



UNEFA
Unión Española Fotovoltaica

GT REE (ED) Consulta UNEFA

12 de noviembre 2020



Comentarios a las especificaciones de detalle: Estudios de estabilidad e impedancias de conexión de los módulos de parque eléctrico

La especificación de las simulaciones de estabilidad en los estudios de detalle plantea la ocurrencia de faltas francas de 250 ms por considerar el despeje de las mismas por las protecciones de fallo de interruptor.

Sin embargo, la orden TED/749/2020 por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red de generadores requiere tanto a los módulos de generación síncronos como a los módulos de parque eléctrico de tipo B, C o D conectados a redes de tensión superior a 110 kV que soporten faltas francas de 150 ms en el punto de conexión.

Aun así, con una representación fidedigna de los transformadores de los inversores o aerogeneradores y de los transformadores de las plantas o parques, no debería producirse la desconexión de los módulos de parque eléctrico ante una falta franca de 250 ms en el punto de conexión a la red gracias a la corriente reactiva suministrada por los citados módulos.

Comentarios a las especificaciones de detalle: Estudios de estabilidad e impedancias de conexión de los módulos de parque eléctrico

La Figura 1 muestra un circuito equivalente que representa el comportamiento de un módulo de parque eléctrico en caso de falta franca en el punto de conexión. Debe notarse que si bien el requisito de robustez requiere que los módulos de parque eléctrico soporten huecos en el punto de conexión, los inversores y aerogeneradores son ensayados en sus terminales.

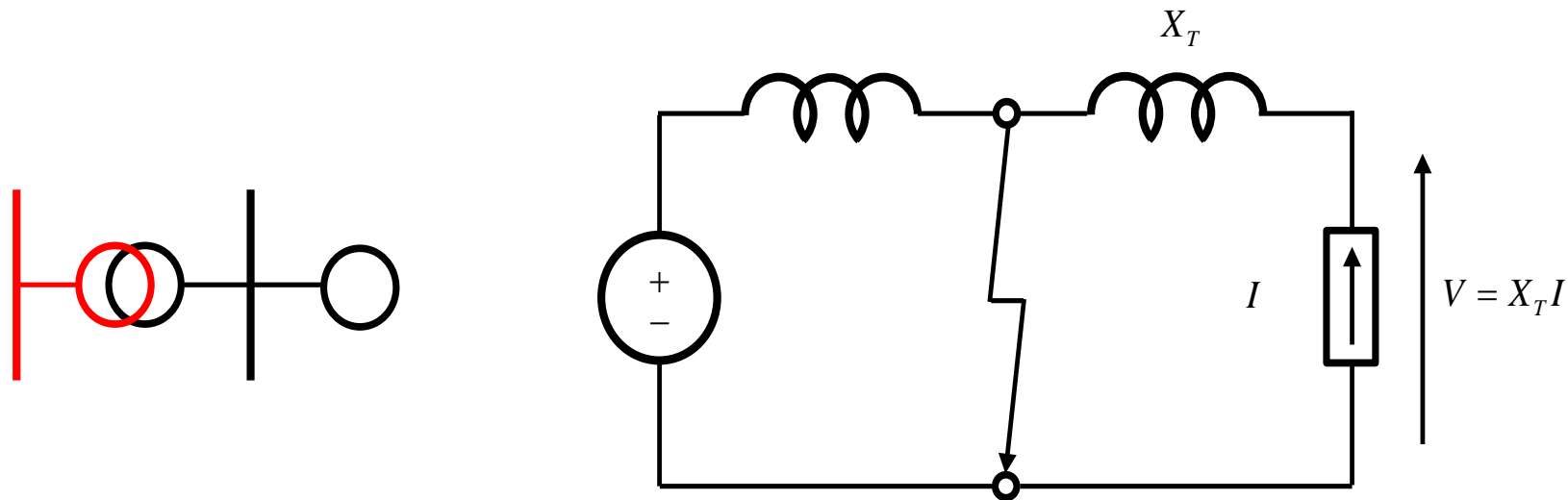


Figura 1: Comportamiento de un módulo de parque eléctrico en caso de falta franca en el punto de conexión a la red.

Comentarios a las especificaciones de detalle: Estudios de estabilidad e impedancias de conexión de los módulos de parque eléctrico

A modo de ejemplo, la Figura 2 muestra como un módulo de parque eléctrico conectado a la red de transporte no se desconectaría en caso de una falta de 250 ms en el punto de conexión gracias la inyección de corriente reactiva por parte de los inversores y aerogeneradores durante la misma.

En efecto, la corriente reactiva suministrada por los inversores y los aerogeneradores eleva las tensiones en bornes de los mismo y logra que éstos no se desconecten.

La elevación de tensión durante la falta es exactamente igual de la reactancia equivalente (en %) de los transformadores de conexión de los inversores y aerogeneradores (6%) y de las plantas y parques (12%) a la red que resulta igual a $6\%+12\%=18\%$.

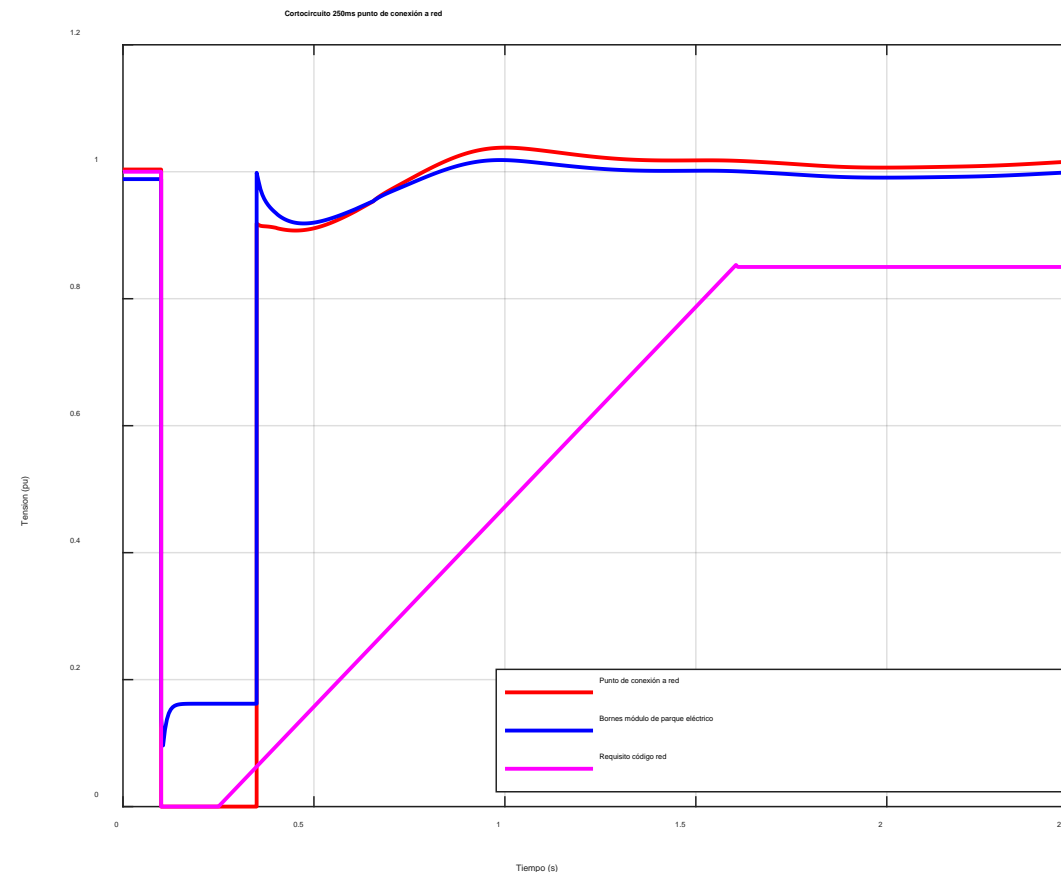


Figura 2: Requisito de robustez y tensiones en bornes de inversores/aerogeneradores en caso de falta franca de 250 ms en el punto de conexión a la red.

Comentarios a las especificaciones de detalle: Estudios de estabilidad e impedancias de conexión de los módulos de parque eléctrico

La Figura 3 pone dos ejemplos de las impedancias de conexión de inversores y aerogeneradores a la red de transporte: conexión a la red de transporte a 400 kV y conexión a la red de transporte a 220 kV.

El caso elegido para ilustrar el comportamiento de los módulos de parque eléctrico es el caso de menor impedancia.

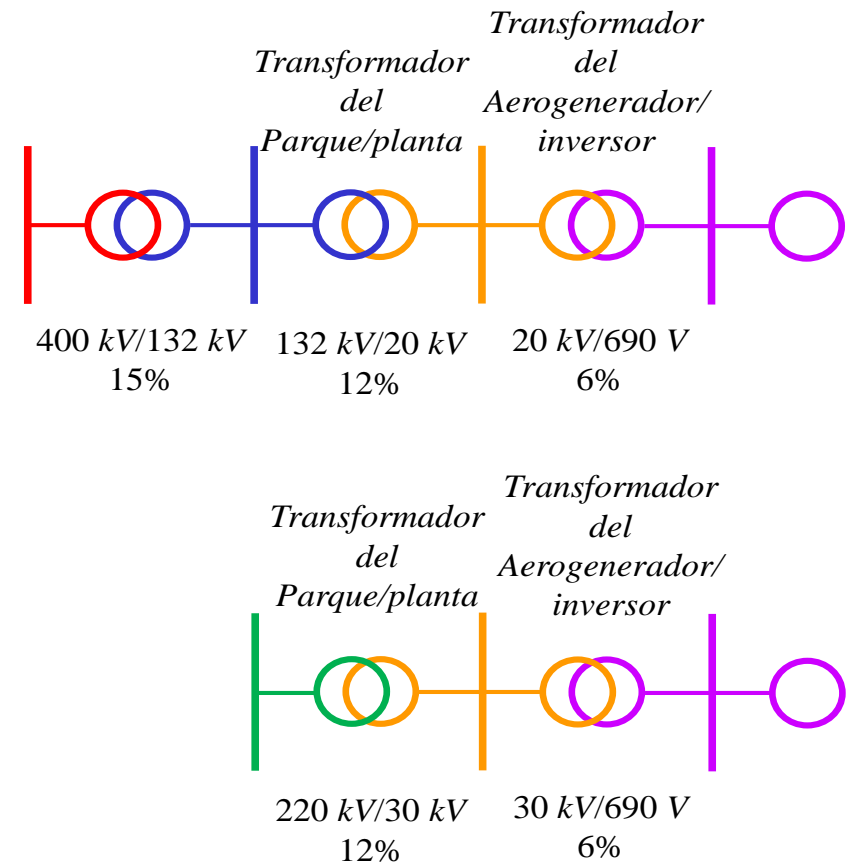


Figura 3: Impedancias típicas de conexión de inversores y aerogeneradores a la red de transporte.

Comentarios a las especificaciones de detalle: Estudios de estabilidad e impedancias de conexión de los módulos de parque eléctrico

Conclusión y solicitud final:

Indicar que este criterio es uno de los más restrictivos en muchos nudos no parece corresponderse con una adecuada modelización de las reactancias equivalentes.

Ello, porque bien modelizadas, hace que ningún módulo de parque eléctrico, salvo los no adaptados a huecos y que estén suficientemente próximos al punto donde se produce la perturbación, se desconectan.

Se solicita una explicación de mayor detalle sobre cómo se hace la modelización, de las reactancias equivalentes y la simulación de desconexión en estas faltas

Segunda consulta por asociado UNEFA

Con respecto al comportamiento estático, a uno de los asociados le surgió una inquietud en relación al estudio con las situaciones de N-X ramas disponibles. El motivo de la pregunta es que hasta la fecha REE ha empleado como criterio de planificación de la red las contingencias de un elemento de la red, es decir usando el escenario N-1.

El asociado lo entiende como un cambio de criterio, utilizando un criterio mayor que el de la propia planificación de la red y pregunta por el motivo.

Por otro lado, también pregunta si se trata de un cambio de criterio que se va a llevar también a la planificación de su red.



UNEFA

Unión Española Fotovoltaica

UNEFA – Unión Española Fotovoltaica

C/Velázquez 18, 7º izq. – 28001, Madrid

+34 917 8175 12

www.unefa.es

info@unefa.es