

OCW Integración de energías renovables en la red eléctrica

Conexión a red de parques

Pablo Ledesma

Índice

1. Aparamenta de maniobra, medida y protección	1
2. Red interna de un parque	4
3. Subestación eléctrica	6
A. Atribuciones de las imágenes	8

La integración en la red eléctrica de los parques eólicos y fotovoltaicos comienza por las propias instalaciones de evacuación de la energía generada en los parques. Como se muestra en el tema anterior, es necesario elevar la tensión para proceder al transporte de la energía hasta los centros de consumo. La instalación de evacuación de potencia de los parques contiene los transformadores de potencia necesarios para elevar la tensión, ejecuta las medidas necesarias para la facturación de la energía, proporciona cierta flexibilidad de operación y asegura la protección de los equipos más valiosos

Este capítulo describe los dispositivos y las configuraciones más comunes en las instalaciones de evacuación de potencia de los parques renovables, tomando un parque eólico ficticio como ejemplo para mostrar la red interna y la subestación eléctrica.

1. Aparamenta de maniobra, medida y protección

Las instalaciones eléctricas de los parques eólicos y fotovoltaicos recolectan la potencia de salida de los aerogeneradores y paneles solares, elevan la tensión para su transporte y conectan el parque con la red general. Por eso en cada parque encontramos una red interna, una subestación con al menos un transformador de potencia y una o varias líneas de evacuación.

Para evacuar la potencia los parques utilizan una serie de dispositivos de conexión, medida y protección que se conoce con el nombre colectivo de *aparamenta*. La siguiente definición, como todas las de este capítulo, está tomadas del reglamento español sobre instalaciones eléctricas de alta tensión [1].

Aparamenta: Término general aplicable a los aparatos de conexión, desconexión o maniobra, y a su combinación con aparatos de mando, medida, protección y regulación asociados, así como los conjuntos de tales aparatos con las conexiones, accesorios, envoltorios y soportes correspondientes.

El nivel de tensión de la instalación eléctrica cambia de un parque a otro porque depende de la potencia a evacuar y de la distancia a la que debe ser transportada. Es importante comprender el concepto de *tensión nominal* de una instalación:

Tensión nominal: Valor convencional de la tensión con la que se denomina un sistema o instalación y para el que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento ¹.

¹El reglamento considera alta tensión toda tensión nominal superior a 1 kV.

Tensión nominal (kV)	Tensión más elevada de la red (kV)
20	24
66	72,5
132	145
220	245
400	420

Tabla 1: Tensiones normalizadas recomendadas.

La tensión nominal es una convención que sirve para clasificar una instalación en relación a otras, pero no tiene por qué corresponder a una tensión real. Por ejemplo, en una instalación de tensión nominal 60 kV podemos encontrar a cierta hora del día 57 kV y a otra hora 64 kV. Por el contrario, el concepto de *tensión más elevada* tiene un significado técnico más preciso:

Tensión más elevada de una red trifásica: Es el valor más elevado de la tensión entre fases, que puede presentarse en un instante y en un punto cualquiera de la red, en las condiciones normales de explotación. Este valor no tiene en cuenta las variaciones transitorias (por ejemplo, maniobras en la red) ni las variaciones temporales de tensión debidas a condiciones anormales de la red (por ejemplo, averías o desconexiones bruscas de cargas importantes).

Es decir, si en un punto de una instalación la tensión supera la tensión más elevada, entonces la instalación no está en condiciones normales de funcionamiento, está sufriendo una *sobretensión*. El reglamento establece una serie de tensiones nominales normalizadas, recogidas en la tabla 1, y asigna una tensión más elevada a cada una de ellas.

La apartamentada de maniobra comprende los aparatos que pueden cambiar las conexiones eléctricas en la instalación. Los interruptores son aparatos de conexión que permiten abrir y cerrar un circuito en condiciones normales:

Interruptor: Aparato de conexión capaz de establecer, de soportar y de interrumpir las corrientes en las condiciones normales del circuito, que pueden incluir las condiciones especificadas de sobrecarga en servicio, así como de soportar durante un tiempo especificado las corrientes en las condiciones anormales especificadas del circuito, tales como las de cortocircuito.

En general, un interruptor no es capaz de abrir el circuito si está circulando una corriente anormalmente elevada, por ejemplo a causa de un cortocircuito, y por tanto puede no ser capaz de despejar una falta. Para operar las protecciones se utilizan los *interruptores automáticos*.

Interruptor automático: Interruptor que además es capaz de interrumpir corrientes en condiciones anormales especificadas del circuito, tales como las del cortocircuito.

Los interruptores automáticos son un componente fundamental en las instalaciones eléctricas porque permiten aislar los cortocircuitos, recuperando así el funcionamiento de la parte de la instalación no directamente afectada por la falta. El calificativo *automático* hace referencia a que el interruptor se opera de forma no manual, abriéndose por orden de un relé de protección en presencia de una corriente de cortocircuito.

Los interruptores, como cualquier aparato mecánico de conexión, contienen dos electrodos que se separan en el momento de la apertura. Cuando un interruptor por el que circula corriente se abre aparece un arco eléctrico², formado por partículas ionizadas en estado de plasma, entre los dos electrodos que comienzan a separarse. El interruptor retiene este arco en una cámara y lo extingue rápidamente, por ejemplo creando una turbulencia en un fluido aislante que alargue y

²Salvo si la tensión es cero entre los terminales después de abierto, lo cual ocurre si existe una rama en paralelo cortocircuitada.



Figura 1: Posición de una subestación a 110 kV. En primer plano, seccionadores cerrados; detrás, transformadores de medida de intensidad; detrás, interruptores automáticos. Ver atribución en A.

enfríe el arco eléctrico. Los interruptores automáticos son dispositivos relativamente costosos en una instalación y se utiliza únicamente el número imprescindible³.

Otro dispositivo de conexión importante en una instalación es el *seccionador*:

Seccionador: Aparato mecánico de conexión que, por razones de seguridad, en posición abierto, asegura una distancia de seccionamiento que satisface unas condiciones específicas de aislamiento.

Un seccionador es capaz de abrir y cerrar un circuito cuando es despreciable la corriente a interrumpir o a establecer, o bien cuando no se produce cambio apreciable de tensión en los bornes de cada uno de los polos del seccionador. Es también capaz de soportar corrientes de paso en las condiciones normales del circuito, así como durante un tiempo especificado en condiciones anormales, tales como las de cortocircuito.

En otras palabras, un seccionador no puede cambiar el estado operativo de un circuito desde un punto de vista funcional. Si una rama estaba abierta, después de la operación del seccionador debe permanecer abierta, y si estaba cerrada debe permanecer cerrada. La utilidad de los seccionadores reside en proporcionar una distancia entre los electrodos que asegura un aislamiento efectivo, imprescindible para garantizar la seguridad de las personas que trabajan en la instalación. Además normalmente es posible apreciar a simple vista si un seccionador está posición de abierto, lo cual redundaría en la seguridad. La figura 1 muestra tres fases en una posición de una subestación, cada una de las cuales contiene un seccionador, un transformador de medida de corriente y un interruptor conectados en serie.

Los seccionadores no deben extinguir un arco eléctrico más allá del que pueda resultar de la breve circulación de cargas atrapadas en el circuito, y por ello no son técnicamente más simples que los interruptores. Son dispositivos económicos, compuestos sólo por dos electrodos con un mecanismo para su apertura y cierre, y su número en una subestación suele ser mayor que el de los interruptores automáticos. Un uso habitual es la conexión a tierra de dispositivos normalmente en tensión para garantizar el acceso a los mismos en condiciones de seguridad.

La operación incorrecta de un accionador es peligrosa, porque abrir un accionador por el que circula corriente establece un arco eléctrico que libera gran cantidad de calor y que una vez cebado perdura en el tiempo. Cerrar un seccionador de puesta a tierra cuando el dispositivo aún

³Esta es una razón por la que usamos líneas trifásicas. Técnicamente es posible usar una configuración de, por ejemplo, 6 fases dispuestas formando un hexágono, pero ello implicaría instalar 6 interruptores automáticos en vez de 3 en la subestación

está sometido a tensión también es peligroso porque produce un cortocircuito directo trifásico a tierra. Por estas razones, a menudo existen mecanismos de enclavamiento que impiden accionar un seccionador si no se cumplen ciertas condiciones. Por ejemplo, un enclavamiento puede evitar abrir un seccionador si un interruptor en serie con el mismo se encuentra cerrado.

La aparatenta de medida constituye los dispositivos que permiten conocer las tensiones en los nudos y las intensidades en las ramas del circuito, e incluye transformadores que reducen las variables eléctricas a valores con los que los aparatos de medida pueden operar. Existen dos tipos de transformadores de medida:

Transformadores de medida de tensión. Proporcionan en el secundario una tensión menor, proporcional y en fase con la del primario. El primario se conecta en paralelo, es decir entre el nudo en el que queremos medir la tensión y tierra. El secundario debe estar siempre en circuito abierto o con una impedancia muy alta, por ejemplo la de un voltímetro. Algunos transformadores aplican un divisor de tensión capacitivo para reducir la tensión.

Transformadores de medida de intensidad. Proporcionan en el secundario una corriente menor, proporcional y en fase con la del primario. El devanado primario se conecta en serie con la rama en la que queremos medir la intensidad. El devanado secundario debe estar siempre en cortocircuito o con una impedancia muy baja, por ejemplo la de un amperímetro.

Al mantener la fase de la tensión y corriente, las tensiones e intensidades medidas en el secundario de los transformadores de medida pueden usarse para calcular el flujo de potencia activa y reactiva por una rama.

Es frecuente que los transformadores de medida tengan varios devanados secundarios que corresponden a medidas con distinto rango de trabajo y precisión. Una medida para un sistema de control o para facturación, por ejemplo, requiere una buena precisión en el rango de valores normales de operación. En cambio, una medida para una protección de sobrecorriente requiere un valor fiable en un rango de intensidad muy superior al normal.

Finalmente, los **descargadores de sobretensiones**, también conocidos como *supresores de sobretensiones*, *pararrayos* y *autoválvulas*, son dispositivos que protegen elementos del circuito contra sobretensiones. Se conectan entre un punto del circuito y tierra, típicamente en la entrada de la subestación o justo a dispositivos importantes como los transformadores de potencia.

Para ilustrar el funcionamiento de un descargador de sobretensiones, consideremos un rayo que cae sobre el conductor de una línea. La descarga atmosférica crea un pulso de tensión con un frente de subida muy rápido, del orden de pocos microsegundos, que viaja por el conductor a una velocidad algo inferior a la velocidad de la luz en el vacío. Para que la sobretensión no deteriore ningún dispositivo cuando entra en la subestación, el descargador ofrece un camino alternativo de descarga hacia tierra. Para ello, el descargador debe presentar una impedancia elevada en condiciones normales de tensión, prácticamente un circuito abierto, y una impedancia pequeña en condiciones de sobretensión. Algunos materiales cerámicos formados por óxidos de zinc presentan una impedancia no lineal con estas características y por ello se utilizan con frecuencia en descargadores.

2. Red interna de un parque

Los componentes introducidos en la sección anterior se utilizan para evacuar la energía eléctrica de los parques de energía renovable, tanto en la red colectora como en la subestación. Para comprender la función de los distintos dispositivos usamos aquí los esquemas unifilares de un parque eólico ficticio. A partir de este caso no debe ser difícil comprender el esquema unifilar de cualquier otra instalación renovable, aunque naturalmente pueden variar los niveles de tensión, la potencia producida, en número de módulos, etc..

Los símbolos eléctricos utilizados, recogidos en la tabla 2, son habituales en planos de proyectos de ejecución. Varios de ellos están recogidos en la norma UNE-EN 60617 *Símbolos gráficos para esquemas* [2]. El esquema de la figura 2 representa la red interna de un parque eólico con 6

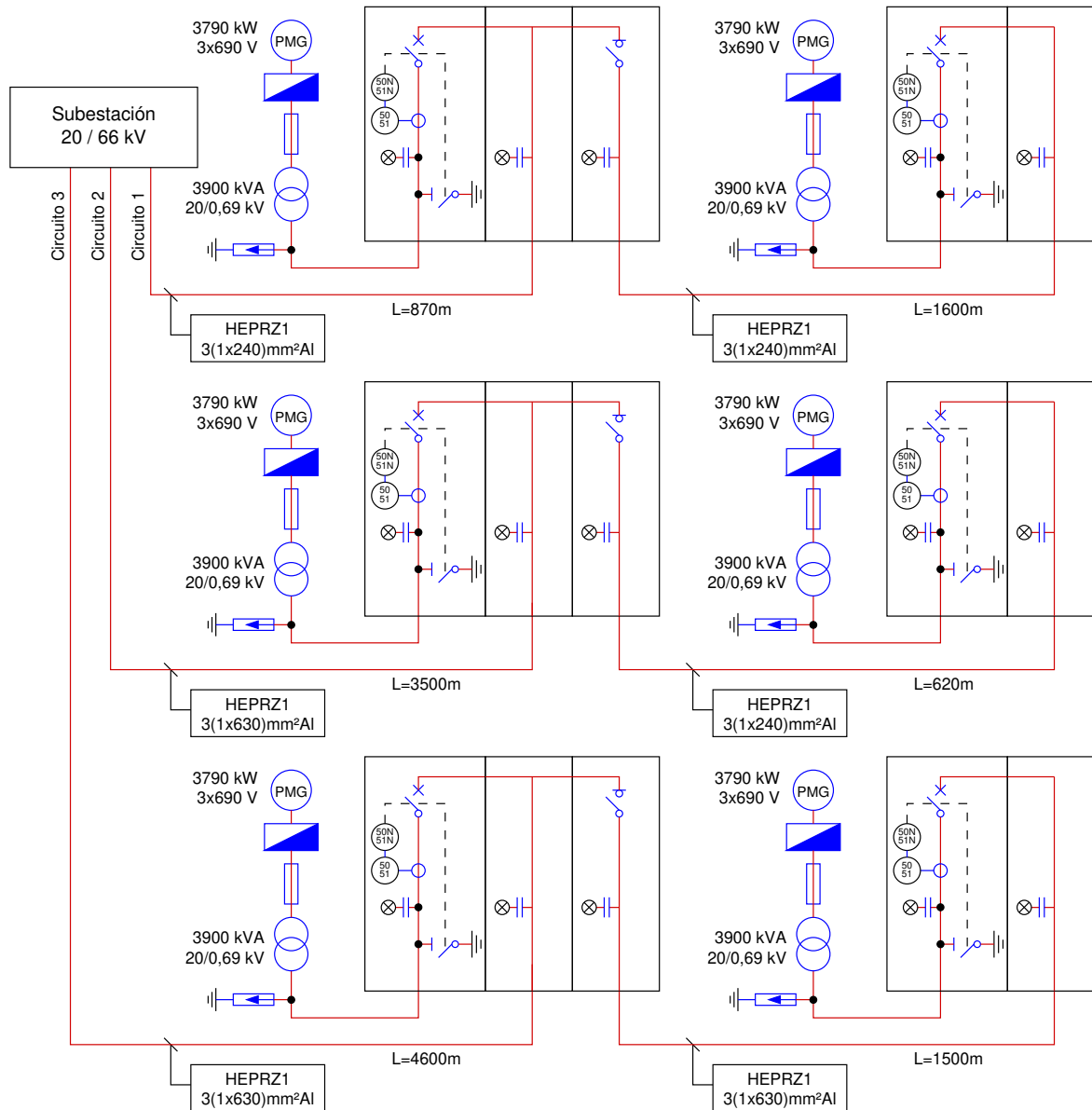


Figura 2: Esquema unifilar de la red colectora de parque eólico.

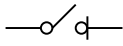
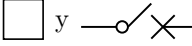
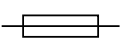
Símbolo	Componente
	Seccionador
	Interruptor
	Interruptor automático
	Tierra
	Transformador de intensidad
	Transformador de tensión
	Autodescargador
	Fusible
	Rectificador/inversor
	Lámpara

Tabla 2: Símbolos eléctricos utilizados.

aerogeneradores de 3790 kW distribuidos en 3 circuitos. Los generadores eléctricos son de tipo síncrono de imanes permanentes (PMG) y se conectan cada uno a un rectificador/inversor con salida trifásica a 690 V de tensión de línea y 50 Hz.

Si seguimos el camino de la energía desde un aerogenerador, encontramos un fusible que actúa como protección de sobreintensidad y un transformador que eleva la tensión a 20 kV para la red colectora del parque. Un pararrayos conectado junto al transformador protege el conjunto transformador/inversor/generador.

Junto a cada aerogenerador se encuentran varias celdas que albergan funciones de protección y conexión. La primera celda contiene un interruptor automático enclavado con un seccionador de puesta a tierra y asociado a protecciones de intensidad instantánea y temporizada (50/51) y de defecto a tierra (50N/51N). Los números que indican las protecciones corresponden a la norma ANSI [3]. Las protecciones reciben las medidas de un transformador de intensidad conectado en serie con el circuito.

A continuación hay una celda de conexión hacia la cabecera del circuito y, en caso de que exista otro aerogenerador aguas arriba, una segunda celda con un interruptor. Un indicador luminoso en cada celda muestra la presencia de tensión.

Los conductores de la red colectora se eligen de manera que sean capaces de transportar la potencia máxima de los aerogeneradores sin sobrecalentarse y de provocar una caída de tensión suficientemente pequeña. En este caso cada línea tiene 3 cables unipolares aislados HEPRZ1, es decir con aislamiento de etileno propileno de alto módulo y campo eléctrico radial (HEPR) y cubierta exterior de poliolefina (Z1). Los conductores son de aluminio (Al) y su sección, 240 ó 630 mm², depende de la potencia a transportar y de la longitud de la línea.

3. Subestación eléctrica

La figura 3 es el esquema unifilar de la subestación del parque. La subestación contiene dos barras, una de 20 kV y otra de 66 kV, marcadas como dos líneas gruesas de color rojo. Las barras de una subestación son simplemente conductores de baja impedancia donde se conectan distintos equipos, y a menudo están formadas por tubos rígidos de aluminio. La parte de 20 kV está configurada en celdas aisladas y alojada en un edificio, aunque en este caso las celdas no están dibujadas en el esquema para mayor claridad. El transformador y la parte de alta tensión están a la intemperie, sin cubierta aislante en los conductores.

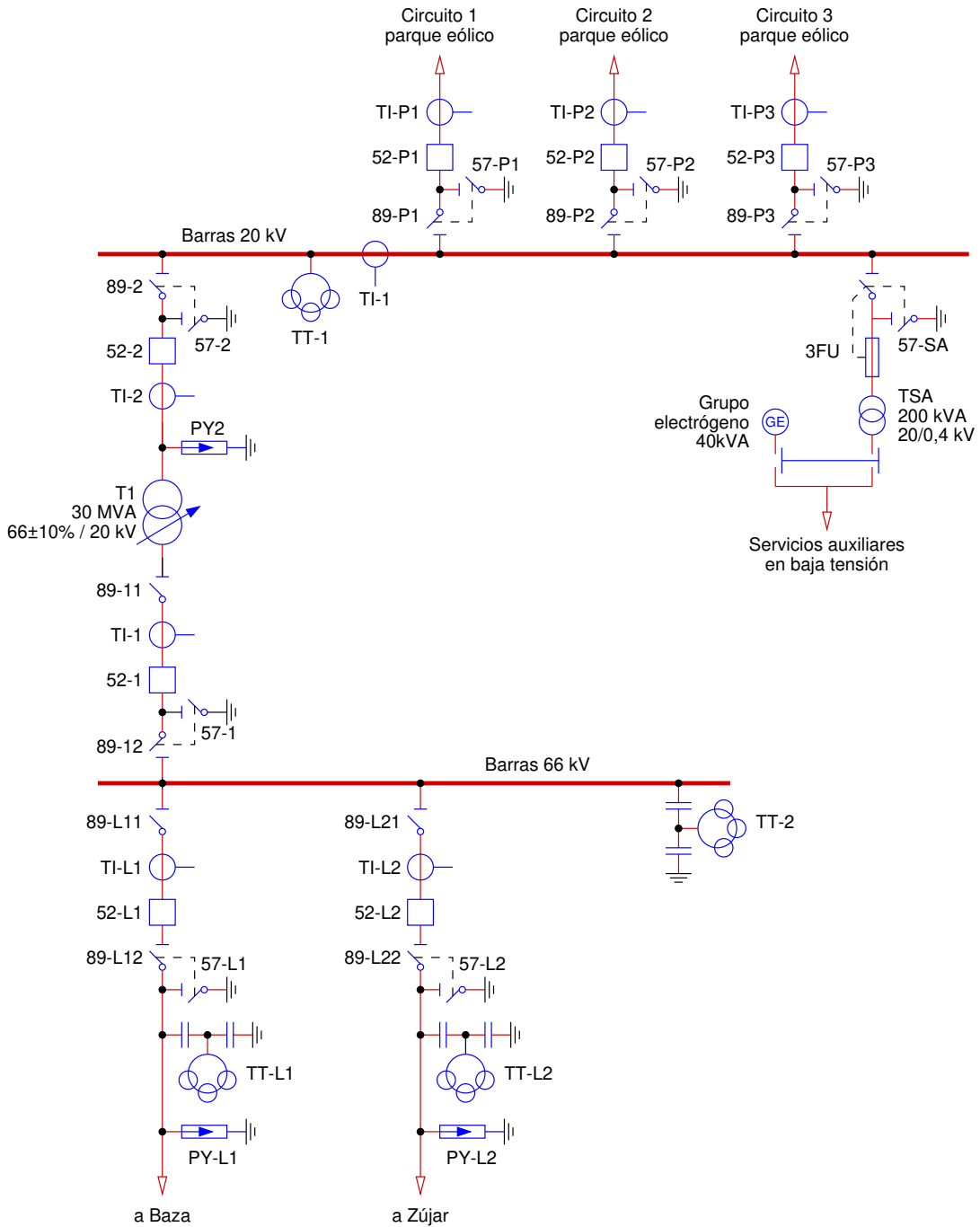


Figura 3: Esquema unifilar de la subestación de un parque eólico.

Entre las barras se encuentra el transformador de potencia 66/20 kV, que es el elemento central de la subestación. La potencia nominal del transformador, 30 MVA, es suficiente para evacuar la potencia de todos los aerogeneradores funcionando a plena carga. La denominación de varios elementos de la subestación sigue, como es habitual en este tipo de diagramas, la norma ANSI, que establece los códigos 52 para interruptores automáticos, 89 para seccionadores y 57 para conexiones a tierra.

Considerando las barras de 20 kV, vemos las conexiones de los 3 circuitos internos del parque representados en la figura 2. Cada una de la conexiones contiene un transformador de medida de corriente, un interruptor automático, un seccionador y una conexión de puesta a tierra. El conjunto de apartamento asociado a una línea o a un transformador se conoce habitualmente como *posición*. Las líneas discontinuas representan enclavamientos, por ejemplo no es posible cerrar el seccionador de conexión a tierra 57-P1 si antes no se ha abierto el seccionador 89-P1.

Conectados directamente a las mismas barras vemos un transformador de medida de tensión y otro de intensidad. Si quisiéramos, por ejemplo, medir la potencia evacuada por el circuito 1 del parque, podríamos usar la tensión medida en TT-1 y la corriente medida en TI-P1. Para medir la potencia de los 3 circuitos usaríamos usar la tensión medida en TT-1 y la corriente medida en TI-1.

En las barras de 20 kV vemos también un transformador 20 kV/400 V para los servicios propios de la subestación. En caso de perder la alimentación se conectaría el grupo electrógeno, que permitiría seguir operando el parque. Esta precaución es necesaria para que las subestaciones puedan llevar a cabo la reposición de servicio después de un apagón general.

Las posiciones permiten operar los distintos elementos y trabajar en condiciones de seguridad. Por ejemplo, para acceder al interruptor 52-1 en condiciones seguras sería necesario abrir los seccionadores 89-12 y 89-11 y cerrar la conexión a tierra 57-1. Por el lado de 20 kV, el transformador principal está protegido por un pararrayos conectado directamente a la salida del mismo. En este caso, por el lado de 66 kV está protegido por los pararrayos PY-L1 y PY-L2 en la entrada de las líneas, aunque también es frecuente en subestaciones encontrar un descargador en cada lado del transformador principal.

Finalmente, desde las barras de 66 kV parten dos líneas aéreas hacia subestaciones vecinas, en este caso las subestaciones Baza y Zújar. Como puede observarse, el primer elemento de la subestación en su acceso desde el exterior es un parrarrayos. El transformador de medida de tensión en cada línea está conectado antes del primer aparato de corte para poder medir la tensión en la línea incluso aunque ésta se encuentre abierta.

A. Atribuciones de las imágenes

1. Figure 1 (c): Por KaiBorgeest - Own work, CC BY-SA 4.0, https://commons.wikimedia.org/wiki/File:HV_CurrentConverters.jpg.

El resto de figuras son de elaboración propia.

Referencias

- [1] Ministerio de Industria Energía y Turismo, “Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23,” 2014.
- [2] “UNE-EN 60617 Símbolos gráficos para esquemas,” 1997.
- [3] “C37.2-2022 - IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations — IEEE Standard — IEEE Xplore.”