

Nuevas exigencias y aplicaciones de comunicaciones para la protección de microrredes

Rafael Quintanilla, José M. Yarza / ZIV P+C, SL
BRASIL
jm.yarza@ziv.es

VI Seminario Internacional: SMART GRID en Sistemas de Distribución y Transmisión de Energía Eléctrica - CIERTEC 2009
28 al 30 de octubre de 2009
Belo Horizonte, Brasil

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN
2. RETOS EN LA PROTECCIÓN DE MICRORREDES
3. MÉTODOS INNOVADORES PARA LA PROTECCIÓN DE MICRORREDES
4. ARQUITECTURAS DE COMUNICACIONES Y PROTOCOLOS
5. CONCLUSIONES
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Resumen: 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.

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.

Este paper 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 faltas dentro de la propia microrred. Para hacer frente a los flujos de energía bidireccionales originados por un elevado número de genera-

dores distribuidos, y para despejar adecuadamente faltas internas a la microrred cuando ésta es operada en "modo isla", se hacen necesarios nuevos esquemas de protección.

El compromiso entre seguridad y coste 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. Este paper presenta soluciones basadas en la aplicación de funciones de protección sencillas, potenciadas por el uso de las comunicaciones de los IEDs que las soportan.

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 faltas, 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.

1. Introducción

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 de las tecnologías de generación más habituales en el ámbito de la GD.



Figura 1. Sistema de generación basado en las olas del mar

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 estar 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.

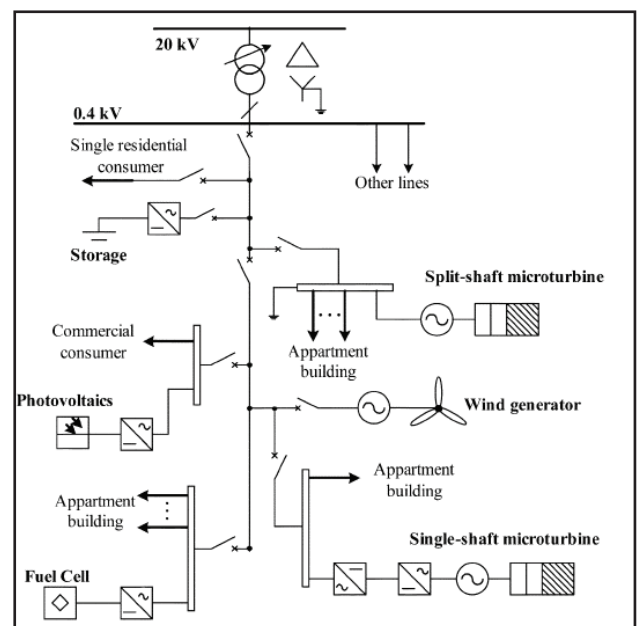


Figura 2. Ejemplo de microrred residencial

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.

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 falta, 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 faltas, 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.

- Intermitencia 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 faltas 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 el 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 faltas 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 faltas en el sistema de distribución como ante faltas internas. A continuación vamos a hacer un análisis de la casuística que se puede presentar.

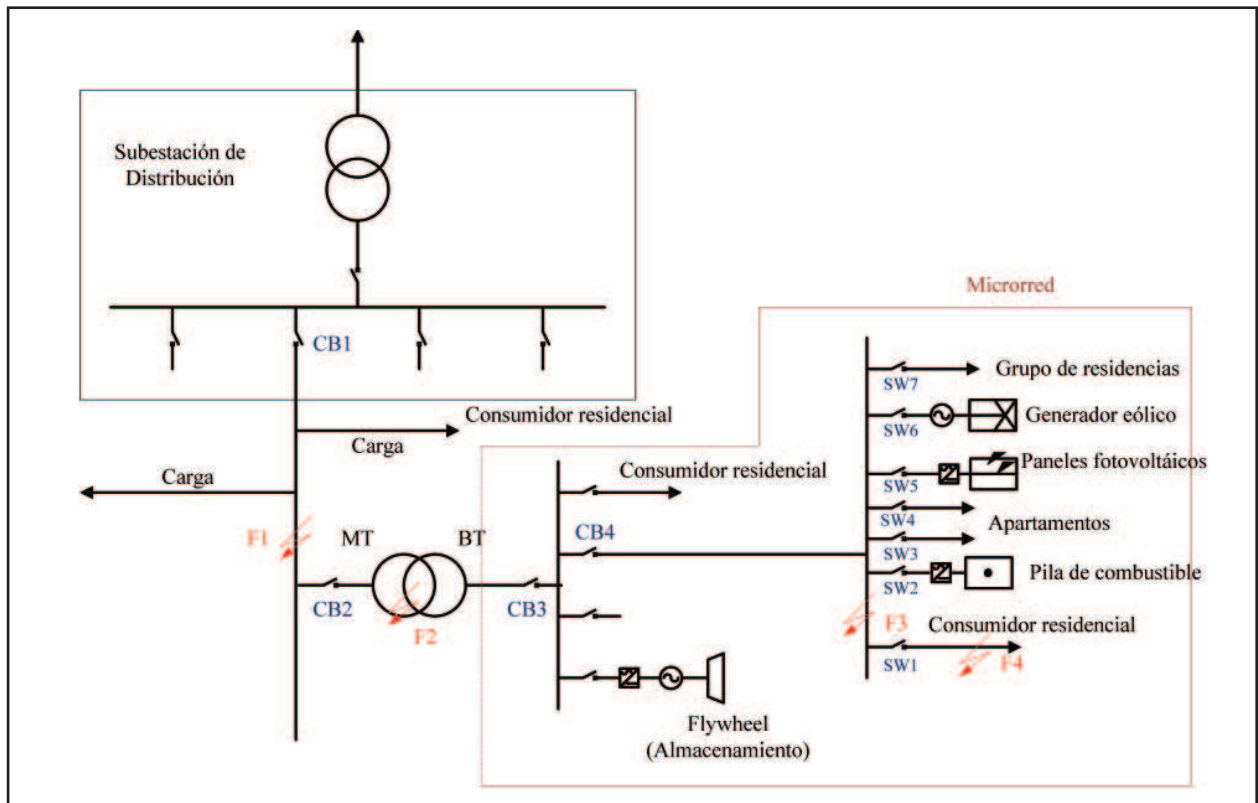


Figura 3. Faltas en la red de distribución y en la microrred

Cuando la microrred está conectada a la red de distribución, sea la falta 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 fallo 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 falta es interna en un alimentador (F3), también la red de distribución aportará una corriente de cortocircuito elevada, con lo que una protección de sobrecorriente 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_i correspondientes, y el resultado puede ser que se creen sub-microrredes.

Y finalmente, si la falta 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 falta 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 faltas internas supone una drástica reducción de la cor-

riente de cortocircuito, máxime 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 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 falta 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_i correspondientes.

Y si la falta es interna en un generador o en una carga (F4), hay que abrir SW1. En este caso no es de esperar un problema de sensibilidad, pues se suman todas las corrientes de cortocircuito. Pero en caso de que SW1 no abra, se pueden presentar los mismos problemas de sensibilidad que en la falta 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 faltas que pueden darse.

3. Métodos innovadores para la protección de microrredes

Obviamente, una mejora muy sustancial para la protección de microrredes sería disponer de inver-

sores 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 adaptativos de protección de microrredes.

Los requisitos técnicos básicos para implementar un sistema adaptativo 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 adaptativo como el que se contempla requiere una inversión superior a la de un sistema “tradicional” de baja tensión basado en fusibles y magnetotérmicos, pero un estudio coste-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 coste 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 necesi-

dades 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.** Esto puede hacerse en un PC, pero por la potencia de cálculo necesaria es impensable que lo haga una protección de distribución a día de hoy.

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 faltas 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 instanciadas, 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. 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.

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

- **Arquitectura centralizada** (figura 4, página siguiente): 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

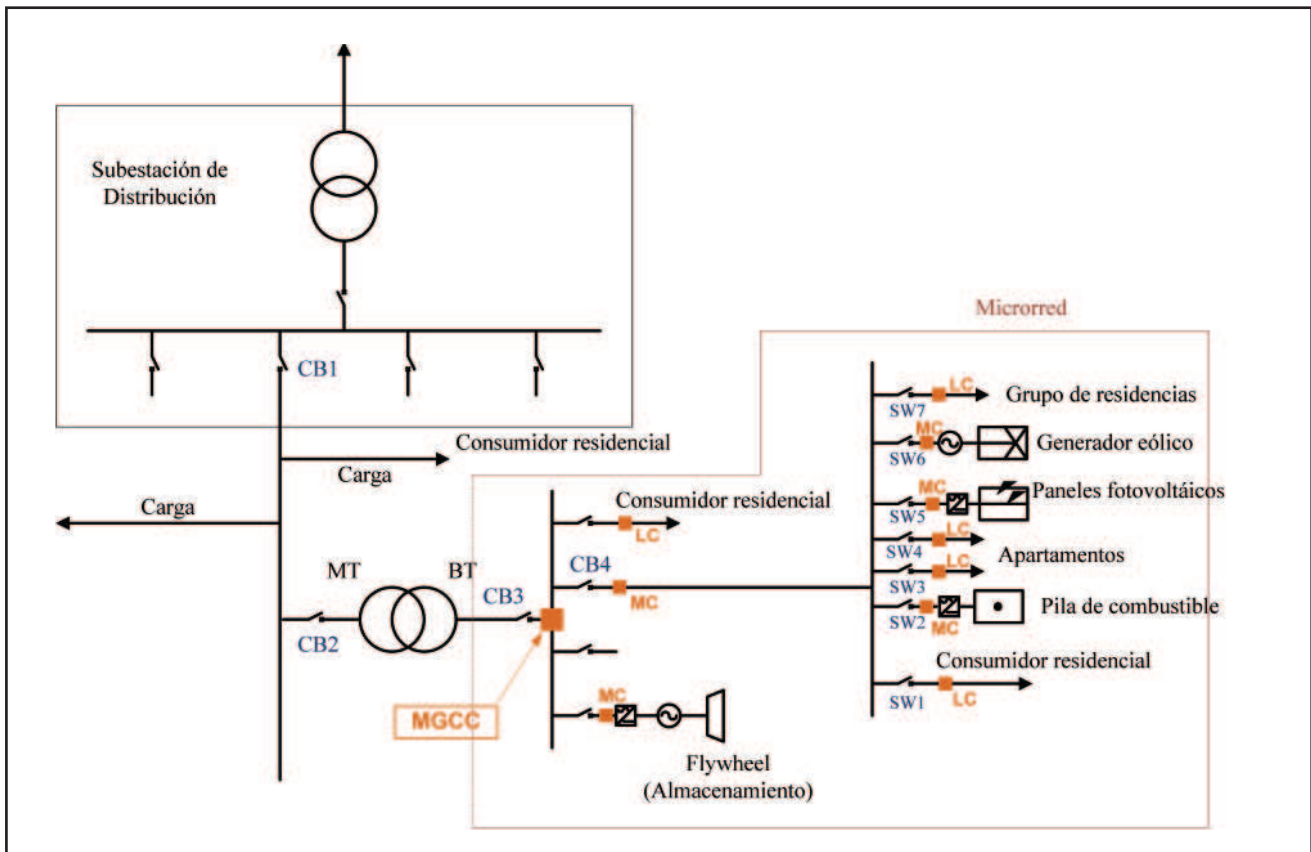


Figura 4. Microrred con un sistema de comunicaciones centralizado

los más habituales dentro del sector eléctrico son MODBUS, DNP3, PROCOM, 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 ETHER-

NET 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 un fallo 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 sobrecoste 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.

5. Conclusiones

Se ha visto que el principal problema en la protección de una microrred deriva de la gran diferencia entre las corrientes de falta 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.

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.

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.

La solución es abierta en el sentido de que puede implementarse de diferentes formas y con distintos estándares, pero siempre haciendo uso de las facilidades que ofrecen los sistemas de comunicaciones.

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.

6. Referencias Bibliográficas

- [1] Reza Iravani, "Control and Protection Requirements for Microgrids", Montreal 2006 – Symposium on Microgrids.
- [2] Nikos Hatziargyriou, "Microgrids. The key to unlock distributed energy resources?", IEEE power & energy magazine, Volume 6 – Number 3, May/June 2008.
- [3] H. Nikkhajoei & R. H. Lasseter, "Microgrid Protection", IEEE PES general Meeting, 24-28 June 2007, Tampa, FL
- [4] Alexandre Oudalov & Antonio Fidigatti, "Adaptive network protection in microgrids", International Journal of Distributed Energy Resources, Volume 4 Number 3 (2009)
- [5] Frank R. Goodman Jr., "Distributed Energy Resources and the IEC 61850 Standards", PAC World magazine Vol. 05