

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



ASPECTOS FUNDAMENTALES DE MICRORREDES

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

FERNANDO FELIX SUAQUITA LANDEO

PROMOCIÓN

1989-II

LIMA-PERÚ

2012

ASPECTOS FUNDAMENTALES DE MICRORREDES

A los que más quiero,
Mis padres, Félix y Lucila,
Mis hermanos Javier y José, y
Mi esposa e hijos, Maribel, Milagros y Nicolás

SUMARIO

Debido al creciente interés por reducir el impacto medioambiental de la especie humana en el planeta sin que ello afecte al actual estilo de vida, el cual implica la necesidad de grandes cantidades energéticas; es muy importante aumentar la eficiencia y disminuir los daños colaterales que pueda realizar cualquier proceso. Es un tema de discusión el centrado en los cambios que se avecinan, algunos de ellos ya en funcionamiento, en el sistema de generación, transporte y distribución energética. En la actualidad se están impulsando las instalaciones de generación basadas en energías renovables que no produzcan las emisiones que por ejemplo produce el carbón o los residuos de la nuclear y con el claro objetivo de llegar a sustituirlas. La gestión de este tipo de fuentes es muy diferente a la de las convencionales, el motivo más relevante es que su límite superior de generación viene dado por condiciones ambientales no controlables y esto implica la necesidad de disponer de una generación alternativa o acumuladores donde disponer de la energía necesaria para mantener alimentada la demanda. La inclusión de este tipo de generación ha hecho plantearse si el actual sistema unidireccional soportaría una gran incidencia de estas, debido a que aparece la necesidad de que interactúen un gran número de entes formados por grupos de generadores y consumidores, algunos de los cuales puedan ser considerados de uno u otro grupo en función de lo solicitado. Por el momento estos entes se agrupan formando lo conocido como microrredes, motivado por que las dimensiones de los intercambios energéticos con los que se trabaja son despreciables respecto a la red principal. Pero su desarrollo es el camino que debería seguir cualquier red donde las energías renovables formen una parte importante del conjunto de fuentes utilizadas. Por estos motivos, se realiza este proyecto donde se busca introducir el concepto de microrred y su gestión.

INDICE

PROLOGO	1
CAPITULO I	
INTRODUCCIÓN A LAS MICRORREDES	3
1.1 Las microrredes: sistema eléctrico del futuro.....	3
1.2 La Generación distribuida y las microrredes.....	4
CAPITULO II	
MICRORREDES	5
2.1 Definición de una microrred	5
2.2 Evolución del concepto microrred	7
2.3 Tipos de microrredes	10
2.4 Beneficios que aportan las microrredes	10
2.4.1 Herramienta de eficiencia energética	11
2.4.2 Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.....	11
2.4.3 Gestión y optimización económica	12
2.4.4 Disminución de pérdidas eléctricas en transporte y distribución.....	12
CAPITULO III	
COMPONENTES DE UNA MICRORRED	14
3.1 Recursos energéticos primarios	14
3.1.1 Combustibles fósiles	15
3.1.2 Energías renovables	15
3.2 Elementos que componen una microrred	15
3.2.1 Sistemas de generación	15
3.2.2 Sistemas de almacenamiento de energía	19
3.2.3 Estrategias de control	24
3.2.4 Cargas	30
3.2.5 Protección	30
3.2.6 Dispositivo de seccionamiento	30

CAPITULO IV

OPERACIÓN Y PROTECCIÓN DE UNA MICRORRED	31
4.1 Funcionamiento aislado de la microrred	31
4.2 Conectada a la red de distribución eléctrica	33
4.3 Nuevas exigencias y aplicaciones de comunicaciones para la Protección de microrredes.....	35
4.3.1 La microrred como una agrupación de Recursos Distribuidos RD.....	36
4.3.2 Retos en la protección de microrredes	37
4.3.3 Métodos innovadores para la protección de microrredes	41
4.3.4 Arquitectura de comunicaciones y protocolos.....	43

CAPITULO V

BARRERAS PARA LA IMPLANTACIÓN DE LAS MICRORREDES...	46
5.1 Barreras técnicas	46
5.1.1 Control, monitorización y gestión	47
5.1.2 Protección	48
5.1.3 Estabilidad	49
5.2 Barreras regulatorias	49
5.2.1 Estructuras tarifarias y mercado	50
5.2.2 Conexión de la microrred con la red local	50
5.2.3 Normativa técnica de conexión	52
5.2.4 Interacción de la microrred con sus clientes	57
5.3 Barreras sociales	59
5.4 Barreras económicas	60
5.4.1 Mecanismos para cuantificar beneficios económicos de microrredes	60
5.4.2 Economía de la generación	62

CAPITULO VI

CUMPLIMIENTOS DE PROTOCOLOS	64
6.1 Aplicación de Mecanismos de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kioto a proyectos con microhidráulica, eólica y solar	64

CAPITULO VII

LA ELECTRIFICACIÓN RURAL Y LOS BENEFICIOS DE LAS INTERACCIONES ENTRE MICRORREDES	68
7.1 Microrredes y la electrificación rural	68

7.2 Beneficios de las interacciones entre microrredes.....	70
CAPITULO VIII	
EJEMPLOS DE MICRORREDES	72
8.1 Microrred de Hachinohe, Japón (NEDO, Mitsubishi)	72
8.2 Microrred de SENDAI, Japón (NTT)	74
8.3 Microrred de Bronsbergen, Holanda	75
CONCLUSIONES	76
BIBLIOGRAFIA	78

PROLOGO

El presente Informe está dividido en ocho capítulos, en las cuales el Capítulo 1, es la introducción del informe y trata sobre las microrredes como sistema eléctrico del futuro, la Generación Distribuida y las microrredes, y las fuentes principales de Energía en la Tierra.

El Capítulo 2, trata acerca de la definición de las microrredes, evolución del concepto de microrred, tipos de microrredes y los beneficios que aportan las microrredes.

El Capítulo 3, está dedicado a los componentes de una microrred, recursos energéticos primarios, los elementos que componen una microrred: sistemas de generación, sistemas de almacenamiento de energía, estrategias de control, cargas, protección y dispositivos de seccionamiento.

El Capítulo 4, comprende la operación de una microrred, funcionamiento aislado de la microrred y conectado a la red de distribución eléctrica, y restauración del servicio eléctrico.

El Capítulo 5, comprende las barreras para la implantación de las microrredes, las barreras técnicas, barreras regulatorias, barreras sociales y las barreras económicas.

El Capítulo 6, comprende la capacitación en energías renovables y la aplicación de mecanismos de desarrollo limpio del protocolo de Kioto a proyectos con microhidráulica, eólica y solar.

El Capítulo 7, comprende las microrredes y la electrificación rural, y los beneficios de las interacciones entre microrredes.

El Capítulo 8, muestra los ejemplos de microrredes: la microrred de Hachinohe, la microrred de Sendai, ambos en Japón, y la microrred de Bronsbergen en Holanda.

Quiero expresar mi agradecimiento a mis amigos que a lo largo de mi vida me apoyaron y estimularon a seguir con mis metas.

Agradezco a cada uno de mis profesores de la Universidad Nacional de Ingeniería por su dedicación, conocimientos y amistad recibida durante mis años de formación en esta gran

casa de estudios superiores. Asimismo, agradezco al Profesor Dr. Rodolfo Manuel Moreno Martínez y al MSc. Ing. Dionicio Zócimo Ñaupari Huatuco por la amistad, disposición y competencia en la orientación de este Informe.

A mi familia, que siempre estuvo conmigo en las buenas y en las malas estimulándome a mejorar cada día y me enseñaron el camino de la superación.

CAPITULO I INTRODUCCION A LAS MICRORREDES

1.1 Las microrredes: sistema eléctrico del futuro

Como consecuencia del progresivo crecimiento de la demanda de energía eléctrica y ante las estimaciones realizadas sobre el agotamiento en un futuro próximo de los recursos fósiles utilizados actualmente para la generación, así como para garantizar la seguridad del suministro de los recursos energéticos, se plantean nuevas formas de generación como son las energías renovables. Su introducción en un sistema eléctrico tiene que hacerse de forma que el carácter aleatorio de estas nuevas fuentes energéticas pueda seguir las fluctuaciones de la demanda a un costo mínimo. Además, con ellas se pretende rebajar la dependencia que se tiene actualmente del suministro de materias primas como pueden ser el carbón, gas natural, o el petróleo, y, a su vez, reducir las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera. Una de las formas que aparece como más prometedora y que cumple con todos estos requisitos son las microrredes. Los beneficios que se derivan de este sistema eléctrico del futuro son, a parte de los citados anteriormente, una reducción de costo de inversión en refuerzos de redes de Media y/o Alta Tensión, una disminución de las pérdidas de energía durante el transporte de la electricidad a través de las líneas, una autonomía de funcionamiento frente a fallas ocasionadas en la red de distribución principal y, por último, destacar que presentan la capacidad de disminuir los picos de consumo.

Se podría decir que las microrredes tienen como antecedentes las instalaciones de carga donde la pérdida de energía sería catastrófica (hospitales, centros de datos, etc.). Cuando estos lugares detectan una pérdida de suministro, conectan generación a base de turbinas de gas o diesel. La principal diferencia que presenta esta situación con las microrredes es que éstas son capaces de operar de forma autónoma gobernadas mediante unas tecnologías de comunicación, ya sea en modo isla o conectadas a la red principal, así como la posibilidad de vender sus excedentes de energía a la empresa suministradora.

Las Microrredes son agrupaciones de recursos de distribución eléctrica y térmica gestionadas desde la propia instalación, que pueden funcionar tanto conectados a la red eléctrica como aislados de la misma.

Suponen una potente forma de reorganizar las redes actuales para conseguir un suministro integral de energía y están orientadas a poblaciones de hasta 500 viviendas con una demanda energética de unos miles de kW h/día. También proporcionan suministro eléctrico a comunidades remotas en los que la conexión a la red de distribución es inviable. Estos sistemas, que beneficiarían principalmente a los consumidores y al medio ambiente, favorecerían la dependencia de la red eléctrica y aprovecharían de forma más eficaz las energías renovables y los sistemas de almacenamiento.

Sin embargo y aunque existen varios proyectos en todo el mundo, su generalización está dificultada por la ausencia de una normativa legal específica que regule el concepto de microrredes, que a su vez impide que sea económicamente rentable.

1.2 La Generación distribuida y las microrredes

Actualmente las energías renovables se perfilan como una opción de generación de energía limpia. Como resultado, un nuevo esquema de generación ha tomado un gran auge en los últimos años: la generación distribuida. Es claro que debido a la ausencia de una red eléctrica en sitios apartados, así como el fomento de la cogeneración energética empleando energías renovables, se hace necesario considerar sistemas de generación distribuida pequeños, con capacidad de almacenamiento de energía (si la aplicación así lo requiere), manejo de cargas críticas y no críticas, e interacción con distintos tipos de fuentes de energía. Esto ha llevado a la formación de un tipo especial de sistema de generación distribuida llamado microrred.

Un elemento esencial en las microrredes son los equipos electrónicos de conversión de energía. Dichos equipos deben tener la capacidad de operar en modo interconectado a red y en modo isla.

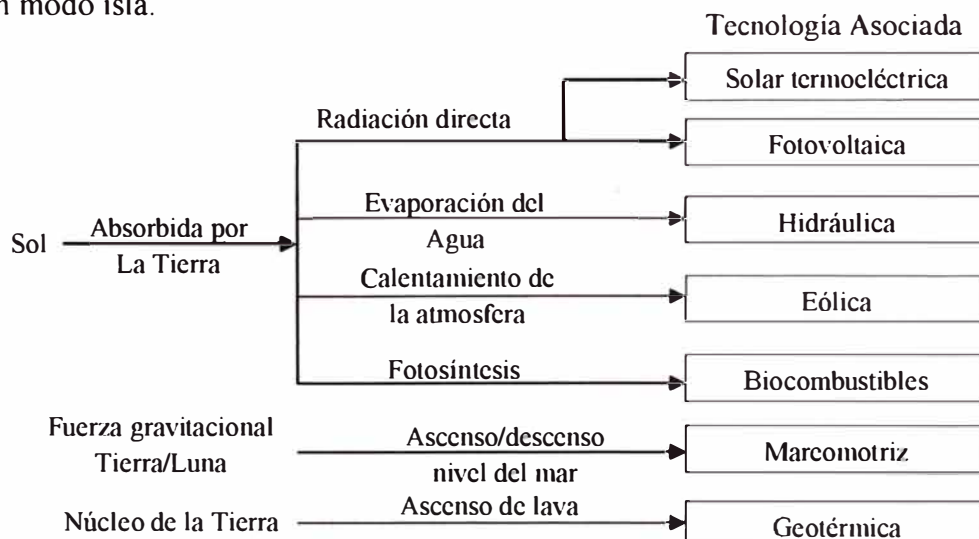


Fig. 1.1: Fuentes principales de Energía en la Tierra. Fuente: [1]

CAPITULO II

MICRORREDES

2.1 Definición de una microrred

El Concepto de Microrred definido en 2002 por el CERT (Consortium for Electric Reliability Technology Solutions) para el Departamento de Energía de USA es: “Agregación de cargas y microgeneradores que se opera como un sistema único y que provee tanto de energía eléctrica como térmica”. Una definición más exhaustiva es la que se da dentro del proyecto «Microgrids» del VI Programa Marco: “Las microrredes comprenden sistemas de distribución en baja tensión junto con fuentes de generación distribuida, así como dispositivos de almacenamiento. La microrred puede ser operada tanto en modo no autónomo como autónomo. La operación de sus elementos puede proporcionar beneficios globales al sistema si se gestionan y coordinan de manera eficiente”.

Dentro de la óptica de la red principal una microrred puede observarse como una entidad controlada que puede ser operada como si de una única carga o generador agregado se tratase y que, si fuera económicamente viable, podría funcionar como fuente de energía a incorporar a la red o como un medio para proporcionar servicios auxiliares que contribuyese a la estabilidad y regulación de la red principal. Además el impacto externo de la microrred en la red de distribución externa es mínimo siempre que dentro de la microrred se consiga el equilibrio entre generación y consumo, a pesar de disponer de un nivel de generación potencialmente significativo de fuentes de energía intermitentes. Así pues, con la adopción del sistema de microrredes se incrementa la penetración de las energías renovables dentro del sistema de distribución.

La microrred tiene como objetivo autoabastecerse, aunque también presenta la posibilidad de recibir o suministrar energía de la red de forma inmediata para cubrir sus deficiencias, tanto positivas como negativas, es decir, falla de generación propia o exceso de generación debida a la aleatoriedad del suministro renovable. De esta forma, el flujo en las redes pasa a ser bidireccional ya que la microrred puede bien exportar o importar energía. Por otra

parte, en caso de que se produjera una falla en la red “aguas arriba”, la microrred aseguraría el suministro a los consumidores de electricidad ya que pasaría a operar en modo isla.



Fig. 2.1: Ejemplo de microrred en un sistema eléctrico (Fuente: Smart Grids-European Technology Platform)

Analizando los posibles estados de la microrred, cuando opera conectada a la red general de electricidad, el sistema de control optimiza el coste de la energía para los consumidores asociados a ella y gestiona la producción de cada fuente de generación. Este será el modo normal de funcionamiento de la microrred. Sin embargo, ante un fallo en la red, es posible pasar al modo de emergencia en el que la microrred se desconecta del sistema pasando a trabajar de forma autónoma garantizando el servicio de electricidad a los consumidores finales.

Desde el punto de vista del cliente, las microrredes abastecen tanto las necesidades de energía eléctrica como térmica y, adicionalmente, mejoran la fiabilidad local del suministro, contribuyen a la disminución de gases de efecto invernadero, mejoran la calidad de suministro al realizar una regulación de tensión y pueden reducir potencialmente los costos de la energía.

Por otra parte, la integración de fuentes de energía distribuida a través de las microrredes, logra reducir de forma notable el dimensionado de las líneas de transporte y distribución ya

que su situación es próxima a los puntos de consumo. Debido a la cercanía de las cargas, el flujo de potencia en las redes de transporte y distribución se reduce, lo cual tiene como consecuencias directas una disminución de las pérdidas ocasionadas durante el transporte y una simplificación de la estructura de la red.

Por tanto, de todo lo citado anteriormente se puede deducir que la electricidad producida por fuentes de generación distribuida puede aportar mayores beneficios en la operación y planificación de las redes que la producida por las grandes fuentes de generación convencionales.

Con el objetivo de conseguir las mayores prestaciones de las microrredes, resulta imprescindible que tanto la integración de los recursos distribuidos en las redes de baja tensión como su relación con la red de distribución de media tensión, contribuyan a optimizar la operación general del sistema que se caracterice por la eficiencia, la sostenibilidad y la seguridad de suministro.

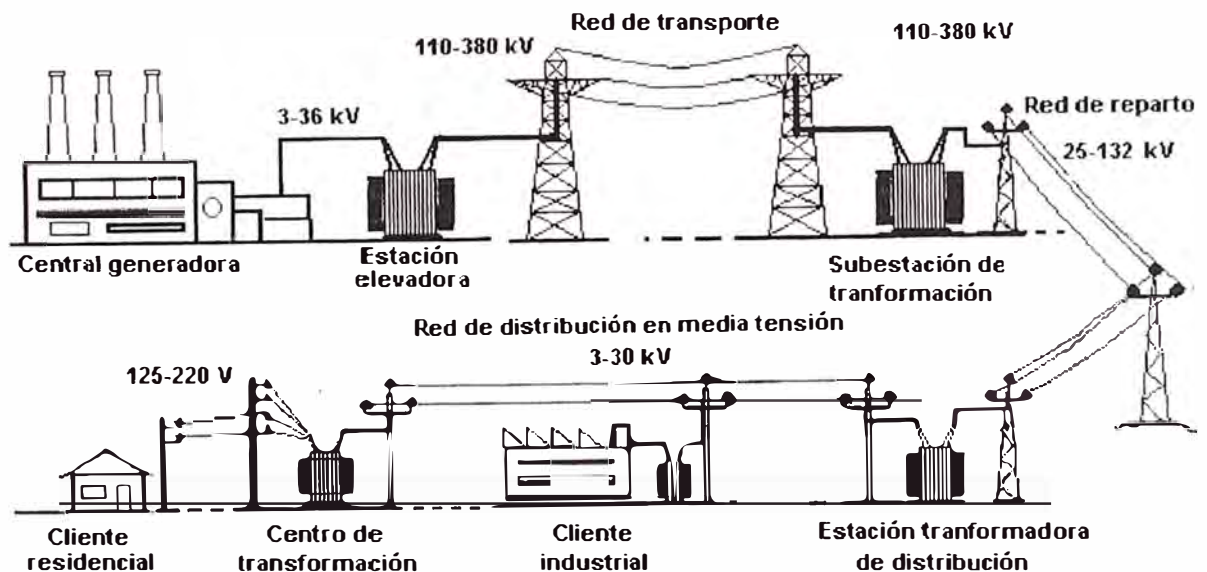


Fig. 2.2: Esquema simplificado del sistema eléctrico tradicional (Fuente: Wikimedia Commons)

2.2 Evolución del concepto microrred

El concepto general de microrred [2] como pequeño sistema eléctrico ha estado tradicionalmente asociado a localizaciones remotas donde la electrificación no era posible desde el punto de vista técnico, económico o ambiental.

Considerando las definiciones de microrred previamente contempladas, un subsistema eléctrico de potencia podría ser identificado como microrred cuando incluye:

- Microfuentes eléctricas o térmicas o unidades de almacenamiento cerca de las cargas,
- Características inteligentes y control para gestionar la energía generada de forma local,

- La posibilidad de funcionar tanto conectada o aislada de la red pública de distribución. La actual red pública de distribución evolucionará gradualmente a un conjunto de microrredes según se van invirtiendo cantidades económicas en soluciones que lo posibiliten. La colección de fuentes de generación y almacenamiento dispersas conectadas a la red se convierte en microrred:
- Primero, cuando los inversores o los generadores de la microrred tienen capacidades de regulación primaria.
- Segundo, cuando el operador de la microrred puede despachar las unidades de generación y almacenamiento con estimaciones de carga del siguiente día, o mejor, próximos días, si existe alguna unidad de almacenamiento; o hace que dichas unidades suministren servicios auxiliares (regulación secundaria).
- Por último, la posibilidad de trabajar en modo aislado, no sólo depende de condiciones tecnológicas (interruptor estático, su tamaño y control), pero también de aspectos legales y de seguridad.

La tabla 2.3 muestra el Mapa de Ruta de las microrredes desarrollado con compañías industriales y la comunidad científica en Estados Unidos por NAVIGANT Consulting.

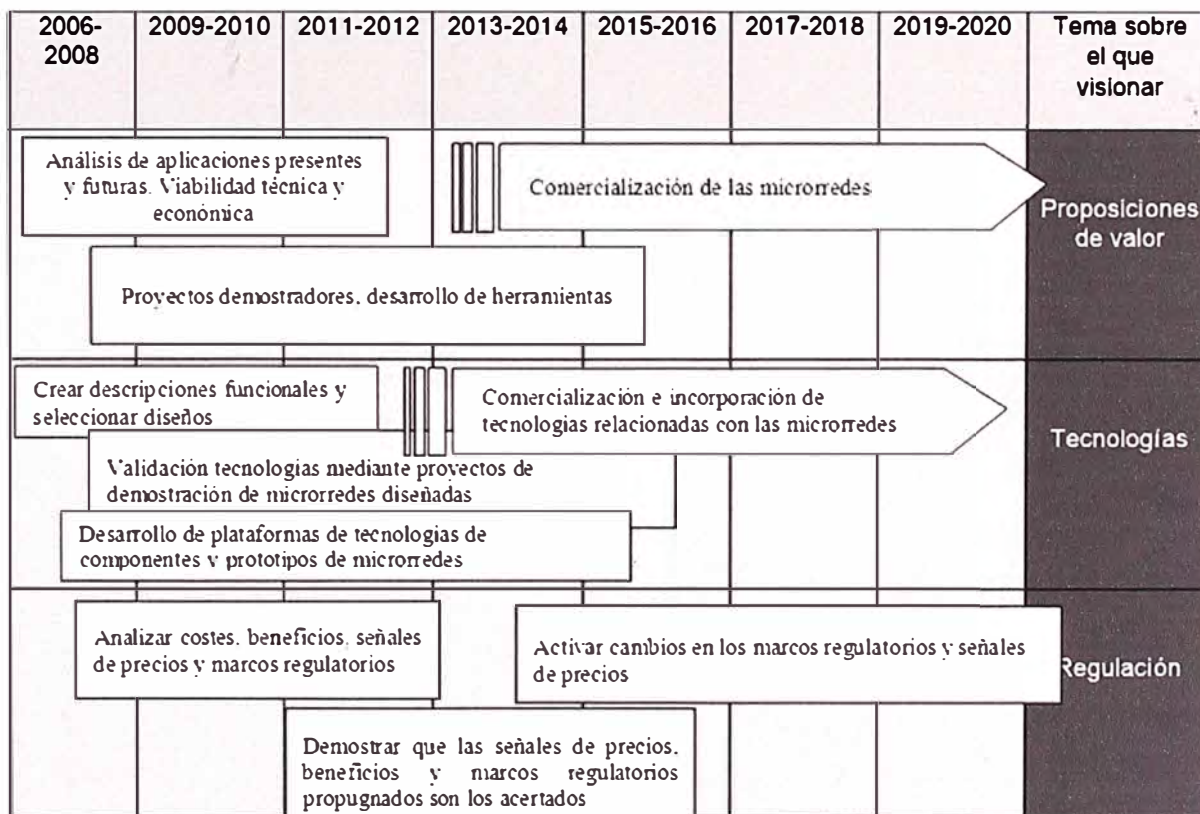


Fig. 2.3: Desarrollo de las microrredes en diferentes países, una solución para distintos problemas.
Fuente: [2]

Se debe de resaltar las diferentes concepciones existentes de microrred en EEUU, Europa y Japón. Un mismo ejemplo de microrred con componentes y características semejantes puede responder a criterios de diseño y prioridades diferentes:

- Estados Unidos: Reducción de costos en escenarios de altos precios de energía, incremento de la fiabilidad de suministro debido a razones de seguridad, y facilidades administrativas con condiciones menos restrictivas para conectar generadores de menor tamaño con respecto a unidades de generación convencional.
- Europa: Reducción de costo de energía y de emisiones de CO₂. Más aún, es una buena solución para la electrificación de áreas rurales o con una electrificación deficiente.
- Japón: Reducción de las emisiones de CO₂ y diversificación de las fuentes de energía.

Como se puede ver, aunque el fin parezca distinto el trasfondo es muy similar y las ventajas que se pueden obtener mediante el uso de esta tecnología son aplicables a cualquier modelo que trate de maximizar la eficiencia energética de un sistema térmico y/o eléctrico.

En resumen, la operación de las unidades de generación eléctrica, almacenamiento y carga como microrred favorece alcanzar los siguientes objetivos:

- Eficiencia energética: Mediante una planificación y operación adecuada de las unidades de generación y almacenamiento de la microrred, la generación de electricidad y calor puede compatibilizarse aumentando la eficiencia energética de la instalación. El reto es hacerlo también de una forma económicamente rentable.
- Reducción de emisión de gases de efecto invernadero: Mediante el incremento del uso de las unidades de energías renovables, así como las unidades de generación de alta eficiencia, operadas de forma óptima, las emisiones de gases de efecto invernadero serán disminuidas con respecto a las de la generación convencional.
- Incremento del uso de las energías renovables.
- Reducción de los costos de energía. Gracias a las capacidades de inteligencia y control de la microrred, el operador planificará la operación de las fuentes de generación y almacenamiento, dependiendo de los actuales precios de gas y electricidad, condiciones climáticas y su previsión. Más aún, la microrred favorece la agregación de la Generación eléctrica Distribuida y su participación en el Mercado eléctrico realizando ofertas de potencia activa y/o servicios auxiliares.
- Mejora de la Calidad de Suministro. Las actuales redes eléctricas en Europa suministran una buena calidad de suministro. Sin embargo existen usuarios que necesitan mayores

niveles de calidad de onda y fiabilidad de suministro, y por ello adquieren soluciones personalizadas. Otra posibilidad, para el caso de un evento en la red pública de distribución, es desconectar la microrred de la red y trabajar de forma aislada hasta que el problema en la red se resuelva. En ese caso, dependiendo de la capacidad de potencia de los generadores y de las cargas comerciales, algunas de ellas deberían seleccionarse como críticas y con alta continuidad de suministro. Las cargas críticas que son alimentadas por la microrred aislada en ese caso, quizás, deberían admitir niveles de calidad de onda más relajados para su funcionamiento.

- Minimización de pérdidas eléctricas: Dado que las unidades de generación dispersas operan cerca de las cargas, son evitadas las pérdidas eléctricas en las líneas eléctricas de Transporte y Distribución.

2.3 Tipos de microrredes

Las microrredes se pueden categorizar según múltiples criterios [3], uso de fuentes renovables, nivel de tensión al que se conectan, grados de libertad del control asociado, etc. El criterio que en este capítulo vamos a utilizar es el que hace referencia a su topología y estructura eléctrica que utilizaremos para realizar la distribución eléctrica en la misma.

Según este criterio podemos clasificar las microrredes en los siguientes tipos:

- AC. Todos los elementos se conectan a una misma barra AC para llevar a cabo el intercambio de energía entre ellos. Esta barra se conecta en un único punto con la red eléctrica lo que permite la interacción con la misma. Dentro de la microrred se realiza una distribución de energía eléctrica en AC.
- DC. La distribución de la energía dentro de la microrred se hace en continua. Todos los elementos de la microrred se conectan a una misma barra DC y este se conecta a la red eléctrica a través de un convertidor DC/AC. Las cargas AC se alimentarían a través de un convertidor.
- Mixta. En este caso coexisten dos barras: uno DC unida a la red eléctrica con un convertidor AC/DC y otro AC que sería la propia red eléctrica. Los diferentes elementos se pueden conectar en función de sus características de la barra DC o AC.

2.4 Beneficios que aportan las microrredes

La mayoría de las barreras necesarias para la operatividad de las microrredes ya están superadas hoy en día y, algunas de las que aún suponen un obstáculo a su desarrollo, están en camino de poder ser salvadas satisfactoriamente.

Resaltaremos algunos de los beneficios que pueden aportar las microrredes, haremos un resumen de ellos explicando las ventajas reales y potenciales que pueden aportar. Las dividiremos en cuatro grandes grupos [4]:

2.4.1 Herramienta de eficiencia energética

- Para maximizar el beneficio de las microrredes es fundamental la operación óptima de las fuentes de generación y almacenamiento para satisfacer la demanda térmica y eléctrica, así como el máximo aprovechamiento de la energía térmica producida en la generación de electricidad.
- La conjunción de estas dos formas de energía no sólo aumentan el rendimiento de los generadores, sino que además favorece que su instalación y explotación puedan ser viables económicamente en ciertos escenarios.
- La existencia de una regulación que prima, a través de revisiones trimestrales, la inyección de electricidad generada por fuentes de energía clasificadas como de régimen especial a la red de distribución es otro de los parámetros a tener en cuenta a la hora de maximizar el beneficio económico.
- Los sistemas CHP (Combined Heat and Power) en los que se genera electricidad y calor y la trigeneración (CHCP – Combined Cool, Heat and Power), en los se genera electricidad, calor y frío, suponen un importante aumento de la eficiencia energética, logrando rendimientos globales cercanos al 85% en los CHP e incluso por encima del 90% en trigeneración por aprovechamiento del calor y frío residuales.

2.4.2 Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero

- Conviene resaltar que la microrred, entendida como agregación y operación controlada de fuentes de generación y almacenamiento térmico y eléctrico, con o sin capacidad de funcionamiento en isla, no garantiza por sí sola la reducción de emisiones de efecto invernadero de forma inmediata.
- Sí lo hace una cuidadosa elección de las tecnologías de generación y almacenamiento térmico y eléctrico más idóneas (fuentes de alta eficiencia como la cogeneración, trigeneración y las fuentes de energía renovables), así como la operación de la microrred dando prioridad a los criterios antes descritos de sostenibilidad.
- Las microrredes facilitan la penetración de energías renovables al permitir controlar incorporaciones de diferentes fuentes y sistemas de almacenamiento, resolviendo gran parte de los problemas de variabilidad e irregularidad temporal inherentes a las mismas.

- Para calcular las emisiones en el caso de una microrred (supuestas la demanda térmica y eléctrica similar al sistema eléctrico convencional) habría que sumar las emisiones producidas por todos los generadores térmicos y eléctricos en función de la energía primaria consumida, cada una de las cuales tiene una tasa de emisiones de gases determinada. Si es preciso comprar energía a la red de distribución se estimará la emisión correspondiente a la energía comprada.

2.4.3 Gestión y optimización económica

- Para optimizar el funcionamiento de una microrred es preciso planificar e implementar, en cada caso, el conjunto de equipos y el sistema de operación y control para asegurar una infraestructura ventajosa en relación al sistema eléctrico convencional.
- A la hora de realizar la inversión en una microrred es necesario comparar los siguientes criterios con otras inversiones alternativas, a considerar:
 - La valoración de las necesidades energéticas.
 - Características de los equipos de generación y almacenamiento.
 - La valoración de compra y venta de la energía excedentaria a la red.
 - La eficiencia global obtenida.
 - Los niveles de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Una opción muy favorable la constituyen las aplicaciones residenciales en edificios, ya que la energía generada puede ser empleada para consumo propio o vendido a la red en función de la situación del mercado en cada momento (requisitos económicos) o de las necesidades de la calidad de suministro (requisitos técnicos).
- Las necesidades de agua caliente sanitaria, calefacción o aire acondicionado pueden ser cubiertas ampliamente por la energía térmica producida mediante sistemas de alta eficiencia (cogeneración y trigeneración) o por fuentes de energía renovables (solar térmica o geotérmica), aunque estas últimas menos eficientes y, hoy en día, más caras.
- Por último y, puesto que la microrred contempla un control inteligente aplicable también a la desconexión de determinadas cargas en coordinación con sus elementos de generación y almacenamiento, se pueden incorporar las técnicas de gestión de la demanda eléctrica descritas en capítulos anteriores.

2.4.4 Disminución de pérdidas eléctricas en transporte y distribución

- Una de las grandes ventajas de las microrredes respecto a los sistemas centralizados convencionales es su carácter local.

- En las microrredes, una parte de la energía se produce y se consume en el mismo punto, mientras que en los sistemas centralizados la energía debe viajar por la red (en ocasiones largas distancias) y sufrir varias transformaciones, con sus rendimientos particulares, antes de llegar al usuario final.
- Esa fracción de energía que se desperdicia en forma de pérdidas en el cableado por efecto Joule, entre el 4 y el 5%, no se derrocha con la tecnología de microrredes, por lo que es un beneficio notable a tener en cuenta con respecto a los sistemas eléctricos convencionales.

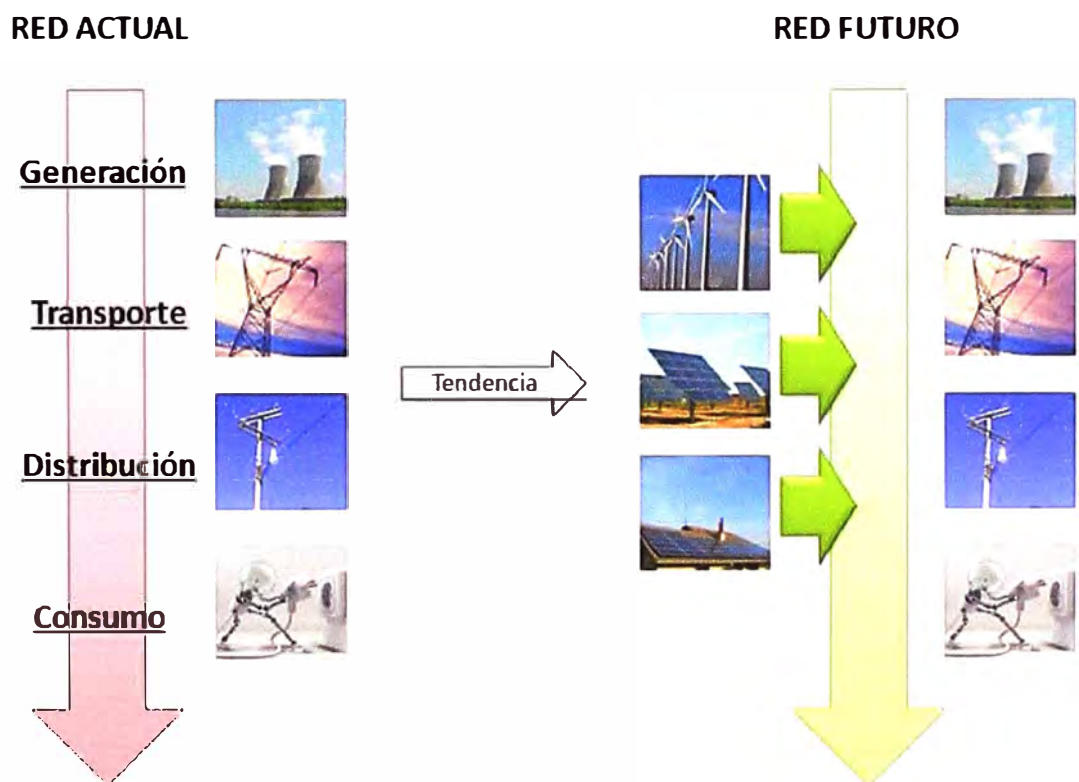


Fig. 2.4: Nuevos elementos en el modelo energético (Fuente: Centro Tecnológico de España Fedit)

CAPITULO III

COMPONENTES DE UNA MICRORRED

En este capítulo se pretende dar una visión general de los diferentes recursos y componentes de generación térmica y eléctrica que pueden componer una microrred, así como de los sistemas de almacenamiento existentes hoy en día, y que permiten gestionar la microrred de una manera más flexible.

La manera en la que vamos a estudiar los componentes de una microrred es diferenciando entre los recursos energéticos primarios que se pueden aprovechar, componentes para su captación o generación y, por último, componentes para la conexión al sistema.

Tabla N° 3.1 Clasificación de tecnologías de generación y almacenamiento, Fuente: [4]

RECURSO ENERGETICO	COMPONENTES DE GENERACION		COMPONENTES DE CONEXION	
	ELECTRICA	TERMICA	ELECTRICA	TERMICA
Combustibles Fósiles	Motor alternativo	Motor alternativo	Transformador	Intercambiador
	Turbina de gas	Turbina de gas		
	Turbina a vapor	Turbina a vapor		
Combustibles residuales	Motor stirling	Motor stirling		
	Microturbina	Microturbina		
Energía Hidráulica	Turbina hidráulica		Transformador	
Energía solar	Célula fotovoltaica	Captador térmico	Inversor	Acumulador
			Transformador	Intercambiador
Energía eólica	Aerogenerador		Inversor	
			Transformador	
Biomasa	Horno+turbina a vapor	Horno+caldera	Transformador	Intercambiador
Hidrogeno	Pila de combustible		Inversor	
			Transformador	
Energía Marina	Turbina hidráulica		Transformador	
	Motor hidráulico			
Energía Geotérmica	Turbina a vapor	Bomba de calor	Transformador	Transformador
	Alta y media temperatura	Baja temperatura		

3.1 Recursos energéticos primarios

Las fuentes primarias de energía son aquellos recursos naturales que están disponibles en la naturaleza sin haber sufrido un proceso previo de transformación energética. Pueden

utilizarse de manera directa o requerir un proceso complementario. Se pueden distinguir dos tipos principales:

3.1.1 Combustibles fósiles

- Recursos agotables que requieren un proceso de extracción previa a su uso.
- Son el petróleo, el carbón, el gas natural, etc.

3.1.2 Energías renovables

- Recursos inagotables que están disponibles de forma directa.
- Dentro de este grupo se encuentran la energía hidráulica, eólica, solar, geotérmica, marina, biomasa e incluso el tratamiento de RSU (Residuos Sólidos Urbanos).

3.2 Elementos que componen una microrred

Una microrred es básicamente una red de distribución a pequeña escala y en baja tensión. Como tal, dispone de los mismos elementos de una red convencional, generadores, cargas y sistemas de control, añadiendo además la posibilidad de incluir dispositivos de almacenamiento de energía. Sin embargo, aunque conceptualmente todos estos equipos tienen las mismas funciones que en una red a gran escala, su funcionamiento y especialmente sus sistemas de control y protección y deben estar adaptados para operar adecuadamente de acuerdo con la filosofía de funcionamiento de las microrredes.

Se describen a continuación los elementos que componen una microrred.

3.2.1 Sistemas de generación

a) Motor alternativo

Los motores alternativos de combustión interna son motores térmicos que utilizan los gases resultantes de la combustión de un combustible fósil para empujar un émbolo o pistón que se desplaza en el interior de un cilindro, haciendo girar un cigüeñal y obteniendo un movimiento de rotación. En función del encendido se clasifican en: motor Otto (encendido provocado por una bujía) o motor Diesel (encendido por compresión).

Actualmente se están desarrollando para su aplicación en los sectores residencial y terciario a través de pequeñas plantas de cogeneración (microcogeneración).

b) Turbinas de gas

El combustible suele ser gas natural, aunque pueden emplearse gas licuado a presión (GLP) o diesel. 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. Por otro lado, los gases de combustión se pueden utilizar directamente para el calentamiento de procesos, o indirectamente para la generación de vapor o cualquier otro fluido caliente. Se usa en cogeneración y “District Heating” o calefacción colectiva.

c) Microturbinas

Su principio de funcionamiento es similar al de las turbinas de gas. Estos dispositivos pueden funcionar con una amplia variedad de combustibles tales como gas natural, gasolina, diesel, kerosene, nafta, alcohol, propano, metano, etc. Las microturbinas comerciales emplean habitualmente gas natural como primer combustible. Disponen de un generador de imán permanente girando a alta velocidad (80.000 rpm típicamente), generando corriente alterna a muy alta frecuencia. Estos generadores no pueden ser conectados directamente a la red de distribución por lo que su salida debe conectarse un inversor que rectifique primero esta tensión de alta frecuencia, generando después una señal alterna compatible con la red de distribución eléctrica.

d) Motor Stirling

Es un motor térmico basado en el trabajo realizado por la expansión y contracción de un gas obligado a seguir un ciclo de enfriamiento en un foco frío (con su consiguiente contracción) y de calentamiento en un foco caliente (consecuente expansión). Por tanto, es necesaria la diferencia de temperaturas entre los focos. Al ser necesaria una sola fuente de calor externa al cilindro es posible usar variedad de fuentes energéticas. Actualmente se encuentra en desarrollo, por lo que aún resultan motores muy caros al fabricarse pocas unidades. No está resultando una tecnología tan prometedora como parecía.

e) Turbina de vapor

Consiste en la conversión de la energía a alta presión y temperatura en energía mecánica y electricidad mediante expansión directa de la turbina. Su rendimiento es bajo. Se emplea principalmente en grandes centrales térmicas.

f) Turbina hidráulica

Se basa en el aprovechamiento de la diferencia de altura para utilizar la energía de un potencial hidráulico para mover una turbina y, con su generador, producir electricidad. Los tres tipos más habituales son Pelton, Kaplan y Francis. Para microcentrales se emplean las Ossberger y las Turgo. Es posible utilizar una central hidroeléctrica como sistema de almacenamiento de electricidad, haciendo trasvases de agua entre los depósitos a diferente altura, obteniéndose un beneficio económico cuando dichos trasvases se efectúan en períodos horarios con precio diferente.

g) Celdas de hidrógeno y de combustible

Combinan hidrógeno y oxígeno para producir electricidad, calor y agua. Atienden las necesidades residenciales y la recarga de vehículos eléctricos o híbridos. Se generan energía eléctrica en corriente continua que debe ser transformada en alterna mediante un inversor.

h) Sistemas fotovoltaicos

Transforman la energía solar en energía eléctrica. Producen electricidad en corriente continua, y al igual que en el caso de la pila de combustible, debe conectarse un inversor a su salida. Estos sistemas son celdas semiconductoras unidas y encapsuladas en paneles modulares de forma rectangular y de hasta un metro de longitud. Se interconectan para entregar electricidad a la red. Una instalación residencial típica de 2 kW produce unos 1,500 kWh/año y satisface las necesidades anuales de electricidad en un 40 o 50 por ciento. Requiere un inversor y cuesta unos 7,000 euros/kW. Sus inconvenientes es su costo inicial, por el cual su retorno de la inversión realizada es de unos 120 años, así como la dependencia meteorológica y la necesidad de espacio y mantenimiento de los sistemas de acumulación que requiere. Su uso se da en sistemas remotos. La meta es que en el 2050 representen entre el 6 y el 8 por ciento de la oferta de electricidad.

i) Sistemas eólicos

Los sistemas de generación eólicos transforman la energía del viento en energía eléctrica. Existen tres tecnologías distintas:

- Generador de inducción, en el cual turbina eólica está directamente conectada al eje de un generador de inducción con rotor tipo jaula, conectado a la red de distribución directamente (sin inversor). Este tipo de generador necesita aporte de potencia reactiva para trabajar, pudiendo ser aportada por la red de distribución o por condensadores conectadas a la salida del generador. No pueden generar potencia reactiva.
- Generador de inducción asíncrono doblemente alimentado. Estos dispositivos están conectados a la red de distribución mediante un inversor.
- Generador síncrono de imán permanente. Proporciona energía eléctrica con frecuencia variable con la velocidad del viento. Un inversor de corriente es conectado a la salida, haciendo de interfaz entre el generador y la red.

j) Biomasa

Tecnología madura con rendimientos por encima del 90%. Bajos niveles de emisiones de partículas y bajo mantenimiento. Necesita de suministro de biomasa. Los parámetros de

diseño son: tipo de caldera, tipo de combustible (densidad y poder calorífico), características del silo,... El precio de la biomasa es competitivo frente a los combustibles fósiles.

k) Geotérmica

Muy eficiente en casos de demandas equilibradas de frío/calor aplicada a bombas de calor. Imprescindible realizar un estudio riguroso de la capacidad calorífica del terreno, su conductividad térmica y su temperatura media. Tiene una inversión inicial considerable, pero muy poco mantenimiento y periodos de amortización interesantes.

l) Olamotriz y Mareomotriz

La energía olamotriz es la energía producida por el movimiento de las olas, y es menos conocida que la energía mareomotriz, la cual se obtiene aprovechando las mareas. Las ventajas de la energía undimotriz es que se trata de una energía constante y predecible. Sus inconvenientes son que tiene un alto coste inicial por lo que su periodo de amortización es largo y todavía necesita de un gran desarrollo para ser competitiva, por otra parte, solo puede usarse en zonas costeras y supone un impacto ambiental, ya que necesita de mucho espacio. La energía mareomotriz cuenta entre sus ventajas con que está disponible en cualquier época del año, que es silenciosa y el bajo coste de la materia prima. Pero tiene por inconvenientes su disposición solo en zonas de costa, su alto impacto visual y que depende de la amplitud de las mareas.

Tabla Nº 3.2: Resumen de características de las tecnologías de generación, Fuente: [4]

GENERACION	ESTADO COMERCIAL	POTENCIA ELECTRICA	EFICIENCIA ELECTRICA (%)	EFICIENCIA TERMICA (%)	VIDA UTIL (años)
MOTOR ALTERNATIVO	Disponible	50 kW – 5 MW	23 – 45	45 – 50	20 - 30
MOTOR DIESEL	Disponible	50 kW – 5 MW	28 – 50	45 – 50	20 - 30
MOTOR STIRLING	En desarrollo	0.01 – 500 kW	15 – 30		
TURBINA DE VAPOR	Disponible	400kW–300MW	15 – 45		> 50
TURBINA DE GAS	Disponible	250 kW–50 MW	32 – 46	45 – 55	20
MICROTURBINA	Algunos modelos comerciales	25 kW–500 KW	15 – 30	50 - 60	10
TURBINA HIDRAULICA	Disponible	Hasta 10 MW	60 – 95		25 - 40
AEROGENERADOR	Disponible	1 – 200 kW	15 – 45		20 - 40
CAPTADOR SOLAR	Disponible	0.5 – 1 kW/m ²		25 - 70	20 - 25
DISCO PARABOLICO	Prototipos y Pilotajes	5 – 50 kW	25 – 30	15 - 30	
CELULA FOTOVOLTAICA	Disponible	Módulos de 5-250W	Hasta 24%		>30

3.2.2 Sistemas de almacenamiento de energía

Las tecnologías de almacenamiento de energía, se clasifican en función de la energía total almacenada, el tiempo requerido para su operación. Estos dispositivos permiten mejorar el funcionamiento del sistema eléctrico de varias formas. Permiten en primer lugar trabajar a los generadores en régimen constante a pesar de las posibles fluctuaciones en la carga. En segundo término, pueden hacer frente a variaciones en las fuentes de energía primaria cuando estas no son gestionables (sol, viento,...). Por último, permite considerar al conjunto de generadores-almacenamiento como una única unidad con capacidad de generación predecible.

Las principales tecnologías usadas para almacenar energía son:

a) Baterías de Ni-Cd/Ni-MH

Tiene como inconvenientes la alta toxicidad del cadmio y su mayor coste. Las baterías de níquel hidruro metálico, Ni-MH, han tenido gran aplicación en los últimos años pero actualmente están siendo sustituidas por las baterías de litio. Son las baterías que se emplean como método de almacenamiento electroquímico en los sistemas eléctricos actuales.

b) Baterías de Litio (Litio-ión o Litio-polímero)

Múltiples aplicaciones en la actualidad, aunque continúan manteniendo un coste elevado. El desarrollo del coche eléctrico puede darles el impulso que necesitan. Mayor densidad de energía y menor peso que las baterías Ni-MH. A diferencia de los volantes de inercia y bobinas superconductoras, la descarga de energía es mucho más progresiva. Recientemente se están realizando pilotajes con sistemas de almacenamiento combinados de volante de inercia + baterías de litio con muy buenos resultados de cara a satisfacer las necesidades locales.

c) Volantes de inercia o volantes motor

Los volantes de inercia pueden ser utilizados para almacenar energía eléctrica en forma de energía cinética de rotación. Esto se consigue mediante el giro permanente de un volante de manera que la energía almacenada va aumentando a medida que va aumentando la velocidad de giro del volante. Los volantes giratorios se conectan a un motor-generador que actúa como motor durante la acumulación y como generador al devolver la energía. Hace falta un convertidor de potencia pues la máquina eléctrica funciona en velocidad variable. La eficiencia global de ida y vuelta está entre 85 y 90%.

Los modernos volantes de inercia incluyen las siguientes características:

- Volante de inercia de material compuesto carbono-grafito. Este material es capaz de soportar altas velocidades que otros materiales como el acero no resistirían.
- Un motor/generador. El motor/generador convierte la energía eléctrica en energía mecánica, y viceversa. Cuando la energía eléctrica está disponible para girar el volante, el motor/generador actúa como un motor. Cuando la energía se devuelve al sistema, el motor/generador pasa a funcionar como generador. Existen volantes de inercia que poseen por separado un motor y un generador. El motor/generador debe ser capaz de poder girar la misma velocidad de rotación a la que gira el volante de inercia.
- Un sistema de conversión de electrónica de potencia. La electrónica de potencia controla el giro del volante manteniéndolo a su velocidad nominal de rotación. Cuando se produce alguna modificación en la energía eléctrica que alimenta al volante, la electrónica de potencia permite la conversión eficiente de la energía mecánica existente en el volante a energía eléctrica para mantener la calidad de la energía que demandan las cargas eléctricas.
- Un sistema de cojinetes magnéticos. Los cojinetes magnéticos reducen la fricción y por ello las pérdidas asociadas al rozamiento, manteniendo en suspensión el volante de inercia.
- Un sistema de vacío. Un sistema de vacío reduce las pérdidas de rozamiento en el movimiento de rotación entre el volante de inercia y el aire.
- Un recipiente de contención. Para contener todos los órganos rotantes en caso de fallo mecánico es necesario contar con un recipiente adecuado que retenga todos los elementos que se encuentren en su interior.

Los volantes de inercia, debido a su corto tiempo de respuesta son ideales para mantener la estabilidad del sistema, y más concretamente, contribuir a la calidad de onda.

Actualmente, se trabaja en reducir el costo de la energía almacenada para conseguir hacer competitiva esta tecnología de almacenamiento frente a otras.

d) Bobinas superconductoras o SMES (Superconducting Magnet Energy Storage)

Una corriente continua circula por una bobina de cable superconductor (NbTi/material cerámico) creando un campo magnético que almacena energía, aparentemente sin pérdidas.

Los sistemas criogénicos han permitido a los SMES penetrar en el mercado y competir con otros sistemas de almacenamiento más comunes, ya que proporcionan tiempos de respuesta muy cortos (del orden de milisegundos) y la energía se transmite muy rápidamente, siendo muy apropiados para cubrir huecos de tensión.

e) Superconductores

Los superconductores o SMES (siglas en inglés de Superconducting Magnetic Energy Storage) almacenan energía en forma de campo magnético que crea una corriente continua que fluye a través de un conductor. Las pérdidas de energía son prácticamente cero porque los superconductores no ofrecen resistencia al flujo de electrones. Para alcanzar la superconductividad, el dispositivo debe ser enfriado a temperaturas muy bajas. En la superconductividad de baja temperatura (77 K, 20 K, 4,2 K, por ejemplo) se utiliza helio líquido y en la de alta temperatura (por encima de 160 K) puede usarse el nitrógeno líquido.

Una de las características de esta tecnología es que se puede extraer e inyectar energía muy rápidamente, lo que ha permitido el desarrollo de sistemas de alta potencia. Los superconductores poseen eficiencias entre el 95 y el 98%. Las principales desventajas son que la densidad energética es baja y que es necesario que el sistema se encuentre a temperaturas muy bajas, lo que se convierte en una barrera para una aplicación de estos sistemas a gran escala.

Actualmente se fabrican sistemas con capacidad de almacenamiento desde 0,15 kWh hasta los 28 kWh.

La aplicación de los superconductores es variada, desde la regulación de la potencia entregada por los sistemas de generación de origen renovable hasta la aplicación en líneas eléctricas en conurbaciones, centrándose su uso mayoritario en la mejora de la calidad de la onda. Lógicamente, los superconductores a alta temperatura poseen mayor potencial de aplicación debido a que son sistemas mucho menos costosos que los de baja temperatura. Sin embargo, se debe seguir investigando en materiales que sean de aplicación en esta tecnología de almacenamiento.

f) Almacenamiento por bombeo

Es la forma de mayor capacidad de almacenamiento energético en la red disponible hasta el momento. Podría considerarse una tecnología tradicional porque está operativo desde hace más de 100 años. Puede compararse con una central hidroeléctrica normal ya que es un tipo de generación hidroeléctrica que puede almacenar energía. Se bombea agua desde un depósito situado a menor elevación hasta una elevación mayor durante los tiempos en que el precio de la electricidad es bajo y no se está en pico de demanda.

Durante periodos de gran demanda de electricidad, el agua almacenada se suelta por turbinas. Las pérdidas durante el proceso de bombeo hacen de la central un consumidor

neto de energía, aunque el sistema consigue beneficios vendiendo más electricidad durante periodos de gran demanda, cuando son más altos los precios de la electricidad.

La técnica es, hoy en día, la forma más económica de almacenar grandes cantidades de energía eléctrica en una base operativa, pero los costos de capital y una geografía apropiada son factores decisivos críticos a la hora de construir una nueva infraestructura. Teniendo en cuenta las pérdidas por evaporación de la superficie del agua expuesta y las pérdidas de conversión, puede recuperarse aproximadamente entre el 70% y el 85% de la energía eléctrica utilizada para bombear el agua hasta el depósito elevado cuando se libera. La tecnología ha sido utilizada con éxito durante décadas en todo el mundo.

g) Almacenamiento con tecnología V2G

La idea del concepto “V2G, vehicle to grid” (del vehículo a la red) se basa en vehículos eléctricos equipados con baterías que pueden utilizarse para aumentar la flexibilidad del sistema eléctrico, es decir, pueden cargarse durante los momentos de superávit de generación renovable y descargarse para inyectar electricidad en momentos pico o servicios complementarios al sistema eléctrico mientras están estacionados. Los costos de inversión podrían considerarse cero y el abastecimiento eléctrico al mercado podría ser una oportunidad para que el propietario del vehículo lograra unos ingresos adicionales. Aún más importante es que durante momentos pico de demanda los vehículos normalmente están aparcados cerca de los principales centros de carga, por ejemplo, en el exterior de las fábricas, por lo que no habría problemas de red.

Probablemente el V2G sea el concepto de central eléctrica virtual que incluirá el mayor número de dispositivos, por ejemplo vehículos eléctricos, que podría llegar fácilmente a la cifra de varios cientos de miles de unidades. Además, la CEV debe tener en cuenta las preferencias del propietario del vehículo, porque el sistema debe saber cuándo va a utilizar el coche.

h) CAES (Compressed Air Energy Storage)

Almacenamiento de energía por aire comprimido. El funcionamiento de estas plantas se basa en aprovechar la energía eléctrica sobrante fuera de las horas punta, para comprimir el aire en un almacenamiento subterráneo, y más tarde utilizarlo para alimentar una turbina generadora para alimentar a la red eléctrica durante los periodos de alta demanda energética. Es un método eficiente, limpio y económico.

i) Almacenamiento Térmico

La idea de los sistemas de almacenamiento térmico es evitar que los generadores estén

continuamente arrancando y parando, favoreciendo el funcionamiento a plena carga de los equipos. Algunas de las claves de esta tecnología son:

- Los acumuladores se recargarán en momentos de baja demanda y se descargarán cuando la demanda sea superior a la producción.
- Mediante la gestión de la producción de calor y frío se puede controlar la demanda eléctrica, reduciendo el consumo en los periodos punta y obteniendo beneficios económicos con ello:
 - En el caso de cogeneración/trigeneración, vendiendo la electricidad generada cuando el precio es apropiado y almacenando la energía térmica producida y no consumida en el proceso.

En el caso de generación de calor/frío (termos eléctricos, compresores, etc.) produciendo energía eléctrica cuando el precio es más bajo y almacenando para su posterior uso.

El almacenamiento térmico puede conseguirse de 3 maneras:

- Cambios de temperatura sin cambios de fase (acumuladores por calor sensible): el fluido de trabajo suele ser agua a presión atmosférica entre 4-98 oC, o agua a mayores presiones y temperaturas.
- Cambios de fase de los materiales (acumuladores por calor latente): mediante cambios de fase cíclicos y reversibles (fusión/cristalización) de los fluidos es posible almacenar grandes cantidades de energía con pequeños saltos térmicos.
- Reacciones electroquímicas (acumuladores termoquímicos): la transferencia de energía se produce de acuerdo a ciertas reacciones fisico-químicas.

Por tanto, la instalación de sistemas de almacenamiento térmico resulta muy recomendable en casos en los que:

- Los picos de demanda son muy elevados en relación al valor promedio.
- Cuando existe discriminación horaria en las tarifas eléctricas.
- Aplicaciones que necesiten un suministro fiable y seguro.

Con esto quedan resumidas prácticamente todas las tecnologías de almacenamiento existentes en la actualidad. Como se puede comprobar, todas ellas tienen puntos a favor y en contra, por lo que es complicado que ninguna de ellas pueda satisfacer por sí sola las necesidades del mercado. Es necesario la combinación de ellas para lograrlo, agregando las características propias de unas y otras para dar cobertura a los problemas intrínsecos del

sistema eléctrico, como por ejemplo la comentada mediante volante de inercia + baterías de litio.

Tabla N° 3.3: Sistemas de almacenamiento de energía disponibles y en pruebas, Fuente:[5]

Tecnología	Estado Comercial	Banda de Potencia	Eficiencia	Respuesta	Tiempo de descarga	Vida útil (años)	Aplicación
Bombeo	Disponible	100-4,000 MW	65%-75% promedio	Segundos-minutos	Horas-días	30	Hidráulica y electricidad en red con renovables
Volante	Disponible	<1,600 kW	90%	<1 ciclo	Segundos-minutos	20	Hidráulica y electricidad en red con renovables
CAES (en reserva)	Disponible	100-1,000 MW	65% promedio	Segundos-minutos	Horas-días	30	Hidráulica y electricidad en red con renovables
CAES (en depósito)	En desarrollo	50-100 MW	55% promedio	Segundos-minutos	Horas-días	30	Hidráulica y electricidad en red con renovables
Baterías plomo ácido	Disponible	1 kW-40 MW	60%-85%	¼ ciclo	Minutos-horas	5-10	Hidráulica y electricidad en red con renovables
Baterías Níquel-Cadmio	Disponible	1 kW-40 MW			Segundos-horas		Hidráulica y electricidad en red con renovables
Hidrogeno (pila de combustible)	Pruebas	< 250 kW	34%-40%	¼ ciclo	Como se necesite	10-20	Hidráulica y electricidad en red con renovables
Hidrogeno (motor)	Demostración	< 2 MW	29%-33%	Segundos	Como se necesite	10-20	Hidráulica y electricidad en red con renovables
SMES	Prototipos algún producto disponible	10 kW-100 MW	95%	¼ ciclo	Segundos-minutos	30	Fotovoltaica y electricidad de red con renovables
Súper condensador	Prototipos algún producto disponible	10 kW-1 MW	95%	¼ ciclo	Segundos	10,000 ciclos	Fotovoltaica y electricidad de red con renovables

3.2.3 Estrategias de control

a) Sistemas de Control

Una microrred, a través de su sistema de control [6], debe asegurar un conjunto de funciones. Ej: suplir la demanda eléctrica, participar del mercado energético, mantener niveles de servicio pre especificado para cargas críticas, etc. Estos objetivos se pueden lograr a través de un control centralizado o descentralizado, el cual en ambos casos

considera los siguientes tres niveles jerárquicos, como se indica en la Figura 3.1.

- 1.- Sistema de gestión de distribución (en inglés Distribution Management System o DMS).
- 2.- Controlador central de microrred (en inglés MicroGrid Central Controller o MGCC).
- 3.- Controladores locales de Microgeneradores (en inglés Microsource Controllers o MC) y controladores de cargas (en inglés Load Controllers o LC).

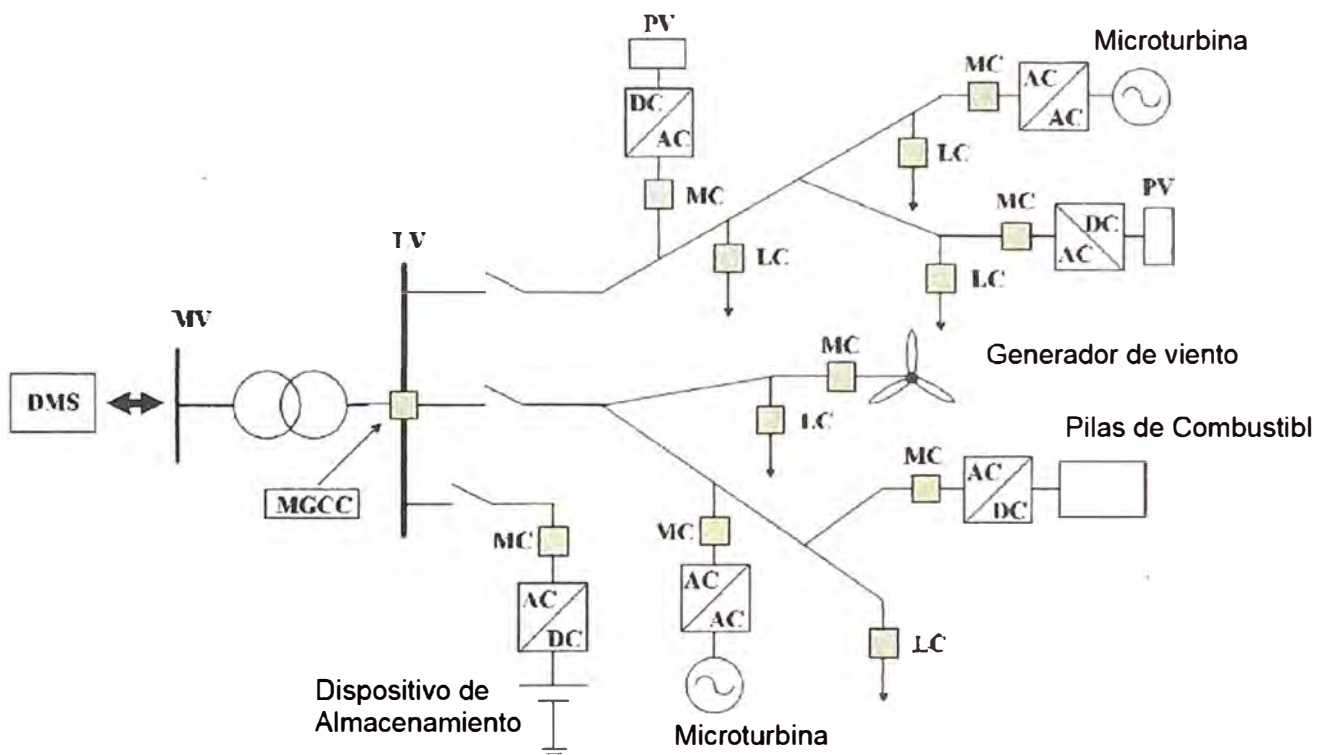


Fig. 3.1: arquitectura de una microrred utilizando sistema de control, fuente: [6]

El DMS es un sistema de control de la red de distribución. Este sistema coordina la operación de la microrred con la red principal. Debe realizar las funciones de supervisión, control y adquisición de datos (en inglés Supervisory Control and Data Acquisition o SCADA), pero incorpora también otras funciones para analizar el sistema de distribución y operaciones de soporte para las condiciones actuales y futuras. En caso de una microrred que solo funciona de forma aislada, este sistema no es necesario.

Las funciones del MGCC pueden ir desde el monitoreo de las potencias activas y reactivas de los MC hasta asumir una responsabilidad total de la optimización de la operación de la microrred, enviando consignas de referencia a los MC y LC para poder coordinar los microgeneradores y cargas controlables, respectivamente.

En el nivel inferior de la jerarquía se encuentran todos los microgeneradores y equipos de

almacenamiento, controlados por sus respectivos MC, y las cargas controlables, manejadas por sus LC. Dependiendo de su modo de operación, pueden tener un cierto nivel de inteligencia, para poder tomar algunas decisiones de forma local. Por ejemplo, para el control de voltaje no es necesaria la coordinación con el MGCC y todos los cálculos pueden ser realizados de forma local

b) Control básico de la potencia real y reactiva

El modelo general para una microfuelle, por ejemplo un generador fotovoltaico, se muestra en la Figura 3.2. Este modelo contiene tres elementos básicos: generador (DC normalmente), una interfaz de DC, y un inversor. El inversor controla tanto la magnitud y fase de la tensión de salida, V . La relación entre el vector de la tensión del inversor, V , y la tensión local de la Microrred, E , junto con la reactancia del inductor, X , determina el flujo de potencia real y reactiva (P y Q) de la microfuelle a la microrred.

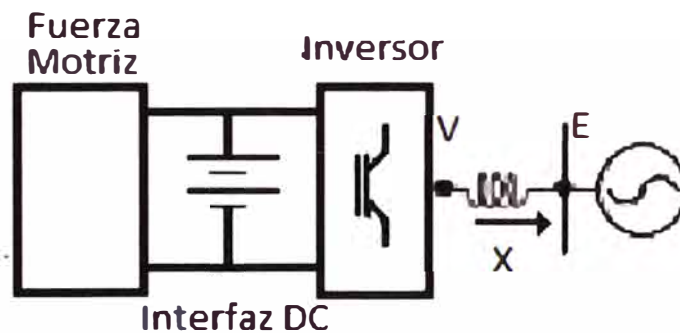


Fig. 3.2: modelo general de microfuelle, Fuente: [6]

P y Q se rigen por las siguientes ecuaciones:

$$P = \frac{3}{2} \cdot \frac{V \cdot E}{X} \sin(\delta_p) \quad (1)$$

$$Q = \frac{3}{2} \cdot \frac{V}{X} (V - E \cos(\delta_p)) \quad (2)$$

Los ángulos δ_p (ángulo de potencia), δ_v (ángulo de tensión del inversor) y δ_E (ángulo de tensión de la microrred) se rigen por:

$$\delta_p = \delta_v - \delta_E \quad (3)$$

Para pequeños cambios, P es predominantemente dependiente del ángulo de potencia δ_p , y Q depende de la magnitud de la tensión del inversor V .

Estas relaciones constituyen un circuito de retroalimentación de base para el control de

potencia de salida y la tensión de la barra E, través de la regulación del flujo de potencia reactiva [7].

Para la comunicación entre los distintos niveles de la jerarquía antes indicada, se requiere una infraestructura de comunicación adecuada. En el caso de trabajar con una microrred aislada con solo los 2 niveles más bajos de la arquitectura antes mencionada, la cantidad de información que se debe transmitir es pequeña, principalmente referencias que el MGCC entrega a los LC y MC o la información requerida por el MGCC de potencia activa, reactiva y voltaje. Esto, sumado a que la comunicación normalmente se realiza en un área geográficamente pequeña, permite que el sistema de comunicaciones utilice comunicaciones mediante cable eléctrico (en inglés, Power Line Communication) o comunicación inalámbrica (una tecnología en rápido crecimiento) [8].

c) Control centralizado de microrred

A través de un control centralizado el MGCC optimiza el intercambio de potencia con el sistema, maximizando la producción local la cual es función de los precios de mercado y las restricciones de seguridad. Esto se logra enviando referencias las unidades de generación y a las cargas controlables de la microrred.

En la Figura 4 se muestra un ejemplo de intercambio de información cuando se emplea una estrategia de control centralizado, y se indica la importancia de la comunicación entre el MGCC y el LC o MC.

El MGCC toma decisiones cada cierto intervalo pre-establecidos de tiempo, los cuales pueden ser desde algunos minutos hasta días.

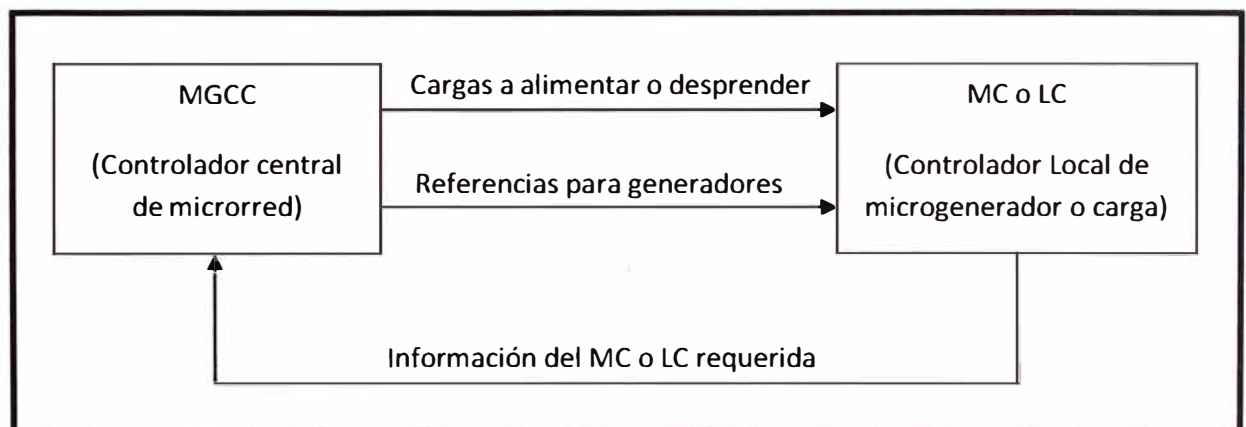


Fig. 3.3: Ejemplo de Control Central de Microrred, Fuente [9]

MGCC debe considerar lo siguiente:

- Restricciones de seguridad de la red.
- Predicciones de demanda y recursos renovables

- Usando un proceso de optimización determina:
 - Referencias de las unidades GD.
 - Referencias de las cargas.

Según las señales del MGCC, los LC ajustan la generación y los niveles de demanda para presentar sus ofertas en el siguiente periodo.

Las funciones que se pueden implementar para llevar a cabo el control centralizado de una Microrred incluyen generación de energía, carga, seguridad despacho económico y previsión sobre el compromiso de la unidad [9].

d) Control descentralizado

Otro método de control es el control descentralizado, en el cual la responsabilidad de obtener una buena operación la tendrán los controladores de las unidades de GD, los cuales competirán para maximizar su producción de forma tal que se satisfaga la demanda y probablemente exportar la máxima cantidad posible de energía a la red. Además, los LC deberán considerar decisiones apropiadas de forma de asegurar una operación segura y adecuada para las unidades de GD [10].

El control descentralizado intenta proveer el máximo de autonomía a cada unidad LC o MC dentro de la microrred. La autonomía de los LC implica que son inteligentes y pueden comunicarse entre ellos para formar una entidad de mayor inteligencia. En el control descentralizado, la tarea principal de cada controlador no es necesariamente maximizar las ganancias de la unidad correspondiente, sino que mejorar el rendimiento general de la microrred. Por esto, la arquitectura debe ser capaz de incluir funciones económicas, factores ambientales y requisitos técnicos. Estas características hacen que el sistema de múltiples agentes (del inglés Multiple Agent System o MAS) sea un candidato idóneo para el desarrollo descentralizado de microrred.

Conceptualmente, el MAS es una forma evolucionada de la sistema de control distribuido clásico con capacidad de controlar una entidad grande y compleja. La característica principal que lo distingue del control distribuido clásico es que cada unidad, MGCC, MC y LC, se le da una inteligencia local. Estas unidades se denominaran agentes. Cada agente utilizara esta inteligencia para determinar sus acciones futuras y de forma independiente influir sobre la microrred, que es su ambiente. Se puede utilizar distintas metodologías para dar esta inteligencia a los agentes, como redes neuronales o sistemas difusos [9].

Un agente debe ser capaz de influenciar su entorno con sus acciones. En este caso, una unidad generadora que modifica su generación modifica la referencia de las demás

unidades locales, modifica los niveles de tensión y desde un punto de vista más global modifica el nivel de seguridad de un sistema. Además, los agentes pueden comunicarse entre ellos. Eso podría considerarse como parte de su capacidad de interactuar con su entorno.

Los agentes deben tener cierto nivel de autonomía, lo que significa que podrán tomar decisiones sin un control central. Para lograr esto, los agentes se verán conducidos por un conjunto de tendencias. Por ejemplo, para un sistema de baterías su tendencia podría ser: “almacenar energía cuando exista excedentes de energía y el estado de carga de la batería sea bajo”. Así el agente decidirá cuándo empezar a cargarse en base a sus propias reglas y objetivos y no por un comando externo.

Otra característica significativa de los agentes es que tienen un conocimiento parcial de la representación de su entorno. Por ejemplo, en un sistema eléctrico el agente de un generador solo conoce el nivel de tensión de su barra, pero no sabe que está pasando con todo el sistema eléctrico.

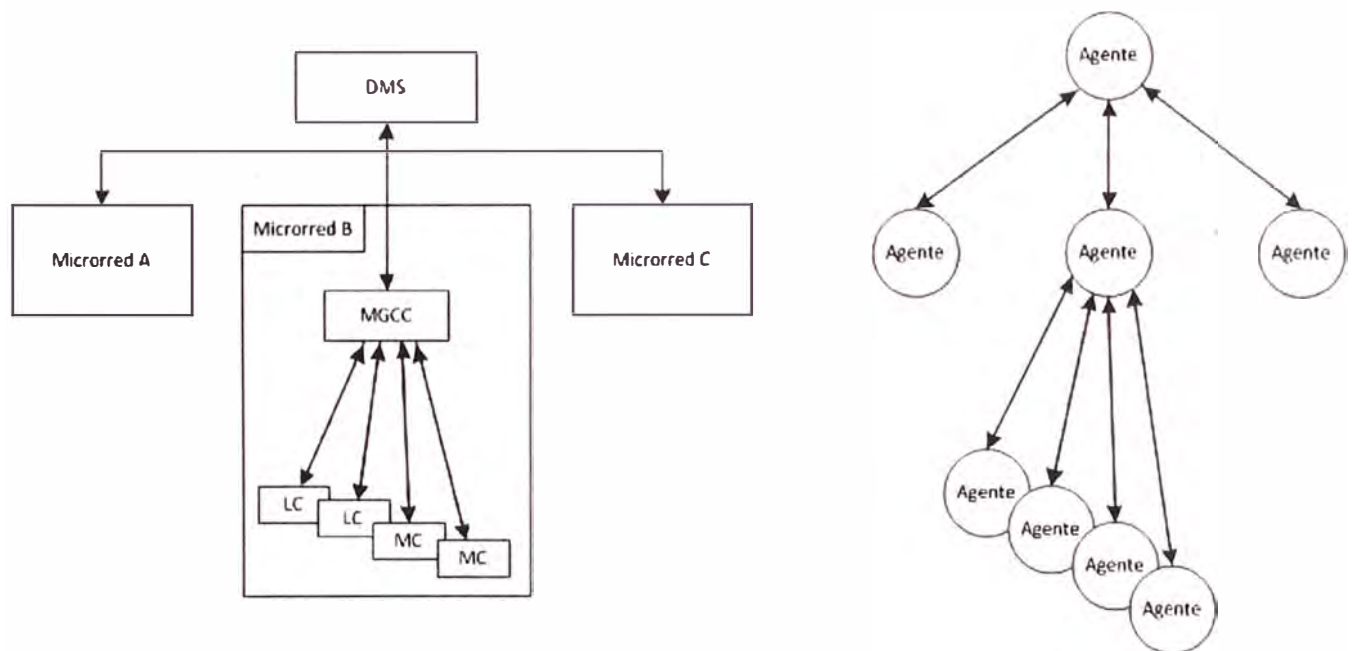


Fig. 3.4: Esquema de control descentralizado, Fuente: [6]

Una microrred inteligente requiere un sistema de comunicación avanzado, para poder permitir realizar un intercambio de información y conocimiento entre los agentes. Los agentes no solo intercambian información de valores simples o señales de encendido-apagado, sino que también conocimiento, comandos, proyecciones o procesos que seguirán. Por ejemplo, un agente LC podría enviar un mensaje de requerimiento a todos los agentes MC indicando una cantidad de energía requerida. En la Figura 3.4 se observa una estructura de control descentralizado. Se observan los 3 niveles mencionados en a). En el

nivel inferior se encuentran los componentes principales del MAS, que corresponden a los agentes LC y MC.

El uso de agentes permite dividir un problema complejo en sus componentes, y abordar cada una de las partes por separado. Para agregar una nueva funcionalidad, basta entrenar a los agentes a tratar con un nuevo tipo de mensaje u objeto. Una de los desafíos es desarrollar esta arquitectura de forma tal que si se agrega una nueva funcionalidad se requiera realizar un mínimo de cambios al software de los demás agentes [10].

3.2.4 Cargas

Las cargas en una microrred pueden clasificarse en función del nivel de control que se tiene sobre ellas:

a) Cargas controlables

Son aquellas que pueden recibir consignas del Control Central de Microrred, de forma que en determinadas situaciones en la que la estabilidad de la microrred esté comprometida, pueda disminuir su consumo o incluso desconectarse completamente.

b) Cargas no controlables

Son aquellas que no aceptan consignas del sistema de control, por lo que su consumo es arbitrario.

En cualquier caso, la mayor parte de las cargas conectadas a una microrred deben poder ser desconectadas por el control central de la microrred, bien de forma individual o en grupos.

3.2.5 Protección

Las protecciones en la Microrred deben coordinar con los esquemas de la red principal y proteger los diferentes elementos cuando opera en condiciones de isla.

3.2.6 Dispositivo de seccionamiento

Se encarga de proveer alta velocidad de separación entre la Microrred y la red principal. Dependiendo de la tensión, la velocidad deseada y la corriente de falla, este dispositivo puede ser desde un interruptor termomagnético, hasta un interruptor estático de alta velocidad.

CAPITULO IV

OPERACIÓN Y PROTECCIÓN DE UNA MICRORRED

4.1 Funcionamiento aislado de la microrred

Una de las más importantes ventajas de la implantación de la generación distribuida y la agrupación de pequeños generadores y cargas, en microrredes es la posibilidad de limitar la afectación a los clientes ante una falla en la red de transporte o distribución [11]. Como se ha comentado, una microrred estará habitualmente (modo normal de operación) conectada a la red de distribución. Sin embargo, ante una falla en esta red, es posible pasar al modo de emergencia en que la microrred se desconecta, pasando a trabajar de forma autónoma.

Una vez detectado un problema en la red de distribución, se tratará siempre de que la desconexión se realice de la forma más transparente posible para las cargas conectadas.

Si no es posible aislar la microrred con éxito y el suministro queda afectado, se pone en marcha un procedimiento automático con el objetivo de restaurar el servicio de forma independiente de la red de distribución. Una vez conseguido este objetivo y en una fase posterior, una vez que la red de distribución vuelve a estar operativa, el sistema que conforma la microrred procederá a sincronizarse con ella para a continuación volver al modo normal de operación, en el que la conexión microrred MT está establecida.

Cuando la microrred funciona en modo aislado de la red principal, los generadores tienen que ser capaces de responder con rapidez a los cambios en el consumo para que así tanto la tensión como la frecuencia se mantengan estables.

Cada uno de los generadores de que se compone la microrred, ha de ser capaz de sincronizarse correctamente con la misma. Este es un problema complejo para microrredes con múltiples generadores, ya que todos ellos deben estar en fase para una correcta sincronización.

Sin embargo cuando la microrred funciona en modo conectado con la red principal, ésta proporcionará las referencias de tensión y frecuencia necesarias para que el resto de elementos de generación de la microrred funcionen sin ningún problema. Así pues, no

existirán problemas de estabilidad en la microrred cuando ésta funcione conectada a la red principal.

Al tratarse de equipos con interfaces de electrónica de potencia los generadores de la microrred no tienen inercia para asumir los desequilibrios puntuales entre generación y consumo del modo que ocurre en los sistemas eléctricos convencionales con los grandes generadores síncronos.

Además los generadores de la microrred suelen tener una respuesta lenta, caso por ejemplo de las microturbinas y pilas de combustible, del orden de decenas de segundos, lo que puede ocasionar problemas de seguimiento de la demanda de la microrred y provocar por tanto problemas de estabilidad al no mantenerse la frecuencia dentro de los márgenes de seguridad establecidos.

Así pues, un conjunto de generadores de la microrred necesitará una serie de sistemas de almacenamiento para asegurar el balance energético inicial. El déficit energético provocado cuando la microrred pasa a modo aislado o el debido a variaciones en la generación o en la demanda cuando este funciona aislado de la red general, deberá ser compensado por dichos sistemas de almacenamiento. Estos sistemas deberán asumir las labores de proporcionar las referencias de tensión y frecuencia al resto de elementos de la generación. De este modo emularán la funcionalidad que aporta tener la microrred conectada a la red general.

Los sistemas de control de los inversores siguen dos estrategias básicas:

- Control PQ: El inversor se emplea para proporcionar una consigna de potencia activa y reactiva determinada. Esta estrategia de control está diseñada para equipos conectados a red que dispongan de referencias de tensión y frecuencia.
- Control VSI: El inversor se controla para alimentar a la carga con unos valores de tensión y frecuencia predefinidos. Dependiendo del valor de la carga se define la potencia activa y reactiva del VSI.

Para funcionar así, los sistemas de almacenamiento deberán estar conectados a la microrred a través de un inversor controlado según el modo VSI con controles adecuados para mantener la estabilidad en tensión y frecuencia de la microrred.

Así pues, en una microrred tendremos diferentes tipos de fuentes dependiendo de su capacidad de mantener la estabilidad de la microrred:

- Fuentes de conformado de la microrred: Serán los sistemas de almacenamiento conectados a la microrred con un inversor VSI con las funcionalidades de control de V

versus Q y P versus f . Estos equipos ajustarán automáticamente sus puntos de funcionamiento en respuesta a las variaciones en los parámetros eléctricos de la microrred. El MGCC únicamente establecerá contacto con los mismos para modificar, caso de que fuera necesario, los valores de las constantes proporcionales que gobiernan los controles V vs Q y P vs f .

- Fuentes de apoyo a la microrred: Serán las fuentes de generación con inversores PQ y que serán capaces de proporcionar una potencia activa y reactiva determinada en respuesta a una consigna. A diferencia de las fuentes anteriores que son capaces de ajustar sus puntos de funcionamiento automáticamente dependiendo de los valores de tensión y frecuencia, será el MGCC el que indique las consignas de P y Q de estos equipos.
- Fuentes paralelas de la microrred: son fuentes renovables no gestionables, tales como la eólica o la fotovoltaica que no participará ni en las funciones de conformado ni en la de apoyo a la microrred sino que únicamente cederán el máximo de potencia disponible.

A este respecto existen diversas aproximaciones al problema. Una de ellas propugna el uso de un solo equipo con un convertidor con control VSI de modo que cuando la microrred se aislé proporcione una referencia de tensión y frecuencia al resto de equipos que en ese caso podrían utilizar el modo de control convencional PQ (Single Master Operation).

Sin embargo, otras concepciones proponen que esas funcionalidades se distribuyan entre todos o la mayoría de los convertidores conectados a fuentes de almacenamiento (Multi Master Operation). De esta manera la correcta operación y funcionamiento del sistema no dependerá de la integridad de un único equipo de la microrred.

4.2 Conectada a la red de distribución eléctrica

En condiciones normales de funcionamiento, una microrred estará conectada a la red de distribución eléctrica. En esta situación no es necesaria que toda la energía demandada por las cargas sea producida por los generadores de la microrred ya que el desfase entre generación y consumo será cubierto por la energía que fluye a través del punto de conexión. La microrred podrá ser vista como un pequeño generador o como una carga en función de si la generación es mayor o menor que la energía demandada por las cargas. Cuando la microrred trabaja conectada a la red de distribución, el sistema de control tiene como objetivo la disminución del costo de la energía para los consumidores que están asociados a ella. Usa la generación local cuando es económicamente rentable,

disminuyendo la cantidad de energía que toma de la red.

Desde el punto de vista de la red de distribución, el comportamiento es el adecuado ya que tiende a aplanar la curva de demanda. Esto es debido a que en momentos de elevado consumo, cuando el precio de la energía es mayor, la microrred tiende a autoabastecerse disminuyendo la energía que toma de la red de distribución.

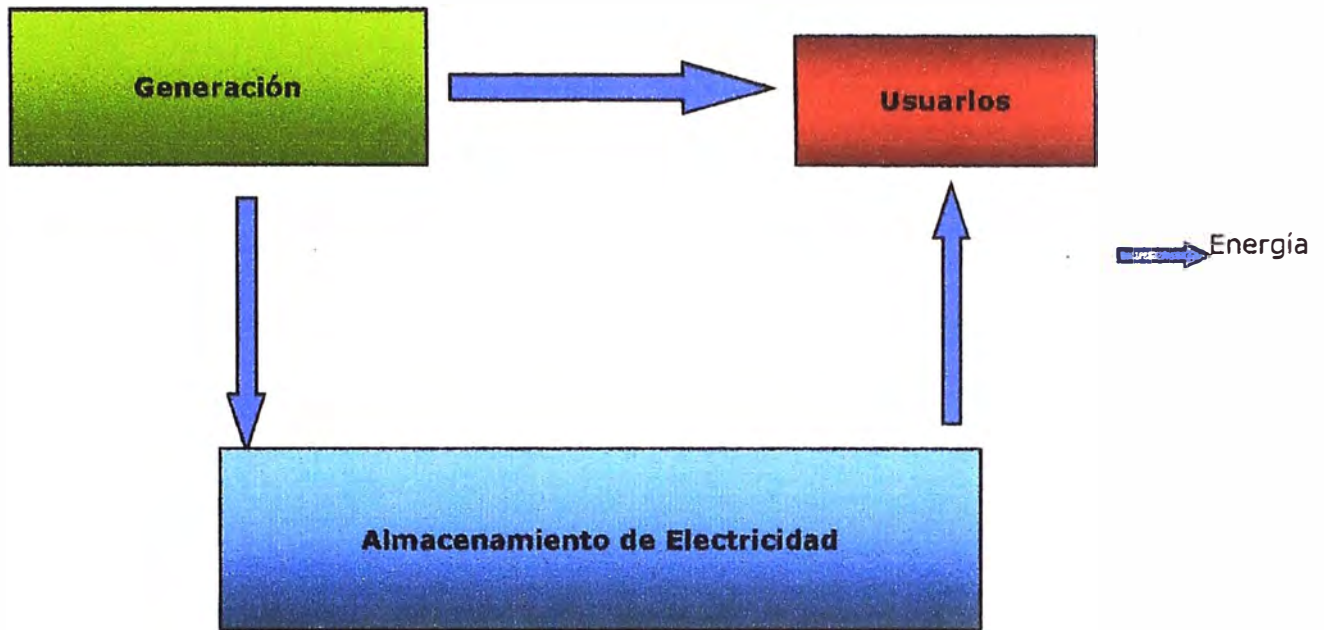


Fig. 4.1: Microrredes aisladas, el objetivo fundamental es satisfacer la demanda de la comunidad (Fuente: Centro nacional de energía renovable cener, Gobierno de España)

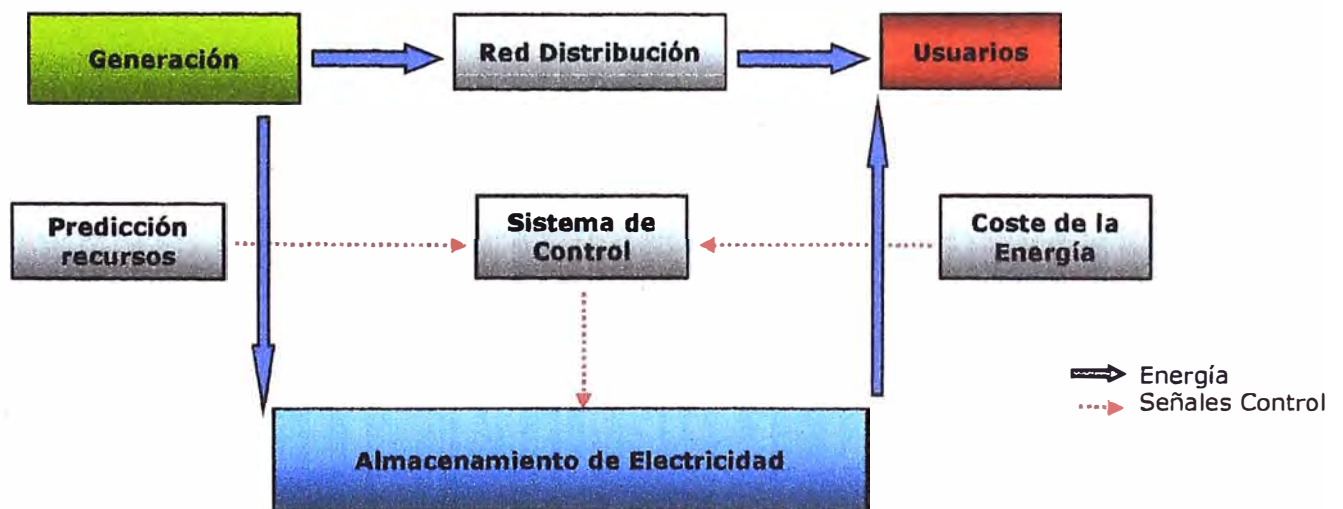


Fig. 4.2: Microrredes conectadas a red, el objetivo es gestionar la generación y la demanda para lograr un alto grado de autosuficiencia energética (Fuente: Centro nacional de energía renovable cener, Gobierno de España)

4.3 Nuevas exigencias y aplicaciones de comunicaciones para la protección de microrredes

La penetración de la Generación Distribuida (GD) está creciendo de manera muy significativa debido a sus ventajas para los consumidores y las compañías eléctricas, básicamente, mejora de la eficiencia energética, aprovechamiento del calor residual, reducción del impacto medioambiental, mejora de la fiabilidad y la flexibilidad, reducción de inversiones y beneficios operacionales para la red [12].

Una MICRORRED es una agrupación de pequeñas (ej. < 500 Kw) fuentes de energía distribuidas, sistemas de almacenamiento, y cargas controlables conectadas a una red de distribución de baja tensión. Esta agrupación opera "conectada" a la red de distribución de media tensión, a través de un transformador de potencia, o "en isla", actuando como un único sistema controlable dentro de dicha red. Las predicciones indican que el número de microrredes crecerá exponencialmente durante los próximos años.

En este capítulo se identifica y analiza las principales dificultades para lograr un comportamiento coordinado del sistema de protección de la microrred en caso de cortocircuitos en la red de media tensión, y especialmente en caso de las fallas dentro de la propia microrred. Para hacer frente a los flujos de energía bidireccionales originados por un elevado número de generadores distribuidos, y para despejar adecuadamente las fallas internas a la microrred cuando ésta es operada en "modo isla", se hacen necesarios nuevos esquemas de protección.

El compromiso entre seguridad y costo impone una serie de restricciones a la hora de implementar soluciones, pues hay que tener en cuenta que sistemas de protección muy complejos y caros no serán económicamente viables en el entorno de la baja tensión. En este capítulo se presenta soluciones basadas en la aplicación de funciones de protecciones sencillas, potenciadas por el uso de las comunicaciones.

Se identifican nuevas oportunidades que se presentan al compartir datos en tiempo real entre las protecciones de los generadores y las cargas de la microrred, así como con el sistema de protección de media tensión.

De esta manera se consigue una optimización en la operación de la microrred, despejando selectivamente las fallas, y propiciando secuencias de restauración del sistema para regresar a las condiciones de servicio normales.

Y se analizan soluciones basadas en arquitecturas de comunicaciones centralizadas y descentralizadas, poniendo de manifiesto sus ventajas y desventajas.

4.3.1 La microrred como una agrupación de Recursos Distribuidos RD

Las redes de distribución están sufriendo un proceso de transformación que las está convirtiendo en redes activas, básicamente porque su explotación y su control comienzan a ser distribuidos, y porque han de soportar flujos bidireccionales de potencia.

El principal desencadenante de esta transformación es la Generación Distribuida (GD). La penetración de la GD ha aumentado extraordinariamente desde finales de los años 90, y las previsiones indican que su crecimiento se incrementará aún más los próximos años.

La GD puede definirse como "generación no ordinaria", que se conecta a la red de distribución, y se basa tanto en energías renovables como en ciclos combinados (CHP). Generadores eólicos, paneles fotovoltaicos, la energía de las olas y las mareas, centrales mini-hidráulicas, centrales de biomasa, ciclos combinados industriales y domésticos, micro-turbinas de gas, pilas de combustible, motores Stirling, etc., constituyen algunas las tecnologías de generación más habituales en el ámbito de la GD.

La GD ofrece muchas otras ventajas:

- Aprovechamiento de calor residual
- Reducción de pérdidas por su proximidad al consumo
- Reducción de las emisiones de CO₂
- Menor dependencia de los combustibles fósiles
- Reducción de las inversiones en la red eléctrica al reducir su congestión

Y extendiendo el concepto GD a Recursos Distribuidos (RD), hemos de considerar también los dispositivos de almacenamiento distribuidos (flywheels, baterías, etc.) y las cargas controlables, que dan lugar al concepto "gestión de la demanda". Y cada vez con más fuerza, el coche eléctrico surge como dispositivo tanto de almacenamiento de energía como carga propiamente dicha. Todos los RD comparten una característica en común, esencial para su adecuada contribución al sistema eléctrico de potencia, son dispositivos "controlables".

La implantación de las tecnologías que hacen realidad las redes de distribución activas propicia la aparición nuevos conceptos de sistema, entre los cuales es paradigmático el concepto de "microrred".

Pero, ¿qué es una microrred? Es una agrupación de Recursos Distribuidos (generadores, sistemas de almacenamiento y cargas) conectados en baja tensión e interconectados a la red de distribución de media tensión, y que operan en la red como un único sistema controlable. Las microrredes suelen ser de arquitectura radial, y su tamaño puede ir de las

decenas de kW hasta la escala MW.

Básicamente son capaces de:

- Operar conectadas a la red de MT.
- Operar aisladas de la red de MT, "en isla", en caso de faltas en la red de MT.

Habitualmente proporcionar tanto electricidad como energía calorífica al consumidor.

Las microrredes ofrecen muchas ventajas tanto a los consumidores finales, como a las compañías eléctricas, como a la sociedad en general:

- Mejoran la eficiencia energética del sistema.
- Minimizan el consumo global de energía.
- Reducen la emisión de gases de efecto invernadero y la polución.
- Mejoran la calidad del servicio y su fiabilidad.
- Son ventajosas económicamente sustituyendo otras infraestructuras eléctricas convencionales.

Por todos estos motivos, para obtener el máximo beneficio tanto para el consumidor como para la red, es imprescindible lograr una buena coordinación entre la microrred y la red de MT. Llevada esta necesidad al ámbito de la protección, se impone la necesidad de diseñar sistemas que garanticen la calidad del suministro en condiciones de operación normales y durante contingencias tanto fuera como dentro de la microrred.

4.3.2 Retos en la protección de microrredes

En general, una microrred puede operar tanto conectada a la red de distribución como en modo isla. Es esencial proteger esta microrred en ambos modos de operación frente a cualquier tipo de falla, tanto las que ocurran en la red de distribución como las que sean internas a la propia microrred.

Considerando cómo son actualmente los sistemas de protección en distribución, diseñados para arquitecturas radiales, basados habitualmente en descargadores de tensión para responder a sobretensiones transitorias y fusibles o limitadores de corriente para responder ante las fallas, la protección de una microrred plantea nuevos retos técnicos a los que hay que hacer frente. A continuación se enumeran los más significativos de entre estos nuevos condicionantes:

- Cambios en la estructura de las redes de distribución: Presencia de generación tanto en media tensión como en baja tensión. Este hecho conlleva la existencia de flujos bidireccionales de energía.
- Posibilidad de dos modos de operación de la microrred frente a la red de distribución:

conectada a red o en isla.

- Cambios topológicos de la microrred por conexiones y desconexiones de generadores, dispositivos de almacenamiento y cargas.
- Intermittencia de algunas fuentes de generación, esencialmente las renovables, que dependen del sol, del viento, de las olas, etc.
- Tecnologías de generación y almacenamiento que se conectan a la red de baja tensión mediante dispositivos de electrónica de potencia (inversores DC/AC), cuya capacidad para producir corriente de cortocircuito está muy limitada. Estos dispositivos no son capaces de proporcionar más de entre 1,2 a 2 veces la intensidad nominal en caso de cortocircuito, frente a valores muy superiores que pueden ser proporcionados por los generadores síncronos tradicionales.
- Se reducen los tiempos máximos permisibles para despejar las fallas tanto en la red de media tensión como en la de baja tensión con objeto de mantener la estabilidad de las microrredes.

El objetivo es mantener la seguridad y la estabilidad de la microrred tanto cuando está conectada a la red como cuando opera en modo isla. Por motivos de seguridad, actualmente no está permitido en muchos sitios que las microrredes operen en isla, pero en el futuro probablemente sea un modo de operación aceptado por los beneficios que puede aportar. Y realmente la operación "en isla" es la que más dificultades presenta en el diseño del sistema de protección de una microrred.

Son esenciales esquemas de protección avanzados, que se adapten a las configuraciones y condiciones cambiantes de la microrred y de la propia red de distribución. Se puede afirmar que las protecciones se van a convertir en una parte integral de la automatización de la distribución. Problemas que anteriormente eran sólo relevantes para los sistemas de transmisión, como estabilidad y control de frecuencia, ahora empiezan a ser relevantes también para los sistemas de distribución.

La bidireccionalidad del flujo de potencia exige protecciones más complejas, al menos exige que sean direccionales. Pero el principal caballo de batalla en la protección de una microrred, para las fallas internas, es la variabilidad de las corrientes de circuito en función de la configuración del momento, fenómeno particularmente significativo cuando se encuentra operando en isla.

Básicamente, el sistema de protección ideal de una microrred debe responder tanto ante las fallas en el sistema de distribución como ante las fallas internas. A continuación vamos a

hacer un análisis de la casuística que se puede presentar.

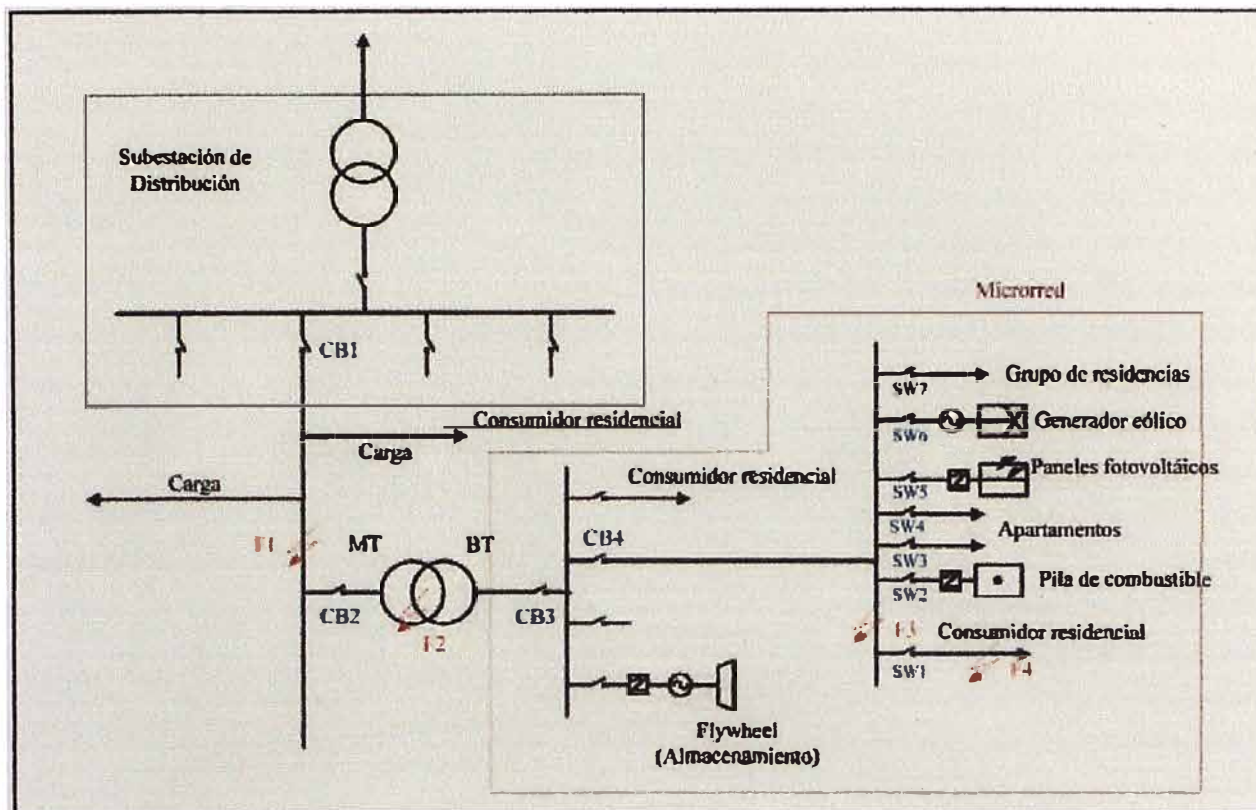


Fig. 4.3: Fallas en la red de distribución y en la microrred, Fuente: [12]

Cuando la microrred está conectada a la red de distribución, sea la falla interna o externa a la microrred, está prácticamente garantizada la existencia de una corriente de cortocircuito suficientemente elevada para detectarla rápidamente.

Si es externa (F1), será el sistema de protección de MT el que tratará de separar lo antes posible la microrred de la red de distribución abriendo CB2, y si se puede lograr un equilibrio suficiente entre carga y generación/almacenamiento, la microrred podrá continuar su operación en isla. En caso de que no actúe correctamente la protección del sistema de MT, tendrá que ser la protección de la microrred quien actúe abriendo el interruptor CB3, pudiendo presentarse problemas de sensibilidad si la corriente de cortocircuito generada en la microrred es baja.

Si la falta es externa, pero dentro del transformador MT/BT (F2), CB2 tendrá que ser abierto por las protecciones de MT, y transferirá esa apertura a CB3. En caso de falla en la transferencia, de nuevo tendrá que ser la protección de la microrred quien actúe abriendo el interruptor CB3. Nos encontramos con la misma posibilidad que en el caso anterior de problemas de sensibilidad.

Si la falla es interna en un alimentador (F3), también la red de distribución aportará una

corriente de cortocircuito elevada, con lo que una protección de sobreintensidad direccional dentro de la microrred podrá detectarla perfectamente.

El objetivo es desconectar la menor porción posible de la microrred, por lo que será despejada con la apertura de CB4 en base principalmente a la aportación de corriente de la red de MT, y de SW1, SW2, SW5 y SW6. En este caso se pueden presentar también problemas de sensibilidad si la aportación de los generadores de la microrred es baja, aunque se puede utilizar un sistema de transferencia del disparo a los dispositivos SW, correspondientes, y el resultado puede ser que se creen sub-microrredes.

Y finalmente, si la falla es interna en un generador o en una carga (F4), la protección de la microrred deberá abrir el elemento SW1 para minimizar el área afectada. Y en caso de que no sea posible abrir este elemento, deberán abrirse CB4, SW2, SW5 y SW6. Y los problemas de sensibilidad y solución son los mismos que para la falla F3.

Cuando la microrred está operando en isla es cuando se ponen de manifiesto las mayores dificultades para protegerla. La no existencia de aportación de la red de distribución a las fallas internas supone una drástica reducción de la corriente de cortocircuito, principalmente si no hay presencia de generadores síncronos. Esta circunstancia afecta a los relés de protección en términos de sensibilidad. Como ya se ha dicho anteriormente, los generadores que se conectan a la red de baja tensión mediante inversores no son capaces de generar intensidades de cortocircuito muy superiores a su intensidad nominal, por lo que es complicado ajustar las unidades de sobreintensidad con arranques muy poco superiores a la carga máxima.

Además, a esto se añade que las condiciones de operación de la microrred están cambiando constantemente, lo que hace muy variable dicha corriente de circuito. En este sentido son las energías renovables las que tienen mayor repercusión, pues que estén generando depende del viento (por exceso o por defecto), del sol, de las mareas,... aspectos todos ellos no controlables. También existe una variación periódica de cargas. Y por último, hay que considerar los cambios topológicos de la propia microrred, en la cual los generadores y los dispositivos de almacenamiento pueden estar conectados o no por diferentes motivos, minimización de pérdidas, razones económicas, de mantenimiento, etc.

Si la falla es interna en un alimentador (F3), hay que desconectar la menor porción posible de la microrred, abriendo CB4 y SW1, SW2, SW5 y SW6. En este caso, por una intensidad de cortocircuito insuficiente, pueden existir problemas de sensibilidad tanto para abrir CB4 como los elementos SW, correspondientes.

Y si la falla es interna en un generador o en una carga (F4), hay que abrir SWI. En este caso no es de esperar un problema de sensibilidad, pues se suman todas las corrientes de cortocircuito. Pero en caso de que SWI no abra, se pueden presentar los mismos problemas de sensibilidad que en la falla F3.

A la vista de todas estas posibles situaciones, una protección genérica de sobreintensidad con una sola tabla de ajustes no va a poder garantizar una actuación selectiva para todas las fallas que pueden darse.

4.3.3 Métodos innovadores para la protección de microrredes

Obviamente, una mejora muy sustancial para la protección de microrredes sería disponer de inversores con una capacidad superior para generar elevadas corrientes en cortocircuito. En ello se está trabajando, pero mientras tanto hay que buscar soluciones que la técnica actual ya permite, y que a su vez sean económicamente viables.

La función de protección de sobreintensidad direccional puede ser suficiente para proteger una microrred con la condición de que sus ajustes tengan en cuenta la topología de la red y los cambios en tipo y cantidad de generación.

Estas condiciones han de chequearse en todo momento para tener la garantía de que los ajustes de las protecciones son los adecuados para cada circunstancia, lo que nos lleva a pensar en sistemas adaptivos de protección de microrredes.

Los requisitos técnicos básicos para implementar un sistema adaptivo de protección son:

- Utilización de relés numéricos con función de sobreintensidad direccional.
- Disponibilidad en dichos relés de varias "tablas de ajustes" y/o de "múltiples instancias" de las unidades de sobreintensidad, de manera que puedan activarse y desactivarse local o remotamente, automáticamente o manualmente.
- Empleo de un sistema de comunicaciones. En este aspecto hay muchas posibilidades, tanto en cuanto a protocolos como a medios físicos, cada uno de ellos con unas ventajas diferentes. También hay dos alternativas en el sentido de la toma de decisiones, puede ser una arquitectura centralizada o descentralizada.

Un sistema adaptivo como el que se contempla requiere una inversión superior a la de un sistema "tradicional" de baja tensión basado en fusibles y termomagnéticos, pero un estudio costo-beneficio tendría que considerar los muchos beneficios, también económicos, que una microrred puede proporcionar. Además, el tipo de tecnología que se plantea utilizar no es nueva, su madurez y lo extendida que está en niveles superiores de tensión hacen que su costo sea razonable.

Necesitamos relés de protección especializados, pues las necesidades de esta aplicación de baja tensión tienen unas características muy particulares. El principio de operación es muy sencillo, sobreintensidad direccional, pero necesitamos suficientes tablas de ajustes o múltiples unidades de sobreintensidad independientes. Estas necesidades quedan matizadas según el sistema que se elija para determinar los ajustes adecuados a cada condición de la microrred, básicamente podemos considerar dos:

- **Cálculo on-line en base al modelo eléctrico de la microrred.**

Podría aplicarse con un sistema de comunicaciones centralizado en el que el elemento central tuviera la suficiente potencia de cálculo y toda la información del estado de la microrred. Cada vez que se detectase un cambio en la microrred tendrían que recalcularse los ajustes para cada una de las protecciones, y terminado el proceso, habría que cargarlos haciendo uso del sistema de comunicaciones.

Es un sistema complejo, que permite utilizar relés muy sencillos (una sola tabla de ajustes y una instancia de cada unidad de protección), pero que toma decisiones propias sobre los ajustes a cargar, y que va a necesitar un tiempo de cálculo cada vez que se produzca algún cambio en la microrred.

- **Ajustes de protección pre-calculados en base a tablas de casos posibles.** Este sistema requiere en primer lugar identificar el número de configuraciones posibles de la microrred (n), básicamente función del número de interruptores que haya, así como los posibles estados de los generadores (on/off). Esto da lugar a un conjunto de casos posibles, que podrán simplificarse (n' casos) eliminando aquellos que dejen de tener sentido al considerarse diferentes niveles de prioridad entre los interruptores; por ejemplo, el interruptor que une la microrred con la red de media tensión es el de mayor prioridad, y así sucesivamente hacia niveles inferiores.

A continuación se simula cada uno de dichos casos y las posibles fallas que pueden ocurrir para determinar los ajustes adecuados de cada relé en la microrred en cada configuración.

Como resultado de todas estas simulaciones se obtiene una lista de n' acciones para cada equipo de protección, que puede incluir desde cambio de ajustes (arranque y temporizaciones) hasta activación/desactivación de unidades o maniobras automáticas.

Este sistema requiere equipos de protección con múltiples tablas y unidades de protección, pero la complejidad queda para la fase de configuración, ya que posteriormente ni los relés ni ningún sistema externo han de hacer cálculos complejos

on-line sobre los ajustes adecuados. Tiene la ventaja de que permite conocer a priori cuáles pueden ser los ajustes a utilizar en cualquiera de las protecciones, con lo que se puede probar antes de poner la instalación en marcha. Además este sistema permite emplear arquitecturas de comunicaciones tanto centralizadas como descentralizadas.

El mayor problema de este sistema es que el máximo número de configuraciones posibles es 2^i , donde i es el número de interruptores de la microrred. Por tanto, en microrredes muy grandes puede salir un número inmanejable de casos. Una solución a este problema es dividir la microrred en partes, y crear lo que se llama una multi-microrred; de esta forma se consigue trabajar con microrredes más pequeñas.

4.3.4 Arquitecturas de comunicaciones y protocolos

Como ya se ha dicho con anterioridad, la implementación de un sistema dinámico de protección pasa por la utilización de comunicaciones entre los equipos de protección. Nos vamos a centrar en el sistema de ajustes de protección pre-calculados, y vamos a ver que es posible aplicarlo tanto con una arquitectura de comunicaciones centralizada como descentralizada.

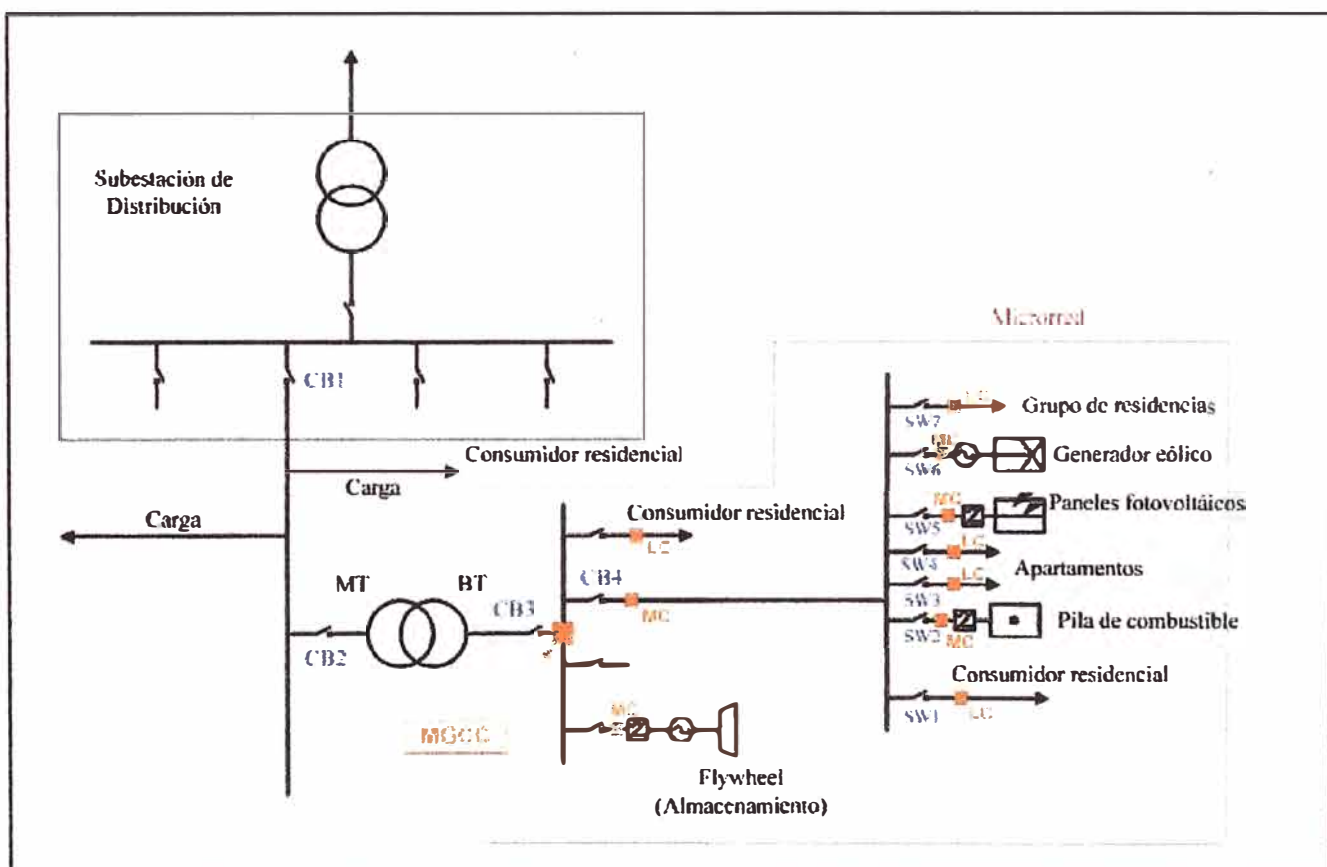


Fig. 4.4: Microrred con un sistema de comunicación centralizado, Fuente: [12].

Conviene definir qué es una arquitectura centralizada o descentralizada aplicada a una microrred:

- Arquitectura centralizada (figura 4.4, página anterior): es el esquema más tradicional, y en él existe un elemento central (MGCC, Microgrid System Central Controller) que toma decisiones sobre los equipos de protección (identificados para generadores y cargas como MC- Microgenerator Controller y LC-Load Controller), configurándolos para diferentes circunstancias de operación.

Esta arquitectura es soportada por multitud de protocolos de comunicaciones, algunos de los más habituales dentro del sector eléctrico son MODBUS, DNP3, PROCOME, IEC 870-5-101/104, BUS CAN o IEC 61850

- Arquitectura descentralizada: es el esquema de comunicaciones en el que no es necesario un dispositivo central, sino que la inteligencia está distribuida entre las protecciones. De tal forma que cada uno de los equipos de protección, con la información que recibe de los demás, es autónomo para ajustarse adecuadamente.

Esta arquitectura no es viable con cualquier protocolo de comunicaciones, es necesario que pueda existir una comunicación directa entre equipos "iguales". IEC 61850 y BUS CAN son dos de las alternativas más habituales para este tipo de soluciones.

Los medios físicos sobre los que se pueden montar estas arquitecturas son muy variados. La arquitectura centralizada puede implementarse con comunicaciones serie, en bus, sobre PLC o ETHERNET. Sin embargo, la arquitectura descentralizada implementada en base a BUS CAN o IEC 61850 necesita que la red sea en bus o ETHERNET respectivamente, aunque con el ancho de banda adecuado también podría implementarse sobre PLC.

La principal ventaja de una arquitectura centralizada es que los dispositivos locales (MC y LC) no toman decisiones y por tanto pueden ser mucho más sencillos. El peso del procesamiento de información recae en el dispositivo central (MGCC), que será quien tome todas las decisiones a partir de los datos que le entreguen los dispositivos locales. En particular, para la implementación del sistema de protección adaptativo, la tabla de acciones estará únicamente en el MGCC, el cual recibirá los estados de los interruptores y los generadores de los dispositivos locales, a los cuales dará órdenes y reconfigurará cambiando ajustes.

Su mayor desventaja es la dependencia del dispositivo central MGCC, pues una falla en el mismo supone la pérdida del sistema de protección adaptativo.

Y en relación a la arquitectura descentralizada, es justamente el caso contrario. Una ventaja

es la no dependencia de un solo dispositivo para que el sistema siga funcionando. Y su mayor desventaja es que exige mayor capacidad a los dispositivos locales, ya que cada uno de ellos deberá tener su propia tabla de acciones para adaptarse de manera autónoma a las condiciones de la microrred.

Hay que destacar actualmente el futuro de las comunicaciones en los sistemas eléctricos está centrado en un estándar como IEC 61850. Su desventaja principal es que requiere una red ETHERNET para funcionar, algo muy extendido a día de hoy, pero que todavía supone un cierto sobrecosto y complejidad técnica. Su utilización tiene muchas ventajas, entre ellas que es capaz de cubrir funcionalmente cualquier aplicación en todo tipo de instalaciones eléctricas, garantiza la interoperabilidad entre dispositivos de diferentes fabricantes, estandariza modelos de datos y protocolo, simplifica el proceso de ingeniería y la configuración de los relés. En definitiva, aplicado a la red de distribución, es un elemento facilitador de los "Active Distribution Management Systems", haciendo los sistemas de distribución más inteligentes.

De entre todos los servicios que proporciona, destaca uno denominado GOOSE. Este servicio GOOSE posibilita el intercambio de información directa de todo tipo entre equipos del mismo nivel en menos de 3 ms y con la más alta fiabilidad, es un sistema multi-maestro.

Mediante este servicio, las protecciones de la microrred recibirían de forma muy rápida información proveniente de las demás, pudiendo realizarse todo el proceso de actualización de una manera muy rápida.

Actualmente, dentro del ámbito del estándar IEC 61850, se están desarrollando modelos de datos específicos para dispositivos de generación distribuida y para automatizar la red de distribución. Por este motivo, en un futuro próximo no será difícil encontrarlo "de facto" en este tipo de instalaciones, tal y como ocurre ahora en muchas subestaciones eléctricas.

CAPITULO V

BARRERAS PARA LA IMPLANTACIÓN DE LAS MICRORREDES

Para que las microrredes puedan extenderse y consolidarse como una tecnología a considerar existen algunas barreras que deberán ser superadas [3]. Dentro de las barreras se incluyen aquellas relacionadas con, costos elevados, integración del sistema, cuestiones de naturaleza regulatoria y acerca del diseño y la falta de estándares aplicables que existe en la actualidad. La posibilidad de que en el futuro exista un mercado consolidado de microrredes vendrá determinada por la mayor o menor capacidad de las microrredes de proporcionar potencia a un coste menor que los métodos tradicionales, para ello las barreras tecnológicas y económicas deberán ser resueltas.

El funcionamiento básico de las microrredes necesita ser explorado a través de programas piloto y plataformas tecnológicas. También es necesario el apoyo de los reguladores para impulsar el avance y expansión de las microrredes para que algún día la sociedad sea partícipe de las mejoras y beneficios que estas proponen.

5.1 Barreras técnicas

La práctica tradicional de control y protección en distribución no es compatible con el concepto de microrred. Dentro de las microrredes existe generación además de consumo, con lo que existirán flujos de potencia bidireccionales mientras que las redes de distribución tradicionales son únicamente redes pasivas en donde no hay generadores.

Por otro lado las fuentes distribuidas de las microrredes contribuyen a las corrientes de cortocircuito, con lo que produce un incremento en su valor por encima de los que tradicionalmente tenían lugar en las redes de baja tensión.

Las carencias actuales en la tecnología de microrredes están relacionadas con cuestiones de prestaciones y diseño, con la protección contra interrupciones, con procedimientos de control y monitorización y con el funcionamiento y la infraestructura de las microrredes.

Así pues las fuentes de energía no convencionales, como renovables y microturbinas, requerirán nuevos métodos de control y estrategias de protección para una operación de la microrred que sea exitosa. Estas técnicas deberán lidiar con los siguientes problemas:

- Intermittencia de renovables.
- Baja capacidad de sobrecarga y baja intensidad de cortocircuito.
- Límites de tasa de crecimiento de la potencia generada.
- Muchas de las microrredes tendrá una gran cantidad de inversores con lo que los problemas de estabilidad debido a su baja inercia tendrá que tenerse en cuenta.
- Control activo de las cargas.

También será necesario asumir flujos de potencia bidireccionales, corrientes de falla, operación en modo aislado y control de los niveles de tensión. Además es indispensable la detección de las fallas dentro de la microrred y el aislamiento de dicho problema para que no afecte a la integridad del resto del sistema. No existen disponibles herramientas simplificadas para analizar y evaluar el efecto que en el sistema de distribución tendría una elevada penetración de microrredes.

5.1.1 Control, monitorización y gestión

Los temas de control y monitorización constituyen las barreras más grandes en el avance de las microrredes. Se requerirán tres niveles de control diferenciados dentro de la lógica de control de la microrred (interno, externo y de dispositivos) para asegurar la calidad del funcionamiento. Si la microrred funciona gobernada por un controlador central necesitará ser capaz de manejar una amplia casuística de generación y consumos. Esto se puede lograr mediante el desarrollo de algoritmos avanzados que tengan en cuenta tanto la disponibilidad de la generación como las restricciones de las líneas eléctricas (tales como mantener la tensión y la frecuencia dentro de márgenes estrechos). En cuanto al sistema de control externo, la microrred debe de ser capaz de integrarse físicamente con la infraestructura de comunicaciones tanto de la distribuidora como del operador del sistema al cual se conecta.

Los controles supervisores del sistema necesitarán por tanto alcanzar su potencial de operación incluyendo las siguientes características:

- Optimización de la energía total (tanto eléctrica como térmica).
- Gestión de la demanda.
- Asegurar el compromiso de las fuentes de energía con la cesión de potencia pactada.
- Adquisición de datos.
- Gestionar el conjunto de cargas y generadores de la microrred como un agregado frente al sistema eléctrico.

Debido a que pueden existir fuentes renovables dentro de la microrred, la planificación de

la misma con estas fuentes intermitentes es complicada ya que es difícil disponer de una predicción precisa y a corto plazo de la potencia disponible de las mismas. Esto pone de manifiesto la necesidad de la existencia de una herramienta fiable para la planificación a corto y largo plazo de estas fuentes renovables intermitentes.

5.1.2 Protección

Las microrredes deben ser capaces de coordinar los dispositivos de protección tanto en modo conectado como en modo aislado. Cuanto mayor sea la penetración de generación que utilice inversores este problema se acentúa. La microrred funcionando en modo aislado tiene que ser capaz de mantener el funcionamiento de la misma reduciendo el impacto de los fallos en la red.

Para mejorar la fiabilidad de la microrred algunos conceptos de microrredes propugnan la idea de seguir una filosofía «peer-to-peer» y «plug and play» para cada uno de los componentes de la microrred. El concepto «peer-to-peer» asume que no debe haber componentes dentro del sistema, tales como un controlador central o un almacenamiento centralizado, que sean críticos para la operación de la microrred. Ello implicará que la microrred podrá seguir funcionando aun con la pérdida de un componente. La filosofía «plug and play» implica que una unidad pueda ser conectada en cualquier punto de la microrred eléctrica sin tener que hacer una reingeniería de los controles del resto de componentes.

Estas filosofías también tienen un impacto en las estrategias de protección de la microrred. El concepto «peer-to-peer» dicta que no debe haber componentes cuyo funcionamiento sea esencial para la protección mientras que la filosofía «plug and play» asumirá que la protección de la microrred es parte integrante de cada una de las fuentes que la componen. Normalmente una microrred tiene un interruptor estático que consiste en un semiconductor de apertura rápida cuya función será aislar a la microrred de las fallas que vengan de la red externa a la que está conectada.

El nivel de las corrientes de falla que se producen en una microrred aislada basada en inversores (inherente a muchas fuentes de micro-generación) no alcanza niveles suficientemente elevados para usar las protecciones tradicionales de distribución basadas en detección de sobreintensidades. Así pues se requiere una estrategia de protección más extensa y basada en otras características. Lo que sí es esencial, es que esta estrategia de protección a adoptar sea la misma para la microrred tanto si está aislada como si se encuentra conectada con la red principal. Con el interruptor estático abierto las fallas

dentro de la microrred necesitarán ser eliminadas y aisladas con técnicas que no se basen en la detección de corrientes de falla elevadas.

Se plantean desde distintos grupos de investigación en microrredes estrategias basadas en protección diferencial y sensores de corriente de secuencia cero aunque es necesario más esfuerzos de investigación en este campo.

Así pues son necesarios métodos reconocidos y verificados para la protección y seguridad en las microrredes.

5.1.3 Estabilidad

Dentro de la microrred los generadores tienen que ser capaces de responder con rapidez a los cambios en el consumo, para que así tanto la tensión como la frecuencia se mantengan estables. Estos desafíos se deben principalmente a la problemática relacionada con el diseño y la integración de sistemas, las lagunas tecnológicas existentes, costes elevados y a la falta de estándares. Estos problemas son más notorios conforme la capacidad de prestación de servicios de la microrred se hace más compleja.

Es necesario desarrollar sistemas de conversión de potencia que incorporen las funcionalidades avanzadas que la operación de las microrredes exige. Las funciones de control que deberían aportar incluyen las siguientes capacidades:

- Regular el flujo de potencia en las líneas eléctricas.
- Regular la tensión en la interfaz de cada fuente de microgeneración para evitar los flujos de intensidad reactiva entre ellas.
- Asegurar que cada fuente cubre rápidamente su parte proporcional de la carga cuando el sistema se aísla.

5.2 Barreras regulatorias

El apoyo a nivel regulatorio y legal es crucial para que las microrredes puedan avanzar y establecerse como una alternativa real. Los reguladores deben permitir ciertos cambios antes de que las microrredes se posean y operen por parte de distribuidoras, inversores o clientes. Se debe permitir la entrada de las microrredes en el mercado, las distribuidoras tienen que ser compensadas adecuadamente por las inversiones realizadas y los servicios que proveen, se tiene que hacer entender a los clientes el costo real de la electricidad, las barreras previniendo el desarrollo de las microrredes deben ser eliminadas, se tiene que desarrollar y adoptar a nivel nacional los estándares para la conexión de microrredes (que incluyan el funcionamiento en modo aislado intencionado de la microrred), se tienen que recuperar las inversiones en seguridad y finalmente los reguladores deben asegurar que las

distribuidoras cumplen con su compromiso de suministro a sus clientes.

Se debe involucrar a las distribuidoras de electricidad en el desarrollo e implantación de microrredes para que de este modo desaparezcan las barreras e impedimentos que pudieran surgir de las mismas. Se debe instaurar un mercado y una gestión para las microrredes que sea descentralizado pero coordinado. Los mecanismos del mercado deben asegurar un suministro y un equilibrado de la generación con la demanda que sea eficiente, justo y seguro.

Por ello, la primera generación de microrredes debe ser conformada por grandes instalaciones industriales o institucionales, donde la demanda es bien conocida y se puede predecir con facilidad la generación requerida. Será este tipo de instalación la que servirá de referencia para poder desarrollar un marco adecuado que permita la extensión del concepto de microrred y compatibilizarlo con una gestión eficaz y fiable de la red de distribución.

5.2.1 Estructuras tarifarias y mercado

En la actualidad, además, las estructuras y marcos tarifarios, de negocio y regulatorios son incompatibles con las microrredes, en las que la producción y cesión de energía y servicios involucra a varias partes diferenciadas sobre una infraestructura común de distribución.

Se tendrían que desarrollar estructuras tarifarias que se aplicasen especialmente a las microrredes. Se debería por tanto formalizar la definición y derecho legales de las microrredes promoviendo la aparición de estructuras de propiedad y proveedores de suministro energético alternativos. Los dueños de las mismas deberían tener derecho a suministrar energía y calor a consumidores que pudieran mostrarse interesados. Del mismo modo, las microrredes deberían poder comprar y vender energía a la red local además de poder negociar acuerdos bilaterales para proporcionar servicios auxiliares que sería beneficioso para la gestión de la congestión en las redes de media tensión.

5.2.2 Conexión de la microrred con la red local

Una microrred que sea económicamente viable debe interconectarse con la red local del área en donde se sitúe y permitírsele la compra y venta de electricidad. Históricamente los operadores del sistema eléctrico y las distribuidoras se han mostrado reticentes para permitir que la generación distribuida se conecte con la red alegando motivos de estabilidad y seguridad del sistema.

Los operadores del sistema y las autoridades regulatorias han ido desarrollando requerimientos técnicos para la conexión de la generación distribuida, que van tomando forma en los códigos de red. Sin embargo no es claro que estos mismos procedimientos de operación se vayan a aplicar a las microrredes. Existe pues todavía una incertidumbre respecto a las exigencias que podrían ser de aplicación.

Por lo tanto se deberían adoptar procedimientos estándares de conexión aplicables a las microrredes. Estos procedimientos deberían ser obligatorios, en ningún caso voluntario y ser suficientes para permitir la conexión de las microrredes en el sistema de distribución. Del mismo modo, desde los organismos reguladores y operadores del sistema se debería desarrollar y mantener una lista de equipos de generación y conexión que estén precertificados según los estándares de conexión desarrollados. Las microrredes que hicieran uso de este equipo deberían ser beneficiadas con una expedición de los permisos más rápida.

No obstante existe una diferencia sensible entre los generadores distribuidos conectados a la red de distribución y una microrred. La microrred puede percibirse por parte de la red de dos maneras diferenciadas, una de ellas es como consumidor agregado y la otra como generador agregado, con lo que la naturaleza de la misma difiere de la generación distribuida actual. Incluso como generador agregado las posibles exigencias técnicas a la conexión no se aplicarían a un único generador sino que de algún modo quedarían distribuidas entre todos los equipos de la microrred. Ello complicaría los equipos de la microrred y las estrategias de operación. Una opción sería instalar un equipo FACT de baja tensión para cubrir estas necesidades. No obstante no conviene olvidar que la ventaja de una microrred es que se aísla ante perturbaciones de la red funcionando de modo aislado y suministrando energía a sus clientes sin interrupción. Así pues habría que definir cuáles son las exigencias que las microrredes deben cumplir, qué tipo de perturbaciones deben soportar si se encuentran volcando energía a la red principal y ante cuales aislarse y qué tipo de servicios auxiliares pueden y deben soportar (contribución a la estabilidad de la red local). Sin embargo, al estar conectada la microrred en un nivel de tensión de distribución bajo, en la mayoría de los casos, el proveimiento de estos servicios es limitado.

Además, para conseguir una integración exitosa entre la microrred y la red de distribución, se debería desarrollar un protocolo de seguridad y coordinación que asegurase la integridad y seguridad del personal de mantenimiento. Esto supone la existencia de un interruptor

para la desconexión que sea accesible para los ingenieros de la distribuidora en las instalaciones del operador de la microrred.

Si desde los organismos de regulación se expresa una preocupación por el impacto que en el sistema eléctrico pueden tener las microrredes, se podría limitar el número o la potencia de estas instalaciones. Estos límites deberían ser determinados a partir de estudios de impacto desarrollados por organismos competentes. Adicionalmente, el organismo de regulación debería promover un diseño tarifario de modo que se favoreciera la aparición de microrredes en áreas de la red eléctrica en donde existiese congestión o que pudiera experimentar un rápido crecimiento de la demanda.

Los operadores y dueños de las microrredes deberían proporcionar a los organismos competentes la información que pudiera afectar a la planificación de la red eléctrica. La información debería detallar la capacidad, el diseño del sistema y la localización del emplazamiento y debería suministrarse antes de que la microrred se construyese y pusiera en servicio.

5.2.3 Normativa técnica de conexión

En este trabajo se tomara el caso Español, ya que es un país que está a la vanguardia de estas tecnologías de microrredes. Pero actualmente en el marco regulatorio español no existe una normativa clara respecto a los criterios de conexión a red que debe cumplir una instalación de generación conectada en la red de distribución. Estos criterios son adoptados por cada distribuidora y se basan en las siguientes consideraciones:

- En lo que al aspecto económico respecta, la instalación generadora correrá con los gastos asociados a estudios previos, ampliación, modificación o creación de instalaciones necesarias para su conexión.
- Dependiendo del nivel de potencia de la instalación generadora el nivel de tensión en el que se conectará será distinto. Así pues las instalaciones con una potencia menor a 100 kVA se conectarán en baja tensión, mientras que aquellas con una potencia superior a 15 MVA se conectarán en niveles de tensión mínima de 132 kV.
- El rango de variación de tensión permitido en el nudo de conexión no podrá superar un valor determinado que dependerá del tamaño del generador y de la potencia de cortocircuito del nudo al cual se conecta.
- La forma física de conexión dependerá de los niveles de tensión y de si la conexión es aérea o subterránea.

- El RD 661/2007 incentiva a los generadores que mantengan un factor de potencia en unos determinados límites con lo que suelen ser los generadores quienes supervisan dicho cumplimiento.
- Debido a los requerimientos de la red se exige una capacidad de evacuación mínima que se suele cuantificar como un porcentaje de la capacidad nominal de la línea o del transformador.
- En otras ocasiones se exige que la potencia a conectar en un nudo no supere un porcentaje determinado de la potencia de cortocircuito del nudo.

La normativa existente en cuanto los criterios técnicos de conexión desde el punto de vista de las protecciones no especifican en detalle las condiciones que se deben cumplir. Ello genera incertidumbre y falta de transparencia para la generación distribuida al encontrarse con diferentes exigencias técnicas dependiendo de en qué distribuidora se conecte.

Actualmente, a la generación eólica según el procedimiento P.O. 12.3 se le exige la capacidad de soportar la ocurrencia de huecos de tensión.

El Procedimiento de Operación 12.3 (P.O. 12.3: «Requisitos de Respuesta Frente a Huecos de Tensión de las Instalaciones de Producción de Régimen Especial») establece exigencias a los parques eólicos para soportar caídas bruscas de tensión y mantenerse conectados a la red en vez de activar los sistemas de protección y desconectarse. En el futuro se aplicará al resto de la generación distribuida.

No existe una normativa en el marco regulatorio español que recoja las exigencias aplicables a las microrredes.

Por sus características meramente constructivas una microrred se diferencia en buena medida de la generación distribuida convencional. Se trata de una red de baja tensión con consumos, almacenamiento y generación que funciona como un agregado frente a la red de media tensión en donde se conecta. Por tanto, los criterios de conexión serán particulares de este tipo de suministro eléctrico alternativo. Una primera aproximación establecería estos criterios de conexión en dos niveles físicos:

- Requisitos de conexión para los elementos de la microrred conectados a la red de baja tensión que conforma la microrred. En este caso, se debería definir cómo debe de ser la conexión de los diferentes elementos que conforman la microrred, tanto generación, como almacenamiento, como consumo. En un caso particular, debería especificar qué exigencias deberían cumplir los equipos inversores, o convertidores en su acepción más general, que funcionasen como interfaz entre los elementos de generación y

almacenamiento y la propia microrred. Se debería especificar cuáles de esos equipos, y cómo, deberían actuar para procurar el mantenimiento de la tensión y frecuencia de la microrred y cuál debería ser su relación frente a otros equipos que no dispusiesen de dichas funcionalidades.

- Por otro lado se debería regular de un modo unívoco la conexión de la microrred con la red de media tensión, especificando claramente cuáles son los servicios auxiliares que una microrred puede y debe asumir. Una de las ventajas de las microrredes frente al suministro eléctrico tradicional es su capacidad de aislarse ante fallas y funcionar de modo independiente mejorando de este modo la continuidad en el suministro de sus clientes. Sin embargo dependiendo de su modo de funcionamiento desde la óptica de la red general, es decir, si se encuentra exportando el exceso de potencia o por el contrario se comporta como un consumidor se le podría exigir diferentes normas de cumplimiento. Si se encuentra funcionando como generador debería ser capaz de soportar determinadas fallas y no desconectarse ante ellas para así contribuir al mantenimiento de la estabilidad del sistema. Así pues, debería definirse de una manera clara y concisa, del mismo modo que se define en el P.O. 12.3, qué fallas debería soportar y ante cuales se debería desconectar. En el caso de que la microrred se encontrase consumiendo en el momento de la falla, la microrred debería desconectarse para funcionar de modo aislado, el deslastrar consumos de la red cuando tuviese lugar una falla podría contribuir del mismo modo al mantenimiento de la estabilidad de la red de media tensión.

El resto de países tampoco disponen de una normativa aplicable a las microrredes, aunque en mayor o menor medida dispone de requisitos de conexión para la generación distribuida.

Cabe destacar la Norma IEEE 1547 «Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems» aprobada en 2003.

Este estándar establece los requisitos y criterios para la conexión de la generación distribuida con el sistema eléctrico, atendiendo a las exigencias de funcionamiento, operación, pruebas, medidas de seguridad y mantenimiento de la interconexión.

Dentro de esta serie tenemos a su vez los siguientes:

- IEEE 1547.1 2005 «Standard for Conformance Tests Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems». Este estándar especifica las pruebas de fabricación y de puesta en marcha que deben ser llevados a

cabo con los equipos de generación distribuida para comprobar que se adecúan a las exigencias del estándar IEEE 1547. Fue aprobado en 2005.

- IEEE P1547.2 Draft «Application Guide for IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems». La intención de este borrador es facilitar el uso del IEEE 1547 mediante la caracterización de las diferentes fuentes de energía distribuidas y sus aspectos técnicos de interconexión. Además, se discuten la base y los antecedentes de los requisitos técnicos respecto a la operación de la conexión de la generación distribuida con el sistema eléctrico. Se presentan además descripciones técnicas y esquemas, guías de aplicación y ejemplos de conexión para facilitar y mejorar el uso y comprensión del IEEE 1547.
- IEEE 1547.3 2007 «Guide for Monitoring, Information Exchange, and Control of Distributed Resources Interconnected with Electric Power Systems». El objetivo de esta guía es facilitar la operación de una o más fuentes distribuidas con el sistema eléctrico. Se describe la funcionalidad, parámetros y metodologías para la monitorización, intercambio de información y control para las fuentes distribuidas interconectadas o asociadas con el sistema eléctrico. Las fuentes distribuidas incluyen pilas de combustible, paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, microturbinas, otros generadores distribuidos y sistemas de almacenamiento de energía distribuidos.
- IEEE P1547.4 Draft «Guide for Design, Operation, and Integration of Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems». Se trata de un borrador aun no desarrollado completamente y que está todavía en proceso de definición y discusión. El documento proporciona aproximaciones alternativas y buenas prácticas para el diseño, operación e integración de sistemas con capacidad de aislamiento que integren fuentes distribuidas. Ello incluye la capacidad para aislarse y reconectarse al resto del sistema eléctrico mientras se proporciona energía a la parte aislada del sistema eléctrico. La intención del documento es proporcionar una introducción, revisión y presentar los problemas de ingeniería de los sistemas de distribución aislados. El público objetivo de la misma son los diseñadores y planificadores del sistema eléctrico, operadores del sistema, ingenieros de integración de sistemas y fabricantes de equipos. Dentro de todas las normas regulatorias que afectan a la generación distribuida, este borrador se enfoca hacia la problemática y casuística particular que puede afectar a la integración de las microrredes en el sistema eléctrico. Así pues, este documento debería servir de punto de partida para desarrollar una normativa técnica para la conexión de microrredes.

- IEEE PI547.5 Draft «Technical Guidelines for Interconnection of Electric Power Sources Greater than 10MVA to the Power Transmission Grid». El objetivo de esta guía técnica es proporcionar la línea base acerca de los requisitos técnicos, incluyendo el diseño, construcción, aceptación de las pruebas de puesta en marcha y requisitos de operación y mantenimiento, para la conexión de fuentes despachadas de energía eléctrica de potencia superior a 10 MVA en el sistema eléctrico de transporte.
- IEEE PI 547.6 Draft «Recommended Practice for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems Distribution Secondary Networks». El propósito de este borrador es centrarse en los aspectos técnicos asociados con la conexión de redes de distribución secundaria generales con redes locales que dispongan de generación distribuida. El estándar proporcionará recomendaciones relevantes al comportamiento, operación, procesos de pruebas, medidas de seguridad y mantenimiento de la conexión entre ambas redes. Se presta una atención particular en este documento a la capacidad de la red local de proporcionar un servicio mejorado tanto a sus propios clientes como a otros consumos conectados a la red general de distribución. Del mismo modo el propósito es mostrar los aspectos y problemas técnicos asociados. Además, el estándar futuro identificará recomendaciones de comunicación y control así como los requisitos que de esta índole deberán cumplir las fuentes distribuidas. Este estándar también será de aplicación para la problemática de las microrredes, en concreto de su posible interacción con la red eléctrica a la que se conecta.

Dentro de los aspectos que trata el IEEE PI 547.41 clasifica los tipos de sistemas de distribución aislada entre los cuales la microrred queda incluida:

- Sistema de distribución aislada con un único generador distribuido, una única carga y un único nudo de enlace.
- Sistema de distribución aislada con múltiples generadores conectados a una barra común pero separado, junto con una única carga y un único nudo de enlace con la red general.
- Sistema de distribución aislada con múltiples generadores y cargas conectados a una barra común pero separado, junto con más cargas en el sistema y un único nudo de enlace con la red general.
- Sistema de distribución aislada con múltiples generadores y cargas separados eléctricamente de otros generadores y cargas en la misma red local y un único nudo de enlace con la red general.

- Sistema de distribución aislada, un único generador y cargas separados eléctricamente de otras cargas en la misma red local y múltiples nudos de enlace con la red general. El aislamiento se produce en el interior de la red general.
- Sistema de distribución aislada con múltiples generadores y cargas separados eléctricamente de otros generadores y cargas en la misma red local y múltiples nudos de enlace con la red general.

El Reino Unido también tiene diferentes normas que regulan la conexión de generación distribuida en la red eléctrica. La experiencia del Reino Unido en microgeneración es amplia con más de 82.000 instalaciones de microgeneración a lo largo de su territorio. Las normas que regulan la generación distribuida son las siguientes:

- ER G83/1: Recomendaciones para la conexión de generadores distribuidos de pequeña escala (hasta 16 por fase) en paralelo con la red de distribución pública de baja tensión. Todas las conexiones de este tipo deberán ser registradas adecuadamente. Donde la presencia de estos equipos provoque que los niveles de tensión excedan los máximos permitidos exigirá una investigación específica del emplazamiento concreto.
- ER G59/1: Recomendaciones para la conexión de plantas de generación distribuida en la red de distribución. Cubre los equipos de menos de 5 MW que se conecten a redes con tensiones no superiores a 20 kV.
- ER G75/1: Recomendaciones para la conexión de plantas de generación distribuida de potencia superior a 5 MW o en redes de distribución de tensiones superiores a 20 kV.

Sin embargo, no hay una normativa específica para las microrredes. La norma ER G83/1 indica que se prevé que la conexión de una única fuente de generación no conlleve la modificación de la red existente, aunque deja para sujeto de estudio futuro el caso particular de una penetración local significativa de fuentes distribuidas o el caso de una agrupación de generadores en un punto de conexión (como podría ser una microrred).

Otros países como Alemania u Holanda tienen códigos de red que regulan la conexión de generación renovable, como la eólica, pero que observan reglas para la conexión en niveles de tensión más elevados que a los que una microrred se conectará.

5.2.4 Interacción de la microrred con sus clientes

Uno de los roles de los reguladores es asegurar que los consumidores están protegidos contra tasas irracionales, un servicio deficiente y negligencia que pueda resultar en un riesgo para la seguridad o para la salud. Sin embargo está sujeto a interpretación particular si la responsabilidad del organismo regulador alcanza también consumidores que

voluntariamente acuerdan el suministro eléctrico y de calor con una microrred independiente.

Así como la relación entre un sistema generador y la red general dentro del mercado liberalizado de la electricidad está definida y podría aplicarse de un modo similar para las microrredes a la hora de exportar sus excedentes eléctricos no queda claro la regulación de las microrredes con sus clientes internos.

El organismo regulador por tanto debería elaborar reglas claras o directrices acerca de cómo las microrredes deberían interactuar con sus clientes. A las microrredes se les podría requerir licencias para la facturación y cobros de la electricidad, la resolución de disputas, seguros, créditos... Estos procedimientos, no obstante, deberían limitar su ámbito de aplicación para no incrementar innecesariamente los costos y las cargas administrativas para las microrredes. Deben definirse nuevos roles y responsabilidades, tanto para las comercializadoras como para las distribuidoras y los clientes/consumidores.

Las microrredes tienen dos impactos importantes sobre el medioambiente y la calidad de la salud:

- El primero es que acercan la producción de energía eléctrica y sus emisiones resultantes a los centros de población. Además, si se tiene en cuenta la cogeneración dentro de la microrred se evita la combustión en caldera de gas y calentadores de agua además de reducir las cargas de refrigeración si se hace uso de refrigeradores por absorción o desecantes.
- El segundo impacto a reseñar, es que alteran el régimen tradicional de control de emisiones que se aplicaba a las grandes centrales de energía, al reemplazar a éstas con pequeñas plantas distribuidas.

La proximidad por tanto de cierto tipo de fuentes distribuidas a los centros de población debería ser motivo de atención por parte de los organismos reguladores. A pesar de ello, los riesgos asociados a las emisiones localizadas pueden ser compensados con los beneficios que aporta el uso de cogeneración, que no solo mejora la eficiencia global sino que elimina la contaminación proveniente de calderas de gas. Las microrredes tienen por tanto que promover el uso y las oportunidades para las tecnologías de generación limpia como la fotovoltaica, la minieólica y las pilas de combustible.

La naturaleza distribuida de las fuentes pertenecientes a la microrred presenta un obstáculo de índole práctico respecto a la capacidad de las microrredes para controlar sus emisiones en respuesta a una futura regulación en ese campo. Las plantas centralizadas de mayor

tamaño son más fáciles de controlar porque su número es más reducido, aunque existen modelos que se emplean para la regulación de las diversas fuentes de emisión que existen en las empresas de automóviles que podrían aplicarse para las microrredes.

5.3 Barreras sociales

Como se ha comentado en el apartado anterior, las microrredes disponen de sus fuentes de generación en emplazamientos próximos a los centros de consumo. Ello podría provocar un empeoramiento de la calidad del aire local al verse afectado por las emisiones de las fuentes de microgeneración de origen no renovable, como por ejemplo, microturbinas de gas, generadores diesel, pilas de combustible que hiciesen uso de hidrógeno obtenido a partir del reformado in situ de gas natural, etc.

Esto puede ser un tema de preocupación a la hora de atraer a posibles clientes para la implantación de una microrred. Es cierto, sin embargo, que si se hace uso de la cogeneración se compensaría estas emisiones con la eliminación de las emisiones de las calderas de gas. La percepción por parte de los consumidores es muy subjetiva, a pesar de evitarse las emisiones relacionadas con el suministro de calor, se trata de emisiones «asumidas» cuya relevancia nunca ha sido puesta de manifiesto y que en muchos casos no son vistas como un problema. Por el contrario trasladar las emisiones provocadas por la generación eléctrica al propio «patio de atrás» puede tener un rechazo frontal.

Por otro lado, el desconocimiento de lo que la implantación de una microrred implica puede llevar a pensar a los consumidores que se trata de una solución de suministro mucho más incierta e insegura con posibilidad de quedarse sin cobertura eléctrica, cuando la realidad es precisamente la opuesta.

Sería necesario por tanto elaborar campañas de divulgación y concienciación acerca de lo que las microrredes implican, los beneficios ecológicos y relativos a eficiencia energética y a seguridad de suministro que conllevan de modo que se evite la percepción negativa que se pudiera tener por parte de clientes potenciales.

Dado que dentro de la microrred se ha de posibilitar en la mayor medida posible el equilibrio entre generación y demanda para evitar su impacto en el sistema eléctrico, el uso de generación no renovable que no esté sujeta a intermitencia no puede ser obviada. Aun con todo se debería intentar hacer un uso cada vez más extendido de alternativas basadas en biomasa y con hidrógeno almacenado según estrategias de nivelado de la demanda. Para mejorar además la percepción de las microrredes se debería alejar en la medida de los

posible las fuentes no renovables de las áreas más densamente pobladas en la microrred y hacer un uso más abundante de alternativas renovables.

Algunas distribuidoras ofertan servicios de suministro a sus clientes que postulan ser con electricidad de origen renovable. A pesar de que este servicio cumpla que la energía consumida por sus usuarios sea igual que la producida por fuentes renovables lo cierto es que al ser vertida toda ella al sistema eléctrico el mix de energías permanece invariable e independiente del número de consumidores que opten por este servicio. Esto puede hacer surgir por parte de los posibles consumidores suspicacias acerca de si es cierto lo que este tipo de servicio propugna. En ciertos entornos se plantea la idea de que las distribuidoras estén aplicando un sobrecosto a la electricidad de supuesto origen renovable por la simple expedición de un certificado. Con la implantación de una microrred que tenga una penetración de renovables significativa, un cliente potencial de la misma tendría una información veraz y comprobable de que la electricidad consumida tiene efectivamente ese origen «verde». Dentro de la microrred es relativamente sencillo establecer qué parte de la energía consumida en cada intervalo de tiempo es de origen renovable y qué parte no, además de registrar los intercambios de energía con la red externa.

5.4 Barreras económicas

5.4.1 Mecanismos para cuantificar beneficios económicos de microrredes

La tecnología de las microrredes deberá probar que es rentable económicamente para que pueda extenderse. Las microrredes deberán ser capaces de proporcionar electricidad de una manera que sea tanto o más rentable que el suministro tradicional de electricidad. Las microrredes deben sacar ventaja de los costos que se evitan al hacer uso de ellas, el suministro tradicional de electricidad incluye las pérdidas en las líneas eléctricas, los cargos por congestión y otros costos que provocan que el costo real global exceda sustancialmente al costo de generación en barras de la central. Esta ausencia de costos adicionales podría permitir a las microrredes proporcionar una energía de mayor calidad a un costo total menor.

Para que una microrred pueda operar en modo aislado debe disponer de un sistema de almacenamiento. Esto es necesario ya que normalmente los tiempos de respuesta de las fuentes de energía como microturbinas o pilas de combustible varían entre 10 y 200 s. Por ello ante un cambio en la demanda cuando se funciona aislado de la red pueden ocurrir problemas. Además a diferencia de los grandes generadores del sistema eléctrico tradicional, las fuentes de la microrred no tienen almacenamiento energético en forma de

inercia. Así pues debido a esto, la microrred debe disponer de un sistema de almacenamiento para asegurar el balance energético inicial hasta que las fuentes de la microrred sean capaces de responder. El requerimiento total para este almacenamiento no está claro en la actualidad, pero los costos involucrados serán significativos. Estos costos adicionales deberán ser compensados con los beneficios añadidos desde el punto de vista del cliente que comporta la capacidad de aislarse del sistema eléctrico y con el costo de mantener una fiabilidad alta desde la perspectiva de la red. Por tanto para valorar económicamente un tamaño de almacenamiento óptimo deberá cuantificarse correctamente los beneficios adicionales que añade y los costos asociados que evita.

Una de las características adicionales que la microrred incorpora frente al suministro tradicional de energía es la posibilidad de combinarla con la cogeneración que dependiendo de la localización o aplicación de la microrred podría ser empleada para procesos industriales y/o para calefacción de un distrito. Dentro de las microrredes hay tres áreas básicas de aplicaciones potenciales para la cogeneración:

- Calefacción de espacios, producción de agua caliente para usos domésticos.
- Procesos industriales o de producción.
- Enfriamiento y refrigeración a través de refrigeradores por absorción.

Se debe mostrar que el uso de la cogeneración en las microrredes es por sí sólo un importante impulsor para la implantación de esta filosofía de suministro y que la agregación de los consumos eléctricos junto con los térmicos puede aportar grandes beneficios. Las experiencias piloto de este tipo que sirvan de demostración para posibles consumidores futuros deben proliferar y hacerse a una escala significativa.

Otra característica que la microrred incorpora es la gestión conjunta de la generación con la demanda. Esto no es del todo ajeno a la red eléctrica tradicional, ya que se emplean programas de gestión de la demanda y de desconexión de cargas. Sin embargo, la microrred, presenta la novedad de que en este caso consumidor y generador son la misma entidad. De este modo la microrred puede conocer tanto el costo marginal de producir potencia a cualquier punto como los costos equivalentes de las inversiones en eficiencia energética, y puede, con algo de introspección y análisis, decidir cuáles son los costos asociados a la desconexión de cargas. Por tanto, puede compensar los tres costos fácilmente. Por tanto el control de los consumos adquiere una importancia notoria en las microrredes.

Una razón clave para la implantación de la microrred es la capacidad que ésta proporciona para trasladar el control de la fiabilidad y calidad de la potencia más cerca del punto de uso final. De esta manera estas propiedades podrán ser optimizadas para las cargas específicas que se alimenten en dicho punto. Cuando haya escasez de producción energética se podrá trasladar la energía a puntos en donde la calidad y fiabilidad del suministro deba ser mayor desde otros en donde no tenga que serlo tanto. Además, debido que la potencia de alta calidad lleva asociada unos costos mayores, se conseguirá un ahorro económico si solo es proporcionada a aquellos que realmente la requieran.

La implantación de una microrred conlleva la aparición de nueva generación dentro del sistema de distribución que se opera de forma radial. De esta manera las mejoras previstas para acoger un crecimiento de la demanda pueden ser pospuestas o incluso evitadas. Idealmente se podría enviar una señal de precio a los clientes pertenecientes al sistema de distribución en tiempos de incremento de la congestión de las líneas. Ello podría animar el desarrollo de microrredes y las inversiones en generación y en control de la demanda para minimizar esta congestión eléctrica. Sin embargo esto es difícil en la práctica. Los sistemas de distribución en áreas densamente pobladas son mallados estructuralmente a pesar de que se operen de forma radial y son bastantes flexibles con lo que se puede suministrar energía a un cliente final a través de múltiples configuraciones de la red. Así pues los costos de la congestión percibidos por la microrred dependerían muchos casos de una configuración en cierto modo arbitraria de la red de distribución. Esta disposición podría cambiar bruscamente con lo que los mecanismos económicos dependiendo de la configuración original podrían ser desbaratados.

En definitiva, en un entorno regulatorio como el actual, en donde la implantación de microrredes no se favorece, son necesarios mecanismos que cuantifiquen económicamente los beneficios adicionales que las microrredes aportan a los usuarios finales de energía, las distribuidoras y a la sociedad en general. Una actuación en este sentido proporcionará elementos de decisión válidos, completos y reales a la hora de valorar una posible inversión de este tipo.

5.4.2 Economía de la generación

Dentro de las tecnologías de generación para su uso en microrredes la más barata es el motor alternativo de combustión interna. No obstante los problemas relacionados con el mismo, como puede ser el nivel de ruido producido, las emisiones contaminantes que empeoran de manera significativa la calidad del aire local y los costos de interconexión,

pueden desaconsejar su implantación en un entorno real concreto de una microrred. No conviene olvidar que en una microrred las fuentes de energía van a estar muy próximas a los consumidores con lo que han de ser lo menos intrusivas posible. Estas disquisiciones son extensibles al resto de tecnologías que hacen uso de combustibles fósiles.

Las tecnologías renovables y limpias que pueden utilizarse como alternativa a la microgeneración fósil, como podrían ser pilas de combustible y fotovoltaica, tienen menos inconvenientes que las tecnologías comentadas. Sin embargo su coste es mayor y puede encarecer mucho la inversión en una microrred pudiendo en un caso determinado desaconsejar una inversión de este tipo frente al suministro tradicional de electricidad.

Para las pilas de combustible los precios para potencias del orden de 5-20 kW rondan los 6.000-3.400 €/kW para la tecnología PEM. En general para un amplio rango de potencias y para varias de las tecnologías de generación con pilas de combustible los precios varían entre 2.000 y 4.000 €/kW.

Para la tecnología fotovoltaica el coste total de la planta considerando todo el balance del sistema ronda los 2.000-3.000 €/kW.

Para la eólica, los equipos de baja potencia tienen costos más elevados, en el rango de 1-10 kW los costos varían entre 2.000 y 2.300 €/kW, para potencias entre 10 y 100 kW los equipos son algo más rentables con precios unitarios comprendidos entre 1.100 y 2.000 €/kW.

Estos costos actualmente no son competitivos frente a los de motores alternativos con costos unitarios en el rango de 230-700 €/kW y las microturbinas de gas con unos precios entre 540 y 850 €/kW.

Sin embargo, con las medidas actuales que potencian y favorecen el uso de generación distribuida con fuentes renovables y las actuaciones que en ese sentido es probable que se tomen en el futuro provocarán que el número de Instalaciones crezca en número. Ello llevará de la mano una reducción de los costos de producción de estas tecnologías y una industrialización a mayor escala implicando una reducción de costos pudiéndose conseguir que estas tecnologías alternativas sean competitivas.

CAPITULO VI

CUMPLIMIENTOS DE PROTOCOLOS

6.1 Aplicación de Mecanismos de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kioto a proyectos con microhidráulica, eólica y solar

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), establecido en el artículo 12 del Protocolo de Kioto, es uno de los instrumentos más valiosos entre las opciones establecidas para el cumplimiento de los objetivos de reducción de las emisiones. Este instrumento, permite a los gobiernos de países industrializados poder contabilizar dentro de sus objetivos nacionales de reducción, créditos de carbono en la forma de "Reducciones Certificadas de Emisiones" (CERs), provenientes de proyectos implementados en países en desarrollo, al mismo tiempo, debe apoyar el desarrollo sostenible de dichos países. Una manera de apoyar el desarrollo sostenible es poniendo al servicio de los países en vías de desarrollo el capital, los conocimientos especializados y la tecnología indispensable, sobre todo para el uso de energías renovables y el aumento de la eficiencia energética.

La CMNUCC (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático) ha diferenciado los proyectos MDL en dos grupos [32]: Proyectos Regulares o de Gran Escala y Proyectos de Pequeña Escala. Los proyectos de pequeña escala del Tipo I, corresponden a proyectos de energía renovable con una capacidad instalada máxima equivalente de hasta 15 MW. A esta categoría corresponden los proyectos de electrificación rural para sistemas aislados empleando tecnologías con micro centrales hidráulicas, solar y eólica. Las metodologías de evaluación de línea base y del plan de monitoreo de los proyectos de pequeña escala se resumen en la Tabla N° 6.1 y se describen a continuación.

Tabla N° 6.1: Metodologías de proyectos de energías renovables de pequeña escala, Fuente: [13]

REFERENCIA	TITULO DE LA METODOLOGIA
AMS- IA	Generación de electricidad por el usuario
AMS- IB	Energía mecánica para el uso con o sin energía eléctrica
AMS- IC	Energía térmica para el usuario con o sin energía eléctrica
AMS- ID	Producción eléctrica renovable con conexión a la red

- AMS- IA. Generación de electricidad por el usuario: Comprende unidades de generación de energía renovable que suministran de electricidad a usuarios individuales o grupos de usuarios. La aplicabilidad se limita a usuarios sin conexión a la red, exceptuando el caso de una minired, donde la capacidad de las unidades de generación no exceda de 15 MW. Las tecnologías de generación pueden ser: energía solar, microhidráulica, eólica u otras de generación eléctrica producida en el punto de consumo. Las unidades de generación renovables pueden ser nuevas o reemplazar los existentes equipos de generación con combustible fósil.
- AMS- IB. Energía mecánica para el uso con o sin energía eléctrica: Abarca las unidades de generación de la energía renovable que proveen a los usuarios o grupos de usuarios de energía mecánica que sustituye otra forma de energía basada en la quema de combustible fósil. Estas unidades incluyen tecnologías tales como hidroelectricidad, energía eólica, y otras tecnologías que proporcionen la energía mecánica, que es utilizada en el lugar por los usuarios, tal como bombas de agua eólicas, las bombas de agua solares, los molinos de agua y los molinos del viento.
- AMS- IC. Energía térmica para el usuario con o sin energía eléctrica: Incluye las tecnologías renovables que proveen a las viviendas o a usuarios individuales de la energía térmica que desplaza los combustibles fósiles. Los ejemplos incluyen los calentadores de agua y los secadores termales solares, cocinas solares, energía derivada de la biomasa renovable para la calefacción de agua, la calefacción de espacio, o tecnologías de secado. Los sistemas de cogeneración con biomasa, que producen calor y electricidad se incluyen también en esta categoría.
- AMS- ID. Producción eléctrica renovable con conexión a la red: Esta categoría abarca las unidades de generación de energía renovable, tales como fotovoltaica, hidráulica, mareomotriz, eólica, geotérmica y biomasa renovable, que proveen electricidad a y/o desplazan electricidad de un sistema de la distribución de la electricidad que sea o habrían sido provistas por lo menos por una unidad de energía generada con la quema de combustible fósil

Para reducir los costos de transacción del ciclo de proyecto MDL la estrategia más habitual es la agrupación de varios proyectos de pequeña escala (Bundling), para formar un solo proyecto MDL, sin perder las características distintivas de cada proyecto. Los proyectos de una agrupación pueden estar divididos a su vez en subgrupos. Los proyectos de cada subgrupo deben ser de un mismo tipo y la suma de la capacidad de salida del subgrupo no

debe exceder la capacidad máxima indicada para su tipología; en nuestro caso, energías renovables.

Para que los proyectos puedan agruparse deben:

- Pertenecer a alguno de los tipos de proyectos de pequeña escala (los proyectos con tecnología microhidráulica, solar y eólica son del Tipo I: Proyectos con energías renovables) y deben tener menos de 15 MW de capacidad.
- Ser adicionales

Para formalizar una agrupación de proyectos se debe cumplimentar un formato que incluye: el título de la agrupación, una descripción general, los participantes del proyecto, tipos y categorías, cantidad estimada de emisiones reducidas, período de acreditación y planes de monitoreo.

Además las agrupaciones de proyectos deben cumplir los siguientes principios, establecidos por la Junta Ejecutiva del MDL:

- Los proyectos que desean ser agrupados deben indicarlo al momento del pedido de registro.
- Una vez que el proyecto se convierte en parte de un agrupamiento para un estado del ciclo del proyecto MDL, éste no puede ser separado.
- La composición del grupo de proyectos agrupados no debe cambiar con el tiempo. El envío de proyectos a ser agrupados debe ser hecho en un solo momento. Después del registro no se pueden añadir ni quitar proyectos.
- Todos los proyectos agrupados deben tener el mismo periodo de acreditación. Esto incluye el mismo plazo y la misma fecha de inicio del periodo.

A pesar de las iniciativas para favorecer a los proyectos pequeños con energías renovables, a través de las agrupaciones o bundling; las condiciones restrictivas a la hora de plantear la agrupación de proyectos pequeños han provocado que no se acojan muchos proyectos a esta modalidad.

Otra herramienta interesante, establecida por la Junta Ejecutiva del MDL, es el MDL Programático que incluye los siguientes procedimientos resumidos en la Tabla N° 6.2.

- Program of Activities (PoA) define un programa de actividades para la implementación de una política, medida o meta. Sirve de andamio institucional, financiero y metodológico para que los proyectos, que por su volumen o características (atomizados, dispersos) no son viables bajo los costos de transacción y precios actuales, logren las reducciones.

- CDM Program Activity (CPA) representa a la medida o grupo de medidas interrelacionadas para reducir emisiones aplicada dentro de un área designada.

Tabla N° 6.2: Características del PoA y del CPA, Fuente: [13]

Características de: Program of Activities (PoA)	Características de: CDM Program Activity (CPA)
(i) Un ente coordinador <ul style="list-style-type: none"> • Provee incentivos/estructura para que otros logren las reducciones • Privado o publico • Se comunica con la Junta Ejecutiva • Asegura que no haya doble conteo (ii) Limite puede incluir más de un país <ul style="list-style-type: none"> • Carta de aprobación de cada país anfitrión (iii) Adicionalidad <ul style="list-style-type: none"> • PoA no se implementaría, o no hay capacidad para exigir el cumplimiento de la política/medida (iv) Una sola metodología <ul style="list-style-type: none"> • Se aplica a nivel de CPA • Se permite muestreo para la verificación (v) Duración <ul style="list-style-type: none"> • 28 años para no forestales • 60 años para forestales • Metodología y línea base se revisa cada 7 años • Cambios se aplican a todos los CPA en la próxima renovación 	Una sola metodología <ul style="list-style-type: none"> • Cualquier metodología aprobada • Metodología se aplica a nivel de CPA • Metodologías de pequeña escala han Sido modificadas en cuanto a fugas • Sección sobre fugas aplica solo a PoAs que exceden limite pequeña Escala. • Todos CPAs se monitorean de Acuerdo al plan de monitoreo de la Metodologías. • Verificación puede ser por muestreos

En la Tabla N° 6.3 se presenta un análisis comparativo de la aplicación de los dos instrumentos comentados anteriormente: la agrupación de proyectos de pequeña escala y el MDL Programático.

Tabla N° 6.3: Análisis comparativo de la aplicación de instrumentos MDL, Fuente: [13]

MDL Programático	Agrupación de proyectos (Bundling)
Se pueden añadir proyectos una vez que el programa este registrado Menor riesgo regulatorio para proyectos	El PDD (Project Design Document) debe partir con todos los proyectos del bundling
Max. 28 años	Max. 21 años
No es necesario especificar todos los proyectos	Es necesario identificar todos los proyectos
POADD + CPADD	Un solo PDD
Si un proyecto se cae, el programa sigue	Si un proyecto se cae, complica todo el paquete
Los proyectos pueden empezar en distintas fechas	La fecha de inicio de los proyectos es menos flexible

CAPITULO VII

LA ELECTRIFICACIÓN RURAL Y LOS BENEFICIOS DE LAS INTERACCIONES ENTRE MICRORREDES

7.1 Microrredes y la electrificación rural

Las microrredes son adecuadas para el empleo de las energías renovables en países en vías de desarrollo [14], especialmente en aquellos lugares donde existe una población más o menos dispersa y es preferible la electrificación con pequeñas redes eléctricas en corriente alterna. La topología de una microrred, al contrario que un sistema aislado convencional, incrementa la flexibilidad al crecimiento de la demanda, tanto por aumento del consumo medio por habitante como al crecimiento de la población. Además, al contrario que un sistema aislado convencional permite la interconexión a la red eléctrica convencional en cualquier momento y no es necesario dedicarle un trabajo de ingeniería personalizado como un sistema aislado convencional.

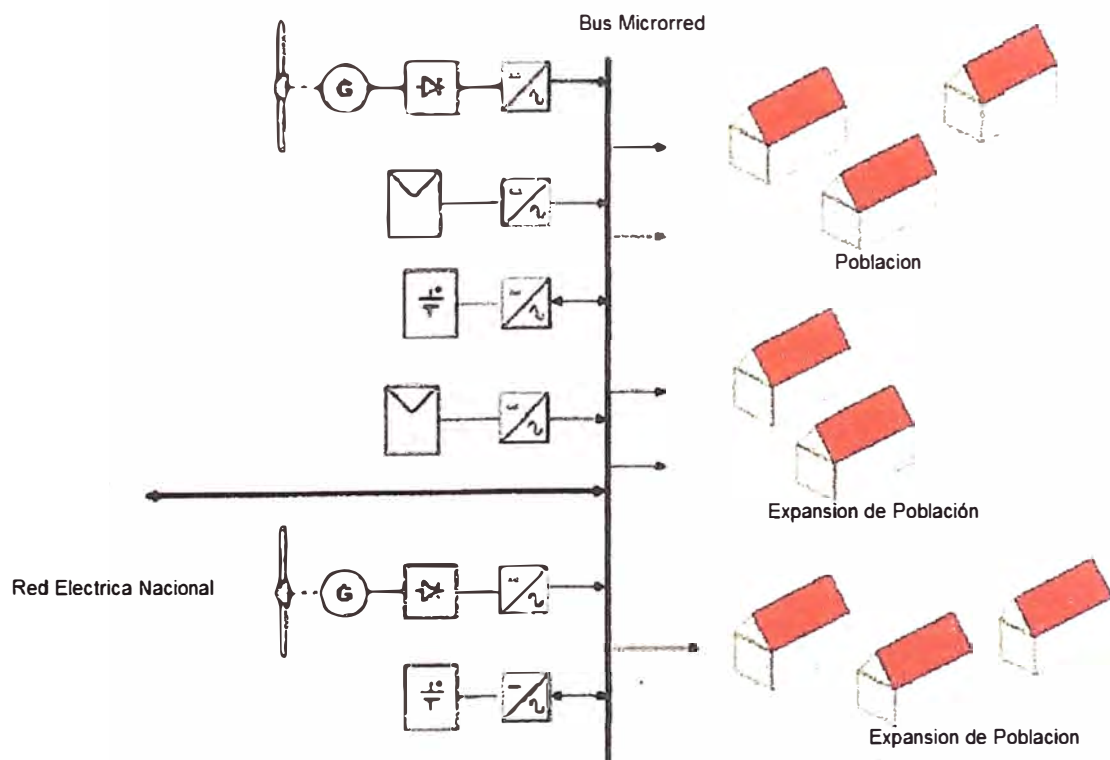


Fig. 7.1: Microrred y la Electrificación Rural, Fuente: [14]

Como en cualquier planificación se deben analizar las dificultades y necesidades para difundir los sistemas de electrificación en áreas rurales a través de microrredes eléctricas e identificar que estrategias deben seguirse para eliminar los obstáculos y satisfacer las necesidades. Para esto es necesario que tanto los representantes políticos con responsabilidad en electrificación rural, en energías renovables y en planificación de red, representantes de comunidades rurales y empresas técnicos en energías renovables estén coordinados.



Fig. 7.2: Ejemplo de una microrred rural aislada, Fuente: [14]

Los arduos procesos administrativos, las restricciones de los sistemas fiscales, la falta de implicación en los proyectos de electrificación por parte de las autoridades locales, la no participación de la población local en la financiación del proyecto, la falta de formación técnica del personal de mantenimiento, la falta de repuestos, la falta de seguimiento de los proyectos a medio y largo plazo para facilitar la viabilidad de los proyectos, etc., son las mayores barreras que se deben superar ante cualquier proyecto de electrificación rural.

Como cualquier sistema de electrificación rural, desde el primer momento en que se comienza a trabajar en un proyecto, es necesario involucrar totalmente a la población local, si esto no se tiene en cuenta el proyecto no tendrá futuro, esto quiere decir que se debe comenzar el trabajo con una interacción completa con la comunidad que se desea electrificar y que el proyecto, cubra las necesidades específicas de la población.

Si solo se tienen en cuenta aspectos técnicos se incrementan los problemas debidos a la falta de recursos para el sostenimiento del sistema, debidos a la toma de decisiones inadecuadas al no conocer la realidad de la población (hay que tener aquí en cuenta la falta

de conocimiento de la población local ante el proyecto que se les va a instalar) e incremento de problemas sociales como la falta de participación de la población. Así que se debe resistir a la tentación de tomar como punto de partida aspectos meramente técnicos.

7.2 Beneficios de las interacciones entre microrredes

Una red de microrredes en interacción genera una serie de beneficios derivados del comportamiento colectivo [3].

Puesto que cada red local es individualmente inteligente y actúa en pro del mejor funcionamiento y habilidad internos, una red del conjunto de microrredes locales se puede aproximar a modelos económicos perfectamente competitivos.

Como red colectiva, esto conduce a la utilización preferencial de los recursos energéticos más abundantes y de más bajo costo. La curva diaria de la carga del conjunto de una red local tenderá a aplanar la curva de demanda reduciendo las presiones del mercado. Este es un camino más simple y constructivo hacia un paradigma energético basado en la desregulación del mercado.

Cambiando el modelo de gestión de la red eléctrica de uno centralizado a uno distribuido, las microrredes locales aportarán seguridad y estabilidad al sistema energético.

Cooperativas, autónomas y sobre todo autosuficientes, las redes locales operando en red proporcionan una arquitectura más fiable que la actual red eléctrica.

Las caídas en la generación o los picos de carga se pueden distribuir por el conjunto de la red, con cada una de las microrredes conectada aportando capacidad adicional de regulación, mientras que las averías que ocurren en puntos particulares se pueden aislar automáticamente. De la misma manera que la distribución de recursos en Internet garantiza que no haya grandes cortes de suministro, las redes locales mejorarán la fiabilidad de los sistemas energéticos.

Las redes locales pueden desplazar ciertos servicios proporcionados tradicionalmente por las empresas energéticas. La fiabilidad total de la red eléctrica está dictada por las necesidades de la demanda de suministros que requieren la más alta calidad de la energía. El más alto nivel de fiabilidad solo lo requiere un porcentaje pequeño de la demanda. Dotar a todo el sistema de esos niveles de fiabilidad significa importantes costos en todo el sistema que finalmente sufragan todos los usuarios. Desplazando a una red local la garantía de fiabilidad en el servicio que precisa sólo una parte de la red podemos reducir su costo a todos los usuarios y permitir a los consumidores de energía de alta calidad comprar este

producto con garantías y fiabilidad, importando energía desde otra red, o desde sistemas de almacenaje o generación internos.

La red local puede proporcionar en última instancia una vía natural para grupos grandes de comunidades, o de negocio, para llegar a ser más autosuficientes con la generación distribuida de energía renovable.

Se pueden sustituir ciertos servicios por recursos locales de la red, y sin embargo las grandes estructuras eléctricas continuarán desempeñando un papel importante, por ejemplo, proveyendo generación con tecnologías renovables que son más efectivas a gran escala, como la eólica, la mareomotriz o la geotermia profunda.

Un sistema energético basado en la cooperación entre la generación centralizada y los recursos distribuidos, es posible gracias a la distribución de la inteligencia en toda la red, es el modelo más efectivo para la implementación de las redes locales.

CAPITULO VIII

EJEMPLOS DE MICRORREDES

8.1 Microrred de Hachinohe, Japón (NEDO, Mitsubishi)

Características

- Conectada a la red eléctrica.
- Puede funcionar en forma aislada.
- El suministro de energía eléctrica y calor se produce solamente con energía renovable.
- Optimización de la gestión de la energía controlando la producción de la generación y almacenamiento.
- El objetivo del control es minimizar los costos de operación y las emisiones de CO₂, manteniendo constante el flujo de potencia en el punto común de conexión PCC.

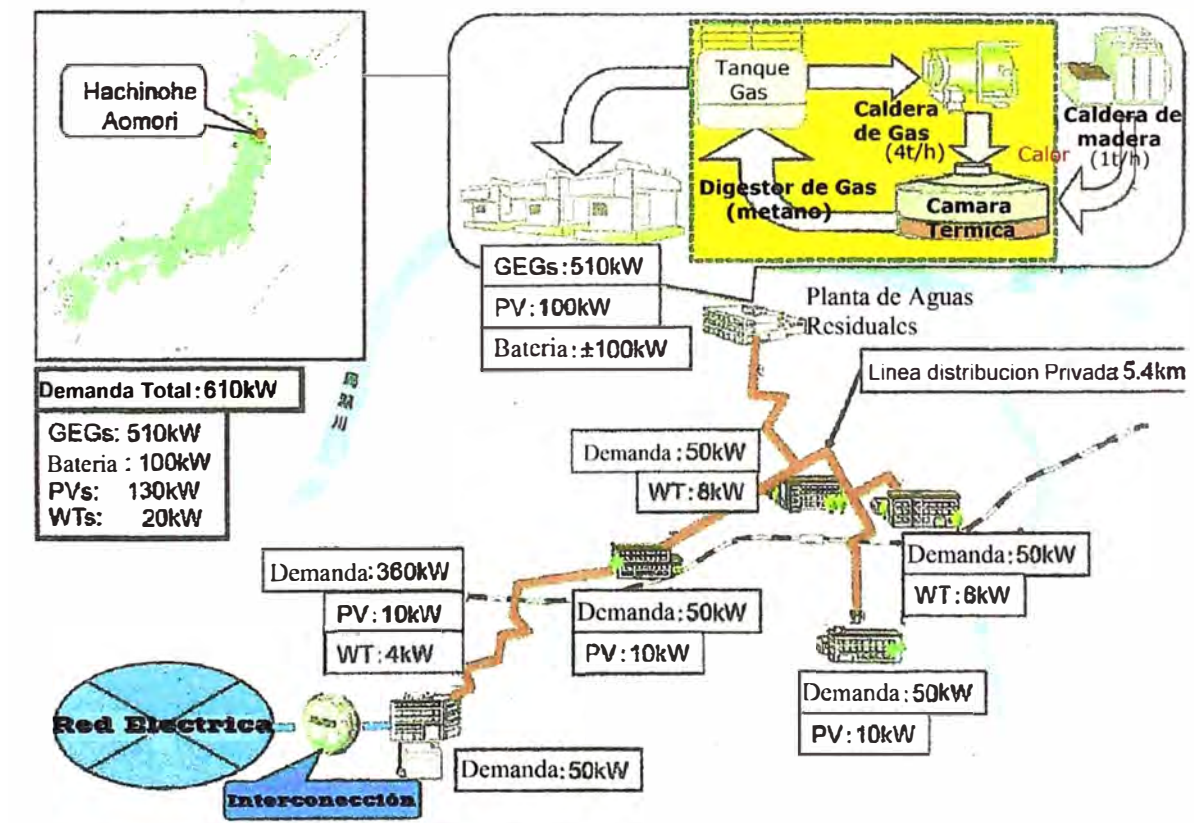


Fig. 8.1: Ubicación y descripción de la microrred de Hachinohe, Japón

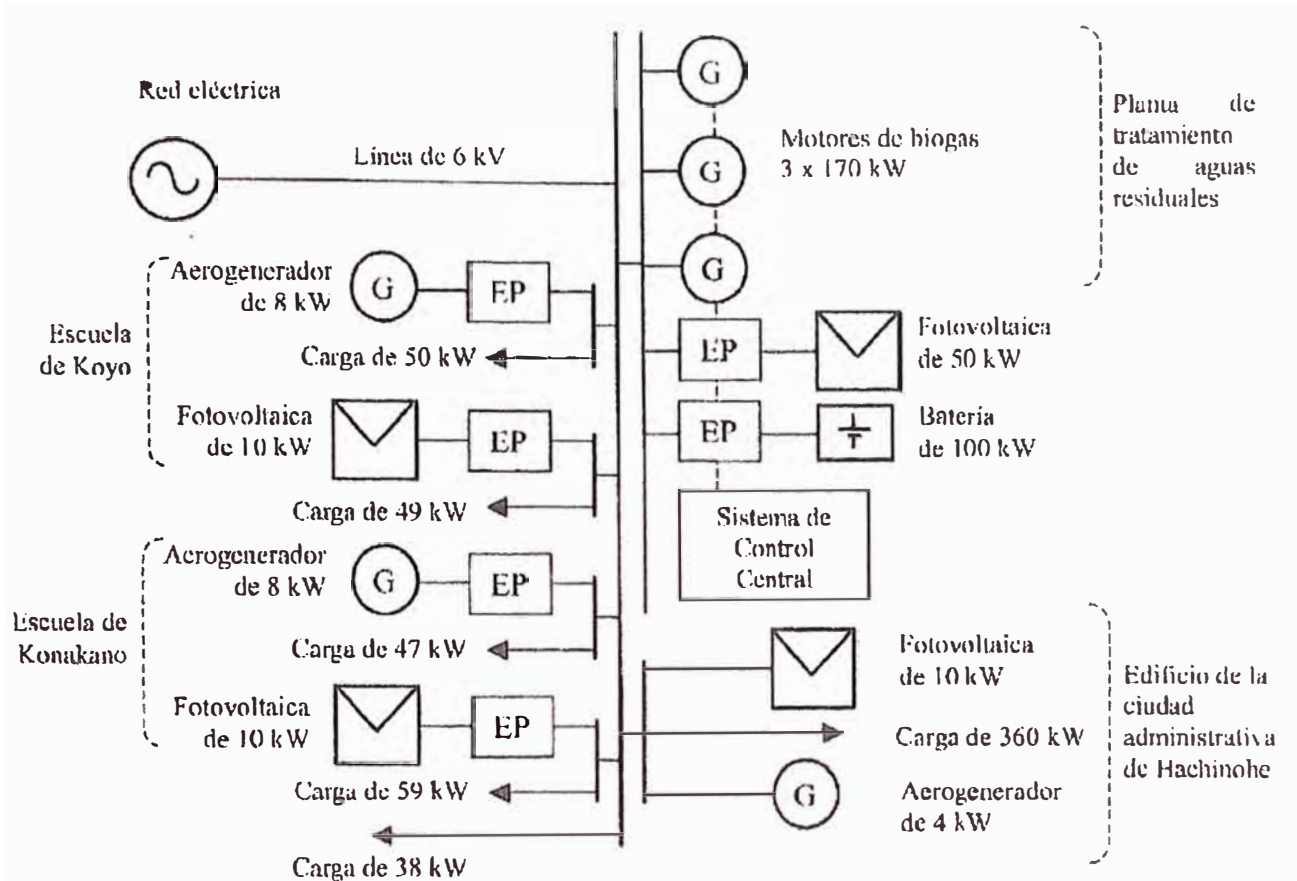


Fig. 8.2: Descripción gráfica de la microrred de Hachinohe, Japón



Fig. 8.3: El suministro de energía eléctrica y calor se produce solamente con energía renovable (microrred de Hachinohe, Japón)

8.2 Microrred de SENDAI, Japón (NTT)

Características

- DVR (restauradores dinámicos de tensión) para compensación de huecos de tensión a ciertas cargas.
- 50 kWp FV, 2 turbinas de Gas (700 kW) y una pila MCFC (250 kW), UPS.



Fig. 8.4: Vista externa de la Generación distribuida de la microrred de SENDAI, Japón

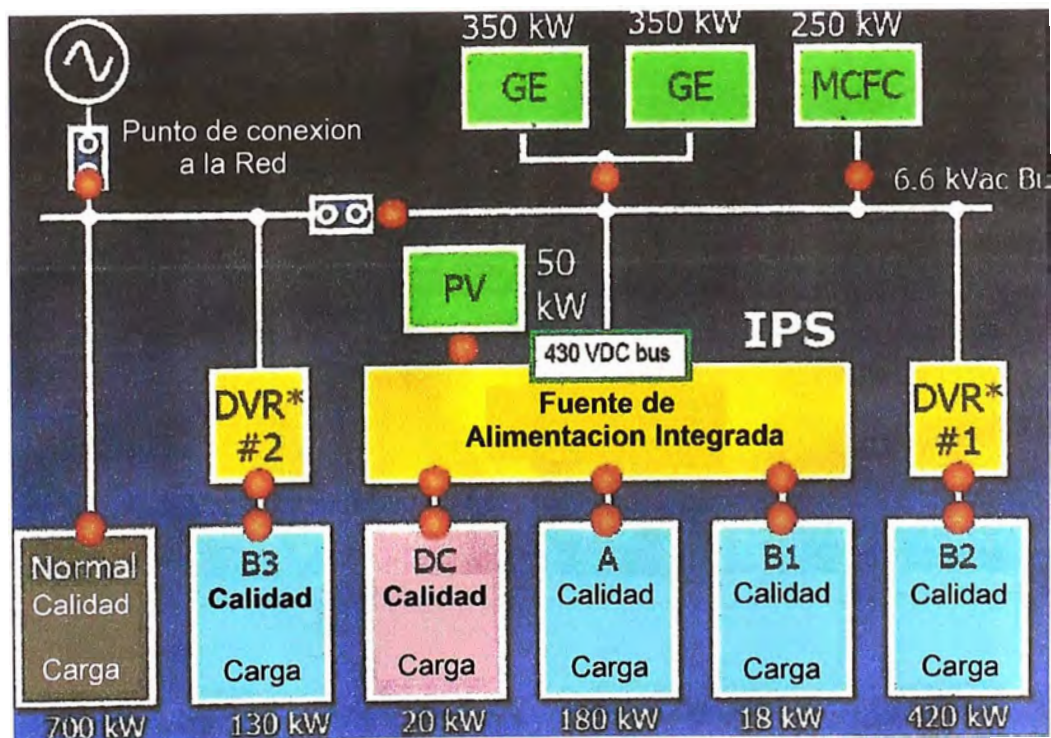


Fig. 8.5: Descripción gráfica de la microrred de SENDAI, Japón

8.3 Microrred de Bronsbergen, Holanda

Características

- 210 viviendas (108 con FV en cubierta, 315 kWp).
- Conectada a la red de Media Tensión.
- Prototipo donde el control garantiza la calidad de la energía y asegura el suministro.
- Puede funcionar en aislado.



Fig. 8.6: Vista externa de las cargas tipo Residencial de la microrred de Bronsbergen, Holanda



Fig. 8.7: Vista del tablero de distribución de la microrred de Bronsbergen, Holanda

CONCLUSIONES

1. En los últimos años se está produciendo la confluencia de una serie de factores que favorecen la investigación, desarrollo y puesta en marcha de nuevos sistemas de generación de energía eléctrica. El interés por la conservación del medio ambiente, los requerimientos legislativos en materia de calidad de servicio y la evolución de la tecnología del control electrónico, crean las condiciones adecuadas para la aparición de sistemas que permiten acercar la generación a los puntos de consumo. Si esta generación puede además obtenerse a partir de energías renovables se consigue no solo favorecer el medio ambiente, sino también disminuir la carga de las redes de distribución, con el consiguiente ahorro en costos de operación y mantenimiento.
2. Conscientes de esta nueva situación, no son pocos los grupos de investigación y empresas privadas que dedican recursos al desarrollo de lo que se pretende sea la red del futuro. En líneas básicas se espera que, a la red de distribución puedan conectarse microgeneradores con funcionalidades tipo plug and play, de forma que no sea necesario revisar la ingeniería. Estos generadores deberán en la medida de lo posible funcionar de forma autónoma fijando su punto de funcionamiento a partir de los valores de tensiones y frecuencia de la red. Deberán sin embargo recibir consignas de un elemento de control de la microrred a la que se conecten con el objeto de asegurar el balance energético.
3. Es necesario además tener en cuenta que, la evolución que experimentará la distribución de energía eléctrica en los próximos años deberá tener como base las redes actuales. En este sentido será necesario determinar que partes de estas redes son susceptibles de formar microrredes, teniendo en cuenta siempre tanto la tipología de cargas como de futuros microgeneradores conectados.
4. Son varias las líneas de avance abiertas aunque en todas ellas será necesario profundizar para la definición de estándares de funcionamiento que permitan la fabricación de equipos a escala industrial.

5. Se ha visto que el principal problema en la protección de una microrred deriva de la gran diferencia entre las corrientes de falla cuando está conectada a la red de media tensión y cuando está aislada. Será importante en este sentido la evolución que tengan los sistemas de electrónica de potencia que permiten conectar a la red ciertos tipos de tecnologías de generación, como por ejemplo la solar o las pilas de combustible, pero a día de hoy suponen un serio hándicap.
6. Los cambios topológicos y la variabilidad de la generación inciden de manera fundamental en la sensibilidad y la selectividad de las protecciones que se vayan a aplicar, siendo estos además fenómenos prácticamente incontrolables.
7. Por estos motivos, y dados los beneficios que proporcionan las microrredes, se plantea una solución basada en un sistema de protección adaptativo que utiliza tecnologías existentes muy probadas y funciones de protección sencillas.
8. Arquitectura centralizada o descentralizada, como se ha visto cada una tiene sus ventajas y desventajas. Pero que queda claro protocolos como IEC 61850 que permiten comunicación punto a punto, y permiten sistemas descentralizados, presentan muchas ventajas de aplicación frente los que no lo permiten.

BIBLIOGRAFIA

1. Leon Freris, David Infield, "Renewable Energy in Power Systems", John Wiley & Sons, Ltd, The Atrium, Southern Gate – United Kingdom, 2008.
2. Eugenio Perea, José María Oyarzabal, Raúl Rodríguez, "Definición, evolución, aplicaciones y barreras para el desarrollo de microrredes en el sector eléctrico", Departamento de Energía TECNALIA – España, 2008.
3. Mónica Aguado Alonso, David Rivas Ascaso, "Microrredes, Concepto y barreras para su desarrollo", Departamento de Integración en Red de Energías Renovables, Centro Nacional de Energías Renovables – España, 2011.
4. Víctor Romero Taravilla, "Aproximación a las Redes Eléctricas del Futuro", Universidad Carlos III de Madrid – España, 2011.
5. Félix J. Barrio, "Perspectivas de las Redes Eléctricas Inteligentes en Europa", Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), Relaciones Internacionales y Cooperación - Paraguay, 2010.
6. Fernando José Lanás Montecinos. "Desarrollo y Validación de un Modelo de Optimización Energética para una Microrred", Universidad de Chile – Chile, 2011.
7. Robert Lasseter, Abbas Akhil, Chris Marnay, John Stephens, Jeff Dagle, Ross Guttromson, A. Sakis Meliopoulos, Robert Yinger, and Joe Eto, "Integration of Distributed Energy Resources. The CERTS MicroGrid Concept" CERTS (Consortium for Electric Reliability Technology Solutions) - EEUU, 2003.
8. J. A. Peças Lopes, C. L. Moreira, A. G. Madureira. "Defining Control Strategies for Analysing MicroGrids Islanded Operation" – EEUU, 2002.
9. Farid Katiraei, Reza Iravani, Nikos Hatziargyriou, Aris Dimeas, "Microgrids Managment", IEEE. Power & Energy, Vol. 6, Número 3 – EEUU, 2008.
10. J. Ferber, "Multi-Agent Systems. An Introduction to Distributed Intelligence", Harlow: Addison Wesley Longman – EEUU, 1999.
11. Moreira, C. L., Resende, F. O., Lopes, J. A. P., "Using Low Voltage MicroGrids for Service Restoration". Power System IEEE - EEUU, 2007.

12. Rafael Quintanilla, José M. Yarza, “Nuevas exigencias y Aplicaciones de comunicaciones para la protección de microrredes”, VI Seminario Internacional: SMART GRID en Sistemas de Distribución y Transmisión de Energía Eléctrica – CIERTEC 2009 – Brasil, 2009.
13. Miguel A. Egado, María Camino, “Guía de Normas y Protocolos Técnicos para la Electrificación Rural con Energías Renovables”, Instituto de Energía Solar Universidad Politécnica de Madrid – España, 2008.
14. Alejandro Santana Robaina, Carlos Hernández López, “Estudio para la mejora, ampliación y creación de infraestructura e instalaciones energéticas en la región de Souss Massa Draa”, Instituto Tecnológico de Canarias S.A. – España, 2011.