

Comentarios al futuro REBT: ITC BT-53. Instalaciones de sistemas en corriente continua. Novedades que afectan a los cables.

• Date 13 SEPTIEMBRE, 2022



El pasado 31 de agosto ha pasado a audiencia pública una parte, aproximadamente un tercio, de lo que será el futuro Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. Abrimos con este artículo una serie de comentarios sobre las novedades del futuro REBT que afectan a los cables siempre subrayando que actualmente se trata de un texto provisional susceptible de ser cambiado.



Instalación fotovoltaica (foto cortesía de Cebrelux).

El texto propuesto por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo comienza con la nueva y esperada ITC BT-53. Esta está extraída en gran medida de la norma UNE-HD 60364-7-712 (Sistemas de alimentación solar fotovoltaica).

El campo de aplicación de esta ITC BT está dirigido a la parte de continua hasta inversor (o convertidor continua/continua) en instalaciones de generación o sistemas análogos de almacenamiento en corriente continua para su lado de corriente continua (desde el sistema de almacenamiento hasta el inversor o convertidor).

Entresacamos y comentamos lo más relevante relacionado con los cables eléctricos:

3. Protección para garantizar la seguridad contra los choques eléctricos

Para la protección contra contactos indirectos de las instalaciones en corriente continua solo estarán permitidas las medidas siguientes:

.- Protección por aislamiento doble o reforzado (apartado 4.2 de la ITC BT-24);

.- Protección por utilización de muy baja tensión de seguridad (MBTS).

Como observamos, salvo que se emplee muy baja tensión de seguridad el sistema tiene que presentar doble aislamiento. El cable Prysun es adecuado para sistemas de aislamiento doble según se refleja en la tabla A.2. de su norma de diseño (UNE-EN 50618). Este requisito no lo cumplen otros cables convencionales como RV-K, RZ1-K (AS), RV, VV-K, etc. Es un detalle importante que invalida el uso de cables habituales de otras aplicaciones.

5.2. Protección para garantizar la seguridad contra las sobreintensidades

Se detallan las particularidades para proteger los sistemas de corriente continua fotovoltaicos. Muy necesario desde hace tiempo si bien existía la norma fuente (UNE-HD 60364-7-712) de esta ITC BT-53 en la que se detallaba lo que ahora se incluirá en el REBT.

En el punto 5.2.1. se refleja que a la hora de calcular la sección del conductor de continua por el criterio de la intensidad admisible se debe tomar como referencia el valor de la intensidad de cortocircuito máximo de la cadena fotovoltaica (string). Esto era algo ya sabido, pero por si quedaba alguna duda figura en el texto propuesto. Es normal pues el valor de cortocircuito es sólo ligeramente superior al valor nominal del punto de máxima potencia. Escogiendo el valor de cortocircuito se protege el cable contra cortocircuitos y calentamiento a la vez.

Más adelante (pto. 7.3.) vemos que se ha de tomar el valor $U_{oc\ max}$ como valor de tensión nominal para cálculos.

Y en relación al coeficiente a aplicar a la intensidad y caída de tensión máxima admisible no se contempla nada en esta ITC BT-53. Sigue figurando en la ITC BT-40 en cuyo borrador se ha dejado el texto como sigue en el punto 5:

Los cables que enlazan la instalación interior de generación con el punto de interconexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad de la instalación generadora y para que la caída de tensión no sea superior al 1,5%, con la intensidad nominal de la instalación generadora.

Sigue figurando el 125 % a aplicar. Por tanto, habría que multiplicar la intensidad máxima de cortocircuito ($I_{sc\ máx}$) por 1,25 para calcular la sección por intensidad admisible.

La máxima caída de tensión sigue figurando 1,5 % con la intensidad nominal sin detallar desde que punto ha de contabilizarse. En el punto 2 del borrador de la misma ITC BT-40 se define ya el punto de interconexión como el punto de conexión del generador a la instalación eléctrica y que puede ser una red de distribución, una instalación de enlace o una instalación interior y que por consiguiente puede coincidir, o no, con el punto de conexión de la instalación a la red de distribución. Queda ahora más claro que el tramo considerado para tener en cuenta ese 1,5 % de caída de tensión máxima prescrita va desde el origen de la cadena fotovoltaica hasta el punto de conexión en alterna a cualquiera de los puntos de interconexión citados anteriormente. En resumen, el 1,5 % incluye lado de continua y lado de alterna.

No figura en el proyecto de ITC BT-53 por ser relativo a la salida del inversor, y por tanto del lado de alterna, pero en el apartado 712.433.104 de UNE-HD 60364-7-712 da una indicación muy útil cuando hay que calcular protecciones del cable de alterna de salida del inversor. Algunos inversores en su hoja de características recogen la intensidad máxima de fallo. Con ese valor se puede calcular tanto la protección como la sección de la línea ya que en ningún caso va a ser superado. Igualmente se trata de un valor ligeramente superior al nominal. Pero hay casos en que este dato no figura en la hoja de características del inversor y para estos casos la citada norma indica multiplicar por 1,1 el valor de la intensidad nominal de inversor.

7.4. Cables eléctricos

Los cables en el lado de la corriente continua deben seleccionarse e implementarse de manera que se minimice el riesgo de defectos a tierra y cortocircuitos. Esto debe conseguirse utilizando:

- .- Cables unipolares con cubierta no metálica; o**
- .-Conductores aislados (unipolares) instalados individualmente en tubos o canales aislantes.**

Sorprende no hacer mención expresa al agrupamiento de positivos de cadenas fotovoltaicas por un lado y negativos por otro como sí que se recoge en los pliegos de condiciones del IDAE. Es una medida que claramente minimiza el riesgo de cortocircuitos (un defecto de aislamiento entre conductores del mismo potencial es evidente que elimina el efecto del choque eléctrico).



El agrupamiento de polos es una medida de seguridad que rebaja notablemente el efecto de un eventual cortocircuito entre 2 conductores. (Foto cortesía de SPV Sistemas).

Los cables unipolares con cubierta no metálica no deben instalarse directamente en la superficie del techo.

Queda claro que los cables no deben dejarse posados sobre techos o fijados directamente a ellos.

Cuando discurran por el exterior, los cables a utilizar serán de los tipos normalizados para ser utilizados en el lado de corriente continua (c.c.) de los sistemas fotovoltaicos. Los cables que sean de acuerdo con la norma UNE-EN 50618 se consideran conformes con los requisitos de esta ITC BT-53.

Se regula el uso de cables específicos para fotovoltaica en el lado de corriente continua señalando a la norma de referencia UNE-EN 50618, norma de diseño de los cables Prysun de Prysmian. Asimismo, es importante añadir que en el punto 4 de esta misma ITC-BT 53 se recoge que **los cables (todos) serán de la clase de reacción al fuego mínima E_{ca}.**



Prysun, cable para el lado de corriente continua en instalaciones fotovoltaicas diseñado según UNE-EN 50618.

Para determinar la intensidad máxima admisible en régimen permanente Iz, se seguirá lo establecido en la ITC BT-19. Para los cables sometidos al calentamiento directo de la parte inferior de los módulos fotovoltaicos, se considerará una temperatura ambiente, como mínimo, igual a 70 °C.

Muy importante esta puntualización. Considerar una temperatura de 70 °C cuando el cable está sometido a calentamiento de la parte inferior de los módulos. No olvidemos que estamos ante instalaciones que superan valores habituales de temperatura ambiente, tanto para cables influidos por el calentamiento de módulos como para el resto de cables afectados por los efectos de la exposición solar directa o indirectamente. Así no debe parecer ya descabellado hacer cálculos para canalizaciones directamente expuestas a 50 °C o más y añadir otro coeficiente de corrección por acción solar directa nunca inferior a 0,9 (en Francia por ejemplo la NF C 15-100 fija 0,85).

7.5. Canalizaciones

Las canalizaciones deben estar dispuestas de manera que no se ejerza ningún esfuerzo sobre las conexiones de los cables, a menos que estén previstas especialmente a este efecto. Su instalación será conforme a lo indicado en ITC BT-20 e ITC BT-21.

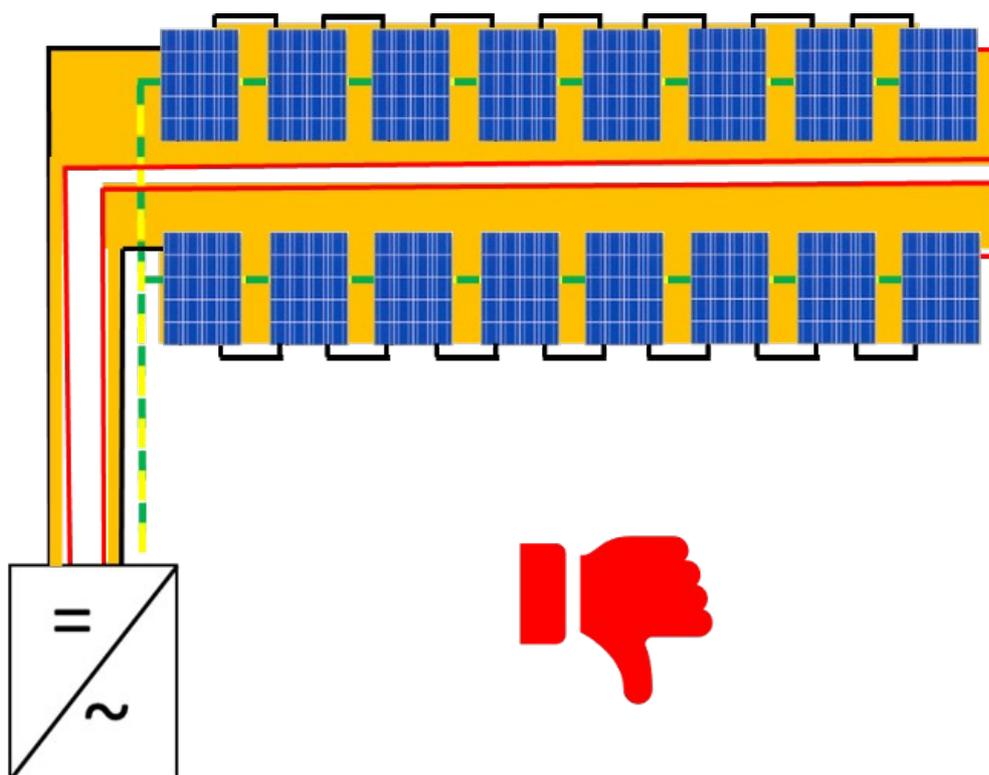
Un detalle muy importante y que eliminará las dudas que hace tiempo se planteaban con las instalaciones a la intemperie, dado que la ITC-BT 30 pto. 2 exigen que sean canalizaciones estancas ofreciendo para ellos ejemplos de canalización bajo tubos o canales. Es verdad que posteriormente algo abrió la mano al uso de bandejas la GUIA-BT 30 (no vinculante) pero el hecho de que figure expresamente en el texto del REBT utilizar sistemas de instalación en general (salvo el expresamente prohibido de fijación directa al techo, o pared) deja ya aclarado y libre de dudas el uso de bandejas. Algo muy necesario. Si que se debe añadir, aunque se debe suponer, que el sistema de conducción de cables (tubo, bandeja, canal protectora, etc.) deberá ser adecuado para su instalación en intemperie.



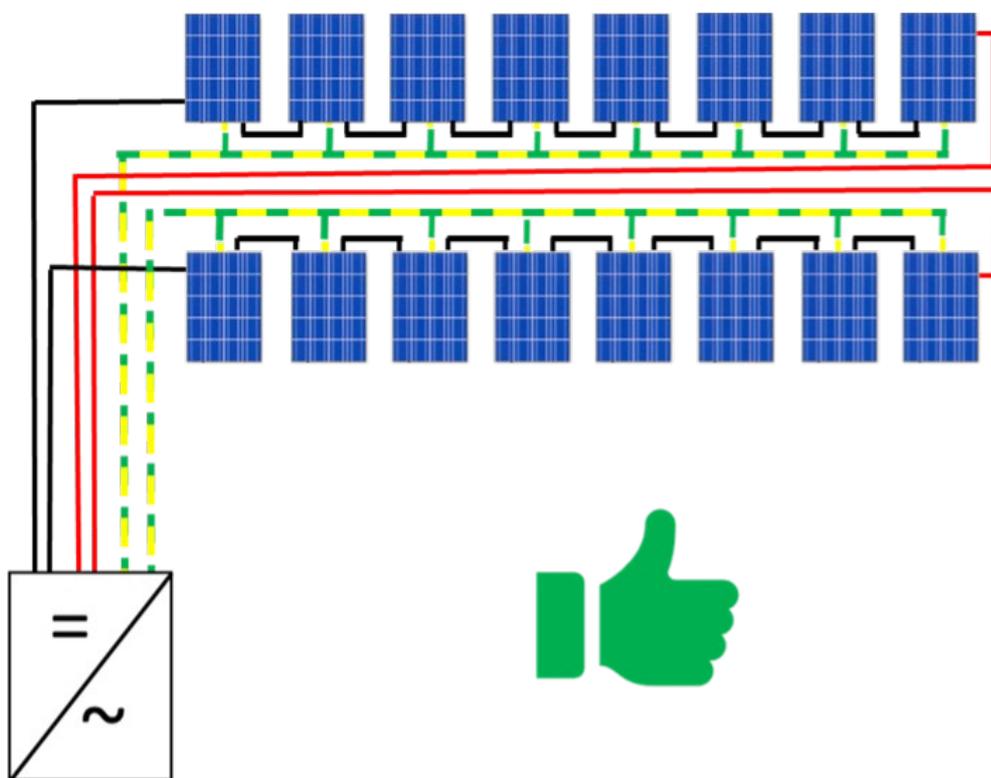
Bandeja rejilla con cable Prysun a la intemperie. (Foto cortesía de SPV Sistemas).

Para minimizar las tensiones inducidas debidas a los rayos, la superficie de todos los bucles debe ser lo más pequeña posible, en particular para el cableado de las cadenas fotovoltaicas. Para este fin, los cables de corriente continua y el conductor equipotencial deberían ir unos al lado del otro.

Acertado texto también, la reducción de los bucles de cadenas fotovoltaicas aminora el área en la que un eventual rayo pueda inducir tensión reduciendo los efectos perjudiciales de los mismos.



Incorrecta colocación de los conductores de las cadenas fotovoltaicas (strings). Las áreas de los bucles (en naranja) pueden ser reducidas considerablemente. Los conductores de protección no deben unir sólo los paneles entre sí para evitar desconexión a tierra en caso de desconexión de un módulo. La ITC-BT 18 del REBT 2002 en el penúltimo párrafo del punto 3.4. dice: Ningún aparato deberá ser intercalado en el conductor de protección; y en el último párrafo leemos: Las masas de los equipos a unir con los conductores de protección no deben ser conectadas en serie en un circuito de protección.



Áreas de bucles reducidas y masas metálicas de los módulos unidas independientemente al conductor de protección.

Las particularidades de los tendidos de conductor es verdad que presentan numerosos puntos a tener en cuenta que no se han recogido en la ITC BT 53 como la importancia de no independizar las uniones al conductor de protección de los diferentes módulos (en lugar de hacerlo en serie). Detalles como este y otros en relación al tendido y recorrido de los cables fotovoltaicos del lado de corriente continua se recogen en nuestro artículo [“Recomendaciones de tendido de cables fotovoltaicos”](#).

7.6. Conexiones eléctricas en el lado de corriente continua

En instalaciones fotovoltaicas los conectores utilizados serán normalizados para aplicaciones de corriente continua en sistemas fotovoltaicos.

Los conectores situados en un lugar accesible a las personas no cualificadas o no instruidas deben ser de un tipo que solamente pueda desconectarse por medio de una llave o de una herramienta o estar instalados dentro de una envolvente que solamente pueda abrirse por medio de una llave o herramienta.

Prysmian dispone de los conectores Tecplug, diseñados según EN 50521 (ver pto. 712.526.101 de UNE-HD 60364-7-712) para las condiciones de las instalaciones fotovoltaicas, siguiendo sus instrucciones de montaje y con las herramientas adecuadas, conseguiremos un conexionado idóneo y cómodo entre módulos y equipos (inversor, regulador de carga, caja de conexiones, etc.).



Conectores Tecplug de Prysmian compatibles con el formato MC4 y aptos para secciones de 4 o 6 mm²

De fácil instalación, también permiten la desconexión rápida (se requiere asegurar la total ausencia de tensión) para labores de mantenimiento, medidas, sustitución parcial de componentes...

La gama Tecplug es compatible con el formato MC4 que habitualmente presentan los latiguillos de los módulos fotovoltaicos.

Indefinición precisa de la potencia máxima en instalaciones fotovoltaicas

Aunque no afecta directamente a los cables sí que es un tema de importancia y queremos destacarlo. El REBT vigente define en el punto 109 de la ITC-BT-01 el término “Potencia prevista o instalada”, como la “potencia máxima capaz de suministrar a una instalación...”, no es suficiente, ya que hay criterios dispares entre las distintas comunidades autónomas:

- Unas toman como potencia instalada la potencia máxima admisible, considerada como la correspondiente a la I_n (o I_{reg}) del IGA o protección general (en el caso de los edificios de viviendas no existe IGA sino una o varias CGP/BTV, con lo que serían fusibles, que a menudo no es un elemento adecuado para proteger contra sobrecargas, sólo proteger efectivamente contra cortocircuitos. Personalmente me parece el criterio más correcto (y operativamente el único eficaz).
- Y otras el concepto clásico de potencia instalada, el de la suma aritmética de las potencias nominales de las cargas de la instalación.

Lo anterior suponiendo que estamos ante instalaciones receptoras/consumidoras. Pero en el caso de las instalaciones generadoras tenemos el problema. A veces se toma la potencia nominal del inversor o inversores, otras la del interruptor magnetotérmico del lado de alterna, otras la potencia de pico de las placas, etc.

Y en ambos casos (receptoras y generadoras), no es un problema teórico, es un problema que afecta de lleno a la legalización (necesidad de proyecto o MTD, según ITC-BT-04). Y si nos metemos con el tema de las modificaciones y/o ampliaciones todavía se complica más, y con las inspecciones reglamentarias (punto 4 de ITC-BT-05) de las instalaciones de baja tensión.

Sería muy necesario, por tanto, que se definiera el criterio concreto para determinar la potencia prevista o instalada para instalaciones generadoras de corriente continua. Ni en el proyecto de ITC BT-53 ni en la ITC BT-40 (instalaciones generadoras de baja tensión) se trata de forma clara este importante asunto.

Consideraciones prácticas para la instalación de tierra:

- La sección del conductor de protección y las características propias del sistema de puesta a tierra deben ir acorde a los reglamentos locales, en su defecto, de la normativa internacional.

- Los conductores de tierra deben colocarse al punto de puesta a tierra de la instalación, el cual estará conectado al electrodo de puesta a tierra.
- El conductor de tierra debe también estar conectado en algún punto a la estructura de soporte de los módulos.
- Se recomienda que el conductor de tierra no se atornille directamente al marco, sino hacerlo por medio de terminales auxiliares para que al quitar un módulo (por motivos x) no se interrumpa la continuidad eléctrica de la conexión a tierra del resto de placas.

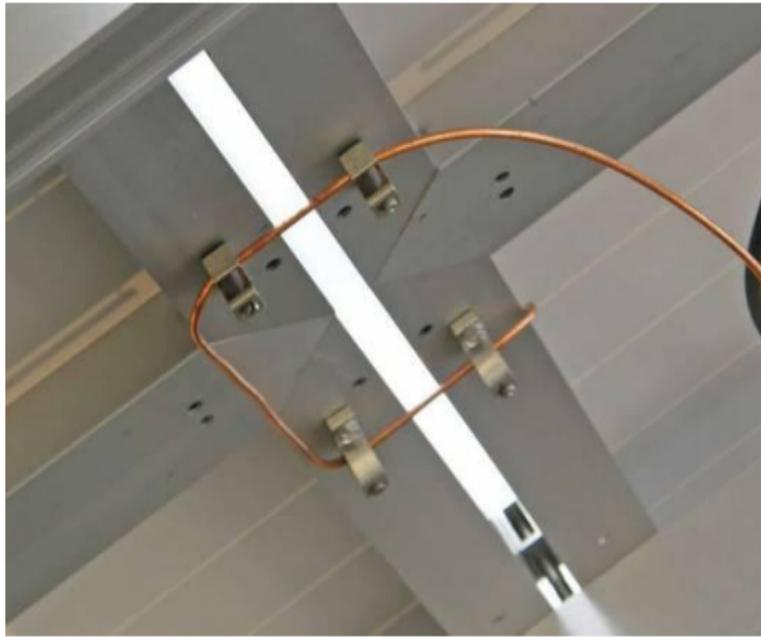


Figura 7

Es muy importante la buena conexión de la puesta a tierra ya que casi no nos daríamos cuenta en un posible caso de que un conductor activo haga contacto con el marco del módulo. Por esta y algunas razones adicionales, algunas normativas recomiendan ciertas prácticas que lo veremos más adelante

Características de los inversores de autoconsumo

Seguidores del punto de máxima potencia (MPPT): Los inversores de autoconsumo incorporan uno o varios seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) donde se pueden configurar matrices de paneles solares capaces de trabajar a tensiones elevadas del orden de los 200V a 400V reduciendo el paso de corriente continua y pudiendo utilizar secciones de cables reducidas con pocas pérdidas y abaratando los costes de la instalación. Los seguidores del punto de máxima potencia son capaces de variar a voluntad la tensión de funcionamiento del campo solar fotovoltaico para obtener la máxima potencia de salida de cada panel solar dependiendo de las condiciones de radiación y temperatura.

Bucle de enganche de fase: Los inversores de autoconsumo transforman y sincronizan la frecuencia y tensión de la corriente procedente de los paneles solares para acondicionarla a la corriente de la red y así poder consumirla directamente en la vivienda. La tensión de salida del inversor de autoconsumo es ligeramente

superior a la tensión de red forzando a autoconsumir la energía solar en la vivienda antes que la energía de red. En los casos donde la producción solar sea inferior al consumo de la vivienda, la diferencia será suministrada por la red para cubrir la demanda. De esta forma autoconsumimos el 100% de la energía solar reduciendo la factura de la luz.

Funcionamiento en isla: Los inversores de autoconsumo están limitados para funcionar en modo isla, es decir, que si la red eléctrica no está presente por motivos de mantenimiento o reparación, el inversor se desconectará y no inyectará corriente en la red que pudiera poner en peligro la vida de los operarios de mantenimiento de la red. Por lo tanto, estos inversores no son capaces de funcionar sin una corriente alterna presente, bien sea de la red eléctrica o de un inversor de baterías como sucede con las instalaciones AC-Coupling donde un inversor de baterías genera la onda senoidal y el inversor de autoconsumo o de conexión a red inyecta la corriente sincronizada con la onda presente.