

RED
ELÉCTRICA
DE ESPAÑA

Grupo Red Eléctrica

GT Especificación de Detalle para la determinación de la capacidad de acceso a la red

Noviembre 2020

Índice

- Presentación y bienvenida
- Aprobación del acta de la reunión 15/10/20
- ED_RdT. Comentarios y aclaraciones finales
- ED_RdD. Presentación y debate
- Próximos pasos

Aprobación del acta de la reunión del 15 octubre 2020

Comentarios UNEF a la propuesta de ED_RdT

Respuesta a los comentarios UNEF a la propuesta de ED_RdT

Comentarios criterio estático

Comentario

Criterios

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.

Respuesta

Los criterios utilizados para el cálculo de capacidad por comportamiento estático son los mismos que los utilizados en la planificación de la red de transporte.

En la planificación se utilizan los criterios recogidos en el P.0.13.1 "Criterios de desarrollo de la red de transporte".

En el apartado 3.1.1 se definen las situaciones de contingencia que debe soportar el sistema en régimen permanente:

- Nivel 1 (N-1): Toda incidencia individual de líneas y transformadores de la RdT (niveles 220 y 400 kV)
- Nivel 2 (N-X): Fallos de dobles circuitos a partir de 30 km de apoyos compartidos.

Estos niveles coinciden con los establecidos en el P.0.1.1 como contingencias a considerar en los análisis de seguridad.

Comentarios criterio dinámico

Comentario

Criterios

Con respecto al comportamiento dinámico. Para calcularlo, se coloca generación en un nudo y se simulan distintas incidencias. La más restrictiva es una falta franca de 250 ms. Pero el código de red no pide a los parques soportar faltas de 250ms, sino de 150 ms. No está clara la forma en la que se están modelando los parques por parte de REE. ¿Se podría explicar en detalle?

Respuesta

Una falta de 250 ms puede ser más restrictiva que una de 100 ms. Sin embargo, la capacidad de acceso de un nudo no tiene por qué venir impuesta por faltas de 250 ms, porque la desconexión de generación permitida para faltas de 250 ms es superior que para faltas de 100 ms. En el SEPE, para faltas de 250 ms se permite una desconexión de 3.000 MW, mientras que para faltas de 100 ms solo se permite una desconexión de 1.300 MW.

Dado que en los ensayos para comprobar la capacidad de los parques para soportar huecos de tensión se realizan cortocircuitos en bornas de generador, para determinar la desconexión de un parque por mínima tensión se compararán los perfiles de huecos de tensión de la Orden TED/749/2020 con la tensión en lado de baja del transformador de conexión a la red.

En las simulaciones se modela la inyección rápida de corriente ante falta, con lo que la tensión en el nudo de baja corresponderá al producto de esta corriente por la impedancia equivalente de conexión.

En las simulaciones, un parque se modela como un generador equivalente conectado a un nudo con una tensión igual a la de las barras de la subestación de generación (valor típico: 20 kV). Este nudo se conecta al nudo de alta (de la red de transporte o de la red de distribución) mediante un transformador con las siguientes impedancias equivalentes:

- Transformador a 400 kV o a 220 kV: $X = 20\%$ en base máquina
- Transformador a 132 kV o tensiones inferiores: $X = 15\%$ en base máquina

Aclaraciones criterio Scc

Influencia de la RdD subyacente

Conclusiones del análisis de la RdD subyacente

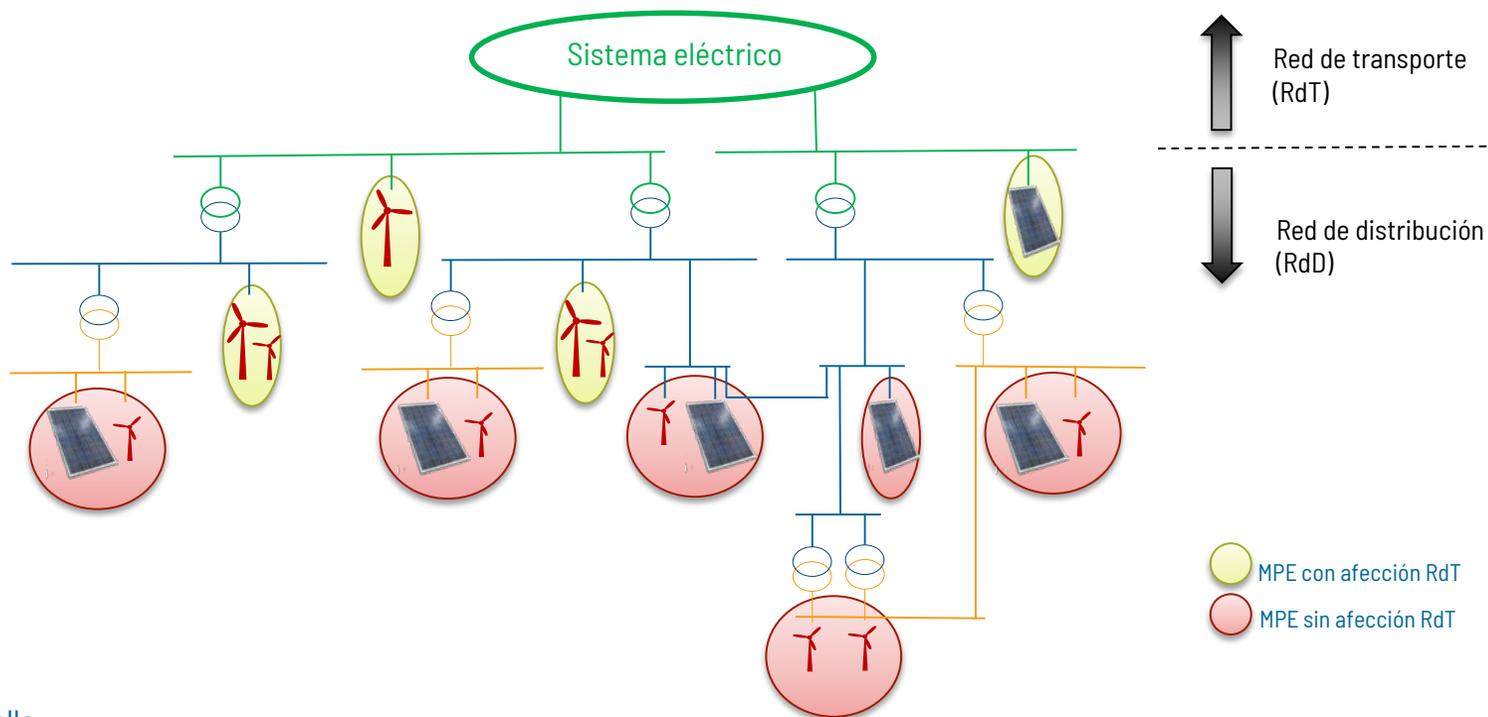
No todos los MPE de la RdD tienen afección a la RdT

A considerar para el cálculo de capacidades de acceso por Scc:

- MPE conectados en RdT en la ZIE
- MPE conectados en la primera subestación de la RdD directamente conectadas o planificadas conectar (es decir, con transformación directa) a alguna de SE de la RdT de la ZIE.

Propuesta a incluir en la Especificación de Detalle de la RdT

Un Módulo de Parque Eléctrico conectado en la red de distribución (RdD) tendrá afección a la red de transporte (RdT) a efectos de evaluación del criterio de Scc, si su punto de conexión a la RdD es en un nudo donde existe o está planificada una transformación directa a la RdT.



Propuesta de ED_RdD (AELEC, CIDE, ASEME)

Próximos pasos

Próximos pasos

➤ ED_RdT

- Envío ED_RdT (versión final). 13 o 16 noviembre

➤ ED_RdD

- Envío de comentarios hasta el 26 noviembre
- Envío ED_RdD (versión final)

< 6 Sep 20	Remisión de Comentarios Propuesta _{REE} de ED _T
10 Sep 20	Reunión SG_CG
17 Sep 20	Reunión SG_CGyGEN
8 Oct 20	Reunión SG_CG
15 Oct 20	Reunión SG_CGyGEN
5 Nov 20	Reunión SG_CG
➔ 12 Nov 20	Reunión SG_CGyGEN
3 Dic 20	Reunión SG_CGyGEN . Cierre GT
17 Dic 20	Reserva (10-12 h)

Gracias por su atención



www.ree.es



Grupo de Trabajo Especificaciones de Detalle



GT_EDCircular@ree.es