1	220	55
1039	1	97	1	220	44
1041	1	97	1	55	11
1049	1	97	1	55	11
1062	1	97	1	110	22
1086	1	97	1	110	22
1087	1	97	1	110	33

1148 1 97 1 165 44

Generator Information for Area 97 - 97

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1020	1	97	1	550	52
1047	1	97	1	550	292
1049	1	97	1	0	0
1087	1	97	1	0	0
1150	1	97	1	220	210

Switched Shunt Information for Area 97 - 97

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 97 - 97

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1020	1062	1	157,3	52,4	4,18	9,05	687,8	
1020	1087	1	182,6	60,9	5,37	11,06	798,7	
1039	1041	1	114,4	38,1	1,20	2,45	522,3	
1039	1047	1	146,2	29,2	7,55	2,03	667,5	
1039	1062	1	209,5	69,8	3,35	8,74	956,9	
1039	1086	1	95,8	63,8	0,06	0,16	437,3	
1039	1087	1	46,6	25,6	0,35	1,59	212,8	
1039	1148	1	153,9	51,3	1,57	3,02	702,9	
1041	1049	1	170,4	56,8	1,83	3,65	762,9	
1047	1049	1	134,8	44,9	0,25	0,64	589,4	
1062	1047	1	238,4	79,5	0,70	1,99	1051,6	
1199	1047	1	169,1	56,4	0,35	1,43	743,7	
1049	1198	1	112,8	37,6	0,57	1,53	495,8	
1078	1150	1	269,0	53,8	4,63	17,70	1246,8	
1087	1086	1	16,8	42,1	0,02	0,61	76,7	
1150	1148	1	20,3	6,8	0,11	2,78	88,9	

Area 98 - 98

Number of Buses	9
Total Load	1265,0 MW 352,0 MVAR
Total Generation	1000,0 MW 256,8 MVAR
Losses	42,1 MW 101,9 MVAR
Actual Tie Line Flow	-198,5 MW To Area 92
	-197,1 MW To Area 97
	88,5 MW To Area 99
Unserviced Load	0,0 MW
Interchange Error	-3,07

Tie Lines for Area 98 - 98

Meter	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
1012		1012	92	1011	1	30,7	38,5	0,4	1,3
1012		1078	92	1064	1	-168,6	15,0	7,8	18,7
1064		1078	97	1150	1	-197,1	-183,2	4,6	17,7
1078		1138	99	1201	1	88,5	-50,2	3,1	5,8
1138		1192	92	1189	1	-60,7	-17,2	0,1	0,0
1192									

Bus Information for Area 98 - 98

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1012	1012	98	132		0	0	400	109	1,00	-2,0
0										
1027	1027	98	132		330	110	0	0	0,97	-4,5
0										
1078	1078	98	132		440	110	0	0	0,94	-10,5
0										

11050	1105	98	132	55	11	0	0	0,94	-6,0
11200	1120	98	132	110	22	600	148	1,00	-2,4
11330	1133	98	132	110	55	0	0	0,91	-11,6
11350	1135	98	132	55	11	0	0	0,95	-9,2
11380	1138	98	132	110	22	0	0	0,94	-9,8
11920	1192	98	132	55	11	0	0	0,95	-5,8

Load Information for Area 98 - 98

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1027	1	98	1	330	110
1078	1	98	1	440	110
1105	1	98	1	55	11
1120	1	98	1	110	22
1133	1	98	1	110	55
1135	1	98	1	55	11
1138	1	98	1	110	22
1192	1	98	1	55	11

Generator Information for Area 98 - 98

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1012	1	98	1	400	109
1105	1	98	1	0	0
1120	1	98	1	600	148
1135	1	98	1	0	0

Switched Shunt Information for Area 98 - 98

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 98 - 98

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1012	1011	1	49,2	16,4	0,39	1,31	215,3	
1012	1027	1	375,9	75,2	9,89	17,62	1644,1	
1027	1078	1	106,8	53,4	4,05	9,48	483,4	
1027	1105	1	50,6	25,3	1,08	-0,43	229,0	
1027	1120	1	137,1	45,7	2,49	5,32	620,7	
1064	1078	1	169,3	33,9	7,78	18,71	761,4	
1078	1133	1	27,9	27,9	0,35	1,03	129,4	
1078	1150	1	269,0	53,8	4,63	17,70	1246,8	
1105	1192	1	8,6	2,9	0,01	-0,30	40,0	
1120	1135	1	146,6	73,3	0,55	18,37	641,2	
1120	1138	1	227,0	75,7	13,64	27,39	993,0	
1133	1138	1	97,4	48,7	1,87	4,16	467,6	
1138	1135	1	83,3	41,7	0,42	0,56	386,7	
1138	1201	1	101,7	33,9	3,07	5,83	472,0	
1192	1189	1	63,1	12,6	0,07	-0,03	290,5	

Area 99 - 99

Number of Buses	10
Total Load	990,0 MW 209,0 MVAR
Total Generation	880,0 MW 251,4 MVAR
Losses	24,9 MW 53,8 MVAR
Actual Tie Line Flow	-46,4 MW To Area 97
	-88,5 MW To Area 98
Unserviced Load	0,0 MW
Interchange Error	-1,35

Tie Lines for Area 99 - 99

Meter	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW	Leave	MVR	Leave	MWLoss	MVRLoss
1199	1199		97	1047	1	-159,2		-57,1		0,3	1,4
1049	1198		97	1049	1	112,7		-4,4		0,6	1,5
1138	1201		98	1138	1	-88,5		50,2		3,1	5,8

Bus Information for Area 99 - 99

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1003	1003	99	132		165	44	0	0	0,96	-14,7
1006	1006	99	132		110	22	0	0	0,95	-16,7
1013	1013	99	132		55	11	0	0	0,95	-16,5
1050	1050	99	132		110	22	0	0	0,97	-16,0
1057	1057	99	132		220	44	0	0	0,95	-16,4
1092	1092	99	132		55	11	550	200	1,00	-12,7
1156	1156	99	132		110	22	0	0	0,96	-15,3
1198	1198	99	132		0	0	330	52	1,00	-12,5
1199	1199	99	132		110	22	0	0	0,99	-13,7
1201	1201	99	132		55	11	0	0	0,95	-13,7

Load Information for Area 99 - 99

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1003	1	99	1	165	44
1006	1	99	1	110	22
1013	1	99	1	55	11
1050	1	99	1	110	22
1057	1	99	1	220	44
1092	1	99	1	55	11
1156	1	99	1	110	22
1199	1	99	1	110	22
1201	1	99	1	55	11

Generator Information for Area 99 - 99

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1013	1	99	1	0	0
1092	1	99	1	550	200
1156	1	99	1	0	0
1198	1	99	1	330	52

Switched Shunt Information for Area 99 - 99

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 99 - 99

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1003	1006	1	105,4	57,9	0,80	3,21	478,6	
1003	1092	1	162,6	54,2	1,58	7,89	738,3	
1003	1156	1	27,7	10,6	0,06	-2,15	125,7	
1003	1198	1	137,8	45,9	3,29	6,79	625,8	
1003	1201	1	74,3	24,8	0,77	1,11	337,3	
1006	1013	1	8,9	4,9	0,01	-0,31	40,9	
1013	1156	1	64,5	64,5	0,74	1,53	297,6	
1199	1047	1	169,1	56,4	0,35	1,43	743,7	

1049	1198	1	112,8	37,6	0,57	1,53	495,8
1050	1057	1	22,9	13,3	0,12	-1,40	103,9
1050	1199	1	133,3	44,4	2,27	5,29	603,5
1057	1092	1	203,8	67,9	7,34	15,14	934,5
1092	1156	1	157,3	52,4	3,98	8,21	688,2
1138	1201	1	101,7	33,9	3,07	5,83	472,0
1198	1199	1	82,1	27,4	0,30	1,11	359,0

Sistema de Distribución de 37 nudos con GD (20:00 h)

Area 92 - 92			
Number of Buses	8		
Total Load	759,0 MW	198,0 MVAR	
Total Generation	732,3 MW	287,0 MVAR	
Losses	12,7 MW	48,8 MVAR	
Actual Tie Line Flow	-39,5 MW	To Area 98	
Unserved Load	0,0 MW		
Interchange Error	-0,39		

Tie Lines for Area 92 - 92											
	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW	Leave	MVR	Leave	MWLoss	MVRLoss
Meter											
		1011	98	1012	1	-148,2		-9,8		3,6	12,0
1012											
		1064	98	1078	1	83,4		20,6		2,0	4,7
1064											
		1189	98	1192	1	25,3		29,4		0,0	-0,2
1192											

Bus Information for Area 92 - 92										
Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
Shunt										
1011	1011	92	132		132	33	0	0	0,97	0,2
0										
1063	1063	92	132		110	44	0	0	0,97	-1,6
0										
1064	1064	92	132		0	0	49	-5	0,98	0,3
0										
1069	1069	92	132		132	33	145	145	1,00	0,0
0										
1099	1099	92	132		165	44	400	73	1,00	6,8
0										
1130	1130	92	132		0	0	110	65	1,00	0,1
0										
1171	1171	92	132		110	22	0	0	0,96	-1,3
0										
1189	1189	92	132		110	22	28	9	0,97	-0,2
0										

Load Information for Area 92 - 92					
Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1011	1	92	1	132	33
1063	1	92	1	110	44
1069	1	92	1	132	33
1099	1	92	1	165	44
1171	1	92	1	110	22
1189	1	92	1	110	22

Generator Information for Area 92 - 92					
Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1064	1	92	1	49	-5
1069	1	92	1	145	145
1099	1	92	1	400	73
1130	1	92	1	110	65
1189	1	92	1	28	9

Switched Shunt Information for Area 92 - 92				
Bus	Reg.	Area	Zone	MVR

Transmission Line Information for Area 92 - 92								
From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1012	1011	1	148,5	49,5	3,59	11,95	649,5	
1011	1069	1	60,3	12,1	0,47	0,27	271,0	

1011	1099	1	95,2	47,6	3,86	10,69	427,7
1171	1011	1	113,1	37,7	1,54	2,79	515,6
1063	1130	1	122,8	40,9	1,94	5,40	556,2
1063	1171	1	16,2	16,6	0,07	-0,83	73,5
1069	1064	1	52,2	17,4	0,36	0,91	228,3
1064	1078	1	85,9	17,2	1,96	4,72	382,6
1099	1064	1	67,6	45,1	0,23	7,71	295,6
1189	1064	1	47,0	15,7	0,32	0,83	212,7
1130	1069	1	1,0	0,9	0,00	0,00	4,3
1099	1189	1	74,4	49,6	0,28	9,34	325,3
1192	1189	1	38,8	7,8	0,03	-0,25	176,3

Area 97 - 97

Number of Buses	10
Total Load	1045,0 MW 242,0 MVAR
Total Generation	1398,0 MW 520,8 MVAR
Losses	33,3 MW 72,0 MVAR
Actual Tie Line Flow	229,7 MW To Area 98 90,0 MW To Area 99
Unserviced Load	0,0 MW
Interchange Error	3,20

Tie Lines for Area 97 - 97

Meter	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
1199	1047	99	1199	1	176,4	52,9	0,4	1,7	
1049	1049	99	1198	1	-86,3	-1,7	0,3	0,9	
1078	1150	98	1078	1	229,7	155,5	4,9	18,7	

Bus Information for Area 97 - 97

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1020	1020	97	132	220	55	550	48	1,00	13,0	
1039	1039	97	132	220	44	0	0	0,96	7,4	
1041	1041	97	132	55	11	0	0	0,98	8,1	
1047	1047	97	132	0	0	550	284	1,00	9,1	
1049	1049	97	132	55	11	30	9	1,00	8,9	
1062	1062	97	132	110	22	0	0	0,99	8,9	
1086	1086	97	132	110	22	0	0	0,96	7,3	
1087	1087	97	132	110	33	48	-5	0,96	10,3	
1148	1148	97	132	165	44	0	0	0,94	6,2	
1150	1150	97	132	0	0	220	184	1,00	0,0	

Load Information for Area 97 - 97

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1020	1	97	1	220	55
1039	1	97	1	220	44
1041	1	97	1	55	11
1049	1	97	1	55	11
1062	1	97	1	110	22
1086	1	97	1	110	22
1087	1	97	1	110	33

1148 1 97 1 165 44

Generator Information for Area 97 - 97

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1020	1	97	1	550	48
1047	1	97	1	550	284
1049	1	97	1	30	9
1087	1	97	1	48	-5
1150	1	97	1	220	184

Switched Shunt Information for Area 97 - 97

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 97 - 97

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1020	1062	1	177,8	59,3	5,34	11,57	777,6	
1020	1087	1	164,5	54,8	4,35	8,97	719,5	
1039	1041	1	116,1	38,7	1,23	2,53	530,3	
1039	1047	1	146,7	29,3	7,61	2,04	670,2	
1039	1062	1	211,8	70,6	3,42	8,93	967,5	
1039	1086	1	88,4	58,9	0,05	0,14	403,6	
1039	1087	1	68,5	37,6	0,75	3,44	312,9	
1039	1148	1	186,4	62,1	2,30	4,44	851,4	
1041	1049	1	172,0	57,3	1,86	3,72	770,0	
1047	1049	1	124,2	41,4	0,22	0,54	543,0	
1062	1047	1	237,0	79,0	0,69	1,97	1045,5	
1199	1047	1	184,1	61,4	0,41	1,74	809,6	
1049	1198	1	86,3	28,8	0,33	0,89	379,2	
1078	1150	1	277,4	55,5	4,87	18,67	1279,4	
1087	1086	1	24,4	61,0	0,04	1,28	111,0	
1150	1148	1	17,7	5,9	0,08	2,11	77,5	

Area 98 - 98

Number of Buses	9
Total Load	1265,0 MW 352,0 MVAR
Total Generation	1074,0 MW 235,0 MVAR
Losses	33,0 MW 76,9 MVAR
Actual Tie Line Flow	39,5 MW To Area 92 -229,7 MW To Area 97 -33,8 MW To Area 99
Unserviced Load	0,0 MW
Interchange Error	-2,24

Tie Lines for Area 98 - 98

Meter	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
1012	92	1012	92	1011	1	148,2	9,8	3,6	12,0
1012	92	1078	92	1064	1	-83,4	-20,6	2,0	4,7
1064	97	1078	97	1150	1	-229,7	-155,5	4,9	18,7
1078	99	1138	99	1201	1	-33,8	1,8	0,3	0,2
1138	92	1192	92	1189	1	-25,3	-29,4	0,0	-0,2
1192									

Bus Information for Area 98 - 98

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1012	1012	98	132		0	0	400	115	1,00	4,9
0										
1027	1027	98	132		330	110	0	0	0,97	3,4
0										
1078	1078	98	132		440	110	0	0	0,95	-2,5
0										

11050	1105	98	132	55	11	28	9	0,95	1,3
11200	1120	98	132	110	22	600	116	1,00	8,3
11330	1133	98	132	110	55	0	0	0,91	0,6
11350	1135	98	132	55	11	46	-5	0,95	4,2
11380	1138	98	132	110	22	0	0	0,94	3,7
11920	1192	98	132	55	11	0	0	0,96	-0,3

Load Information for Area 98 - 98

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1027	1	98	1	330	110
1078	1	98	1	440	110
1105	1	98	1	55	11
1120	1	98	1	110	22
1133	1	98	1	110	55
1135	1	98	1	55	11
1138	1	98	1	110	22
1192	1	98	1	55	11

Generator Information for Area 98 - 98

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1012	1	98	1	400	115
1105	1	98	1	28	9
1120	1	98	1	600	116
1135	1	98	1	46	-5

Switched Shunt Information for Area 98 - 98

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 98 - 98

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1012	1011	1	148,5	49,5	3,59	11,95	649,5	
1012	1027	1	272,9	54,6	5,22	9,19	1193,6	
1027	1078	1	106,9	53,4	4,03	9,42	482,2	
1027	1105	1	60,5	30,2	1,51	0,10	272,8	
1027	1120	1	248,3	82,8	8,14	20,01	1120,5	
1064	1078	1	85,9	17,2	1,96	4,72	382,6	
1078	1133	1	48,2	48,2	1,04	3,03	222,2	
1078	1150	1	277,4	55,5	4,87	18,67	1279,4	
1105	1192	1	34,8	11,6	0,21	0,64	159,4	
1120	1135	1	97,5	48,7	0,24	8,13	426,4	
1120	1138	1	156,9	52,3	6,52	12,84	686,4	
1133	1138	1	138,9	69,4	3,81	8,46	666,5	
1138	1135	1	77,1	38,5	0,36	0,41	356,9	
1138	1201	1	33,8	11,3	0,34	0,23	156,6	
1192	1189	1	38,8	7,8	0,03	-0,25	176,3	

Area 99 - 99

Number of Buses	10
Total Load	990,0 MW 209,0 MVAR
Total Generation	956,0 MW 204,0 MVAR
Losses	22,3 MW 48,0 MVAR
Actual Tie Line Flow	-90,0 MW To Area 97
	33,8 MW To Area 98
Unserviced Load	0,0 MW
Interchange Error	-0,56

Tie Lines for Area 99 - 99

Meter	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
-------	------	-----	------------	-----	----	----------	-----------	--------	---------

1199	1199	97	1047	1	-176,4	-52,9	0,4	1,7
1049	1198	97	1049	1	86,3	1,7	0,3	0,9
1138	1201	98	1138	1	33,8	-1,8	0,3	0,2

Bus Information for Area 99 - 99

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1003	1003	99	132		165	44	0	0	0,97	6,3
1006	1006	99	132		110	22	0	0	0,96	4,8
1013	1013	99	132		55	11	30	9	0,96	5,4
1050	1050	99	132		110	22	0	0	0,97	6,0
1057	1057	99	132		220	44	0	0	0,95	5,3
1092	1092	99	132		55	11	550	171	1,00	8,8
1156	1156	99	132		110	22	46	-5	0,97	6,5
1198	1198	99	132		0	0	330	28	1,00	9,5
1199	1199	99	132		110	22	0	0	0,99	8,5
1201	1201	99	132		55	11	0	0	0,95	4,9

Load Information for Area 99 - 99

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1003	1	99	1	165	44
1006	1	99	1	110	22
1013	1	99	1	55	11
1050	1	99	1	110	22
1057	1	99	1	220	44
1092	1	99	1	55	11
1156	1	99	1	110	22
1199	1	99	1	110	22
1201	1	99	1	55	11

Generator Information for Area 99 - 99

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1013	1	99	1	30	9
1092	1	99	1	550	171
1156	1	99	1	46	-5
1198	1	99	1	330	28

Switched Shunt Information for Area 99 - 99

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 99 - 99

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1003	1006	1	83,0	45,6	0,49	1,70	374,8	
1003	1092	1	173,7	57,9	1,79	8,98	784,6	
1003	1156	1	10,4	4,0	0,01	-2,40	47,1	
1003	1198	1	166,7	55,6	4,77	9,83	753,0	
1003	1201	1	91,0	30,3	1,14	1,86	410,9	
1006	1013	1	30,8	16,9	0,07	-0,02	140,9	
1013	1156	1	55,9	55,9	0,55	1,13	255,5	
1199	1047	1	184,1	61,4	0,41	1,74	809,6	
1049	1198	1	86,3	28,8	0,33	0,89	379,2	
1050	1057	1	27,9	16,1	0,17	-1,25	126,3	

1050	1199	1	139,6	46,5	2,49	5,92	632,4
1057	1092	1	197,0	65,7	6,86	14,14	903,2
1092	1156	1	138,0	46,0	3,06	6,31	603,5
1138	1201	1	33,8	11,3	0,34	0,23	156,6
1198	1199	1	72,6	24,2	0,24	0,75	317,6

Sistema de Distribución de 5 nudos sin GD (06:00 h)

Area 1 - 1

Number of Buses	3	
Total Load	18,6 MW	10,6 MVAR
Total Generation	40,4 MW	11,1 MVAR
Losses	0,2 MW	-6,8 MVAR
Actual Tie Line Flow	21,6 MW	To Area 2
Unserved Load	0,0 MW	
Interchange Error	-6,41	

Tie Lines for Area 1 - 1

	Area Bus	Other Area Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
Meter							
	1	2	2	1	29,6	8,6	0,2 -2,4
	4	2	2	1	-6,0	-1,4	0,0 -1,9
	3	2	2	1	-4,4	-0,5	0,0 -1,9
	4	2	5	1	2,4	0,6	0,0 -2,4

Bus Information for Area 1 - 1

Number	Name	Area	kV Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1	1	1	132	0	0	40	11	1,00	0,0
3	3	1	132	5	3	0	0	0,98	-1,3
4	4	1	132	13	8	0	0	0,98	-1,5

Load Information for Area 1 - 1

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
3	1	1	1	5	3
4	1	1	1	13	8

Generator Information for Area 1 - 1

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1	1	1	1	40	11
3	1	1	1	0	0

Switched Shunt Information for Area 1 - 1

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 1 - 1

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1	2	1	30,9	20,6	0,20	-2,38	135,0	
1	3	1	11,0	11,0	0,10	-2,15	48,1	
2	3	1	4,4	4,4	0,01	-1,90	19,6	
2	4	1	6,2	6,2	0,03	-1,86	27,3	
3	4	1	10,7	10,7	0,01	-0,93	47,5	
4	5	1	2,4	2,4	0,01	-2,36	10,9	

Area 2 - 2

Number of Buses	2
Total Load	21,3 MW 13,2 MVAR

Total Generation 0,0 MW 0,0 MVAR
 Losses 0,3 MW -5,9 MVAR
 Actual Tie Line Flow -21,6 MW To Area 1
 Unserved Load 0,0 MW
 Interchange Error 0,38

Tie Lines for Area 2 - 2

Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
	2	1	1	1	-29,6	-8,6	0,2	-2,4 1
	2	1	4	1	6,0	1,4	0,0	-1,9 2
	2	1	3	1	4,4	0,5	0,0	-1,9 2
	5	1	4	1	-2,4	-0,6	0,0	-2,4 4

Bus Information for Area 2 - 2

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
2	2	2	132		5	3	0	0	0,99	-0,9
5	5	2	132		16	11	0	0	0,97	-1,7

Load Information for Area 2 - 2

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
2	1	2	2	5	3
5	1	2	2	16	11

Generator Information for Area 2 - 2

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
2	1	2	2	0	0

Switched Shunt Information for Area 2 - 2

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 2 - 2

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1	2	1	30,9	20,6	0,20	-2,38	135,0	
2	3	1	4,4	4,4	0,01	-1,90	19,6	
2	4	1	6,2	6,2	0,03	-1,86	27,3	
2	5	1	15,2	15,2	0,10	-1,15	67,2	
4	5	1	2,4	2,4	0,01	-2,36	10,9	

Sistema de Distribución de 5 nudos con GD (06:00 h)

Area 1 - 1

Number of Buses	3	
Total Load	18,6 MW	10,6 MVAR
Total Generation	14,5 MW	14,9 MVAR
Losses	3,1 MW	2,5 MVAR
Actual Tie Line Flow	-7,2 MW	To Area 2
Unserved Load	0,0 MW	
Interchange Error	-6,70	

Tie Lines for Area 1 - 1

Meter	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
	1		2	2	1	-21,1	71,8	1,2	0,6 1
	4		2	2	1	1,9	-26,7	0,5	-0,3 2
	3		2	2	1	5,7	-32,2	0,7	0,5 2
	4		2	5	1	6,3	-11,1	0,1	-1,7 4

Bus Information for Area 1 - 1

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1	1	1	132		0	0	-30	115	1,00	0,0
3	3	1	132		5	3	45	-100	0,90	3,6
4	4	1	132		13	8	0	0	0,91	2,9

Load Information for Area 1 - 1

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
3	1	1	1	5	3
4	1	1	1	13	8

Generator Information for Area 1 - 1

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1	1	1	1	-30	115
3	1	1	1	45	-100

Switched Shunt Information for Area 1 - 1

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 1 - 1

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1	2	1	74,9	49,9	1,17	0,61	327,5	
1	3	1	44,0	44,0	1,64	2,64	192,4	
2	3	1	32,7	32,7	0,73	0,46	148,9	
2	4	1	26,8	26,8	0,50	-0,25	122,1	
3	4	1	37,7	37,7	0,17	-0,31	182,5	
4	5	1	12,8	12,8	0,14	-1,71	61,4	

Area 2 - 2

Number of Buses 2
 Total Load 21,3 MW 13,2 MVAR
 Total Generation 30,0 MW 9,6 MVAR
 Losses 1,5 MW -1,8 MVAR
 Actual Tie Line Flow 7,2 MW To Area 1
 Unserved Load 0,0 MW
 Interchange Error 0,67

Tie Lines for Area 2 - 2

Meter	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
	2		1	1	1	21,1	-71,8	1,2	0,6 1
	2		1	4	1	-1,9	26,7	0,5	-0,3 2
	2		1	3	1	-5,7	32,2	0,7	0,5 2
	5		1	4	1	-6,3	11,1	0,1	-1,7 4

Bus Information for Area 2 - 2

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
2	2	2	132		5	3	30	10	0,96	1,6
5	5	2	132		16	11	0	0	0,93	1,4

Load Information for Area 2 - 2

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
2	1	2	2	5	3
5	1	2	2	16	11

Generator Information for Area 2 - 2

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
2	1	2	2	30	10

Switched Shunt Information for Area 2 - 2

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 2 - 2

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1	2	1	74,9	49,9	1,17	0,61	327,5	
2	3	1	32,7	32,7	0,73	0,46	148,9	
2	4	1	26,8	26,8	0,50	-0,25	122,1	
2	5	1	21,7	21,7	0,22	-0,69	98,9	
4	5	1	12,8	12,8	0,14	-1,71	61,4	

Sistema de Distribución de 5 nudos sin GD (12:00 h)

Area 1 - 1

Number of Buses	3		
Total Load	70,0 MW	40,0 MVAR	
Total Generation	159,2 MW	105,1 MVAR	
Losses	3,1 MW	2,8 MVAR	
Actual Tie Line Flow	86,1 MW	To Area 2	
Unreserved Load	0,0 MW		
Interchange Error	-5,76		

Tie Lines for Area 1 - 1

Meter	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
	1		2	2	1	116,9	77,9	4,0	9,2 1
	4		2	2	1	-23,0	-13,1	0,5	-0,1 2
	3		2	2	1	-16,8	-8,9	0,3	-0,9 2
	4		2	5	1	9,1	6,5	0,1	-1,5 4

Bus Information for Area 1 - 1

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1	1	1	132		0	0	159	105	1,00	0,0
3	3	1	132		20	10	0	0	0,90	-5,0
4	4	1	132		50	30	0	0	0,89	-5,6

Load Information for Area 1 - 1

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
3	1	1	1	20	10
4	1	1	1	50	30

Generator Information for Area 1 - 1

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1	1	1	1	159	105
3	1	1	1	0	0

Switched Shunt Information for Area 1 - 1

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 1 - 1

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1	2	1	140,4	46,8	3,99	9,17	614,2	
1	3	1	50,3	33,5	2,08	3,98	220,1	
2	3	1	19,0	12,7	0,26	-0,89	89,5	
2	4	1	26,5	17,7	0,50	-0,15	124,7	
3	4	1	43,4	29,0	0,23	-0,10	210,8	
4	5	1	11,2	7,4	0,14	-1,50	54,9	

Area 2 - 2

Number of Buses	2		
Total Load	80,0 MW	50,0 MVAR	

Total Generation 0,0 MW 0,0 MVAR
 Losses 6,1 MW 12,3 MVAR
 Actual Tie Line Flow -86,1 MW To Area 1
 Unserved Load 0,0 MW
 Interchange Error -0,26

Tie Lines for Area 2 - 2

Meter	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
	2		1	1	1	-116,9	-77,9	4,0	9,2 1
	2		1	4	1	23,0	13,1	0,5	-0,1 2
	2		1	3	1	16,8	8,9	0,3	-0,9 2
	5		1	4	1	-9,1	-6,5	0,1	-1,5 4

Bus Information for Area 2 - 2

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
2	2	2		132	20	10	0	0	0,93	-3,3
5	5	2		132	60	40	0	0	0,86	-6,8

Load Information for Area 2 - 2

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
2	1	2	2	20	10
5	1	2	2	60	40

Generator Information for Area 2 - 2

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
2	1	2	2	0	0

Switched Shunt Information for Area 2 - 2

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 2 - 2

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1	2	1	140,4	46,8	3,99	9,17	614,2	
2	3	1	19,0	12,7	0,26	-0,89	89,5	
2	4	1	26,5	17,7	0,50	-0,15	124,7	
2	5	1	64,4	43,0	1,94	4,61	302,8	
4	5	1	11,2	7,4	0,14	-1,50	54,9	

Sistema de Distribución de 5 nudos con GD (12:00 h)

Area 1 - 1

Number of Buses	3	
Total Load	70,0 MW	40,0 MVAR
Total Generation	131,4 MW	91,5 MVAR
Losses	2,7 MW	1,5 MVAR
Actual Tie Line Flow	58,7 MW	To Area 2
Unserviced Load	0,0 MW	
Interchange Error	-6,04	

Tie Lines for Area 1 - 1

Meter	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW	Leave	MVR	Leave	MWLoss	MVRLoss
	1		2	2	1	92,1		66,9		2,6	5,1 1
	4		2	2	1	-24,0		-13,6		0,5	-0,1 2
	3		2	2	1	-18,0		-9,5		0,3	-0,8 2
	4		2	5	1	8,6		6,2		0,1	-1,6 4

Bus Information for Area 1 - 1

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1	1	1	132		0	0	129	92	1,00	0,0
3	3	1	132		20	10	2	0	0,91	-4,3
4	4	1	132		50	30	0	0	0,90	-4,9

Load Information for Area 1 - 1

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
3	1	1	1	20	10
4	1	1	1	50	30

Generator Information for Area 1 - 1

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1	1	1	1	129	92
3	1	1	1	2	0

Switched Shunt Information for Area 1 - 1

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 1 - 1

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1	2	1	113,8	37,9	2,63	5,06	497,8	
1	3	1	44,5	29,7	1,64	2,62	194,7	
2	3	1	20,4	13,6	0,29	-0,84	94,6	
2	4	1	27,6	18,4	0,53	-0,10	128,1	
3	4	1	41,8	27,9	0,21	-0,18	200,8	
4	5	1	10,6	7,1	0,12	-1,59	51,5	

Area 2 - 2

Number of Buses	2
Total Load	80,0 MW 50,0 MVAR

Total Generation 26,0 MW 8,0 MVAR
 Losses 4,7 MW 8,0 MVAR
 Actual Tie Line Flow -58,7 MW To Area 1
 Unserved Load 0,0 MW
 Interchange Error 0,01

Tie Lines for Area 2 - 2

Meter	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
	2		1	1	1	-92,1	-66,9	2,6	5,1 1
	2		1	4	1	24,0	13,6	0,5	-0,1 2
	2		1	3	1	18,0	9,5	0,3	-0,8 2
	5		1	4	1	-8,6	-6,2	0,1	-1,6 4

Bus Information for Area 2 - 2

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
2	2	2		132	20	10	26	8	0,94	-2,5
5	5	2		132	60	40	0	0	0,87	-6,0

Load Information for Area 2 - 2

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
2	1	2	2	20	10
5	1	2	2	60	40

Generator Information for Area 2 - 2

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
2	1	2	2	26	8

Switched Shunt Information for Area 2 - 2

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 2 - 2

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1	2	1	113,8	37,9	2,63	5,06	497,8	
2	3	1	20,4	13,6	0,29	-0,84	94,6	
2	4	1	27,6	18,4	0,53	-0,10	128,1	
2	5	1	64,9	43,2	1,92	4,53	301,3	
4	5	1	10,6	7,1	0,12	-1,59	51,5	

Sistema de Distribución de 5 nudos sin GD (20:00 h)

Area 1 - 1

Number of Buses	3	
Total Load	77,0 MW	44,0 MVAR
Total Generation	176,5 MW	121,6 MVAR
Losses	3,9 MW	5,4 MVAR
Actual Tie Line Flow	95,7 MW	To Area 2
Unserviced Load	0,0 MW	
Interchange Error	-5,67	

Tie Lines for Area 1 - 1

Meter	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
	1		2	2	1	129,6	90,0	5,0	12,3 1
	4		2	2	1	-25,4	-15,0	0,6	0,3 2
	3		2	2	1	-18,6	-10,2	0,3	-0,6 2
	4		2	5	1	10,1	7,4	0,2	-1,3 4

Bus Information for Area 1 - 1

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1	1	1	132		0	0	177	122	1,00	0,0
3	3	1	132		22	11	0	0	0,89	-5,6
4	4	1	132		55	33	0	0	0,87	-6,3

Load Information for Area 1 - 1

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
3	1	1	1	22	11
4	1	1	1	55	33

Generator Information for Area 1 - 1

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1	1	1	1	177	122
3	1	1	1	0	0

Switched Shunt Information for Area 1 - 1

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 1 - 1

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1	2	1	157,8	52,6	5,04	12,34	690,3	
1	3	1	56,6	37,7	2,62	5,64	247,4	
2	3	1	21,2	14,1	0,33	-0,64	100,7	
2	4	1	29,5	19,7	0,63	0,29	140,2	
3	4	1	48,1	32,0	0,30	0,11	236,8	
4	5	1	12,5	8,3	0,18	-1,31	62,4	

Area 2 - 2

Number of Buses	2
Total Load	88,0 MW 55,0 MVAR

Total Generation 0,0 MW 0,0 MVAR
 Losses 7,7 MW 17,2 MVAR
 Actual Tie Line Flow -95,7 MW To Area 1
 Unserved Load 0,0 MW
 Interchange Error -0,36

Tie Lines for Area 2 - 2

Meter	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
	2		1	1	1	-129,6	-90,0	5,0	12,3 1
	2		1	4	1	25,4	15,0	0,6	0,3 2
	2		1	3	1	18,6	10,2	0,3	-0,6 2
	5		1	4	1	-10,1	-7,4	0,2	-1,3 4

Bus Information for Area 2 - 2

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
2	2	2		132	22	11	0	0	0,92	-3,7
5	5	2		132	66	44	0	0	0,84	-7,6

Load Information for Area 2 - 2

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
2	1	2	2	22	11
5	1	2	2	66	44

Generator Information for Area 2 - 2

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
2	1	2	2	0	0

Switched Shunt Information for Area 2 - 2

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 2 - 2

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1	2	1	157,8	52,6	5,04	12,34	690,3	
2	3	1	21,2	14,1	0,33	-0,64	100,7	
2	4	1	29,5	19,7	0,63	0,29	140,2	
2	5	1	71,8	47,9	2,46	6,20	340,9	
4	5	1	12,5	8,3	0,18	-1,31	62,4	

Sistema de Distribución de 5 nudos con GD (20:00 h)

Area 1 - 1

Number of Buses	3	
Total Load	77,0 MW	44,0 MVAR
Total Generation	141,3 MW	95,7 MVAR
Losses	1,9 MW	-0,9 MVAR
Actual Tie Line Flow	62,4 MW	To Area 2
Unserviced Load	0,0 MW	
Interchange Error	-6,00	

Tie Lines for Area 1 - 1

Meter	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
	1		2	2	1	71,8	70,1	2,1	3,3 1
	4		2	2	1	-16,4	-14,6	0,3	-0,7 2
	3		2	2	1	-7,3	-10,1	0,1	-1,4 2
	4		2	5	1	14,3	7,2	0,3	-1,2 4

Bus Information for Area 1 - 1

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
1	1	1	132		0	0	95	96	1,00	0,0
3	3	1	132		22	11	46	0	0,92	-2,2
4	4	1	132		55	33	0	0	0,90	-3,1

Load Information for Area 1 - 1

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
3	1	1	1	22	11
4	1	1	1	55	33

Generator Information for Area 1 - 1

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
1	1	1	1	95	96
3	1	1	1	46	0

Switched Shunt Information for Area 1 - 1

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 1 - 1

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1	2	1	100,4	33,5	2,06	3,34	439,0	
1	3	1	34,7	23,2	1,02	0,75	151,9	
2	3	1	12,5	8,3	0,12	-1,38	57,9	
2	4	1	22,0	14,7	0,34	-0,67	102,0	
3	4	1	59,3	39,5	0,42	0,43	282,8	
4	5	1	16,0	10,7	0,27	-1,16	77,6	

Area 2 - 2

Number of Buses	2
Total Load	88,0 MW 55,0 MVAR

Total Generation	30,0 MW	9,6 MVAR
Losses	4,4 MW	7,2 MVAR
Actual Tie Line Flow	-62,4 MW	To Area 1
Unserved Load	0,0 MW	
Interchange Error	-0,02	

Tie Lines for Area 2 - 2

Meter	Area	Bus	Other Area	Bus	ID	MW Leave	MVR Leave	MWLoss	MVRLoss
	2		1	1	1	-71,8	-70,1	2,1	3,3 1
	2		1	4	1	16,4	14,6	0,3	-0,7 2
	2		1	3	1	7,3	10,1	0,1	-1,4 2
	5		1	4	1	-14,3	-7,2	0,3	-1,2 4

Bus Information for Area 2 - 2

Number	Name	Area	kV	Level	LoadMW	LoadMVR	GenMW	GenMVR	Volt	Angle
2	2	2	132		22	11	30	10	0,94	-1,7
5	5	2	132		66	44	0	0	0,87	-5,1

Load Information for Area 2 - 2

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
2	1	2	2	22	11
5	1	2	2	66	44

Generator Information for Area 2 - 2

Bus	ID	Area	Zone	MW	MVR
2	1	2	2	30	10

Switched Shunt Information for Area 2 - 2

Bus	Reg.	Area	Zone	MVR
-----	------	------	------	-----

Transmission Line Information for Area 2 - 2

From	To	ID	MVA	% Loaded	Loss-MW	Loss-MVR	Amps	Tap
1	2	1	100,4	33,5	2,06	3,34	439,0	
2	3	1	12,5	8,3	0,12	-1,38	57,9	
2	4	1	22,0	14,7	0,34	-0,67	102,0	
2	5	1	67,6	45,1	2,08	5,01	313,5	
4	5	1	16,0	10,7	0,27	-1,16	77,6	