

2º REUNIÓN GRUPO DE TRABAJO “REVISIÓN CRITERIO 1/20 Scc” (GT_Scc)

Asistentes:

Nombre	Apellidos	Empresa/Asociación	Nombre	Apellidos	Empresa/Asociación
María	Sánchez	CIDE	Juan José	Pérez	Iberdrola
Juan Carlos	Pérez	Iberdrola Renov/AEE	Patricia	Comes	Abo Wind/APPA
Fernando	Vivas	Alfanar/AEE	Enrique	Ruiz	Endesa Dist./AELEC
Fabrice	Iemma	Enel Green Power/AEE	Oscar	Lafuente	Molinos del Ebro/APPA
Tomás	Romagosa	AEE	Fernando	Campos	Viesgo
Jose Antonio	Villacañas	Enel Green Power/UNEF	M. Teresa	Ibáñez	CNMC
Roberto	González	INGETEAM/UNEF	Consuelo	Gómez	CNMC
Paula	Santos	UNEF	Alicia	Sánchez	MITECO
Jesús	Herrera	Iberdrola Renov/UNEF	Rosalía	Rivas	REE
Daniel	Davi	Endesa Dist./AELEC	Antonio	Cordón	REE
Pablo	Simón	Endesa Dist /AELEC	Silvia	Sanz	REE
Joaquín	Cabetas	Iberdrola Dist./AELEC	Luis	Coronado	REE
Ignacio	Castrillón	Iberdrola Dist./AELEC	Lourdes	Soto	REE
Alberto	González	UFD/AELEC	Fausto	Jiménez	REE
Roberto	Crespo	UFD/AELEC			
Alberto	Llanos	ASEME			
Moisés	Canales	VIESGO/AELEC			
Aroa	Rodríguez	EDP/AELEC			
Gustavo	Quiñonez	Acciona			

Fecha y lugar: 6 de marzo de 2019. Sede de REE, Moraleja.

Anexos al Acta:

- (1) Presentación empleada en la reunión.
- (2) Entregable 1: documento elaborado por REE/Gestores de Red y presentación de AELEC
- (3) Entregable 2: documentos elaborados por UNEF y AEE

Se resumen a continuación los aspectos tratados:

1. Bienvenida, aprobación acta de la reunión del día 15 de enero de 2019 y publicación WEB.

REE da la bienvenida a los asistentes y se aprueba el acta de la primera reunión del grupo de trabajo.

REE comenta el espacio en la web de REE destinado a la información relativa al grupo de trabajo: <https://www.ree.es/es/actividades/acceso-conexion-y-puesta-en-servicio/ampliacion-de-subestaciones>, en la zona inferior de la página, donde se publicará la información relevante y las actas de las reuniones.

Se encuentra ya disponible en la web el documento correspondiente a los términos de referencia (TdR).



2. Entregable 1: REE + GRD

REE presenta un resumen del documento realizado como Entregable 1 (ver documento "*Entregable1_Criterios_técnicos_integración_MPE*" del anexo). Se realiza una revisión de los principales índices para determinar la fortaleza de la red para la conexión de Módulos de Parque Eléctrico (MPE) recogidos en la literatura técnica basados en potencia de cortocircuito (Scc): SCR, ESCR, CSRC y WSCR. Así mismo, se presentan otros índices no basados en la potencia de cortocircuito pero menos idóneos para el objetivo del grupo de trabajo.

Se explica que el documento solo recoge información encontrada en la literatura y no hay propuestas ni cálculos preliminares.

REE plantea la posibilidad de realizar los cálculos de capacidad máxima utilizando un percentil 1 de la Scc en vez del actual percentil 50, con el fin de asegurar un funcionamiento seguro del sistema y de los MPE. Desde Enel Green Power se cuestiona el uso del percentil 1 ya que podría disminuir la capacidad actual. REE comenta que los principios básicos de trabajo, expuestos en la primera reunión, es la estabilidad y seguridad del proceso, a priori no cuestionando las capacidades ya publicadas.

REE comenta que el criterio actual para el cálculo de capacidad máxima es una aproximación de aplicación sencilla que sustituye a un cálculo complejo. Recalca la necesidad de encontrar un índice de similares características. AEE está de acuerdo con ello, pero además plantea la posibilidad de realizar estudios más detallados que sustituyan a este índice.

3. Presentación AELEC (GRD)

AELEC presenta el documento "*20190220 Criterios de conexión de generación_aelec v6*" que complementa el Entregable 1 (ver Anexo). En él se muestran pros y contras, desde la perspectiva de los gestores de la red de distribución, del Criterio de Scc recogido en la legislación vigente:

1. Este criterio tiene como ventaja la simplicidad de cálculo y la capacidad de limitar la concentración de generación en nudos. Por el contrario, no está directamente ligado a problemas técnicos de red (sobrecargas, sobretensiones) y puede llegar, en algún caso, a limitar la capacidad de conexión de generación. En consecuencia, los GRD deben realizar estudios técnicos adicionales para evaluar la capacidad de acceso de cada generador considerando criterios de planificación convencionales.
2. Según el Anexo XV del RD 413/2014, las instalaciones de generación deben agruparse por "punto de conexión" para calcular su capacidad de acceso. Sin embargo, la definición de "punto de conexión" es ambigua y no determina claramente si se debe agrupar por posición, por barra, o incluso incluir los conectados aguas abajo. Como consecuencia cada Operador de Red (REE/GRD) hace su propia interpretación. A modo de ejemplo, REE considera la generación conectada a la Red de Transporte y Distribución, mientras que los GRD consideran la generación conectada en cada nudo de la red, pero no aguas abajo del mismo.

Se proponen dos soluciones complementarias al criterio vigente de Scc:

1. Mantener el criterio de Scc, pero definiendo mejor las reglas de aplicación para eliminar ambigüedades y revisando el valor el umbral de Scc. El inconveniente es que el criterio Scc no está ligado a problemas de red y por tanto su cambio no puede realizarse con criterios técnicos objetivos.
2. Utilizar otros criterios técnicos objetivos que reflejen mejor los límites reales de capacidad de la red, de forma que se aproveche la máxima capacidad de conexión de generación, pero asegurando a la vez que no existan perturbaciones severas en la red (elevación de tensiones, variación de tensión ante desconexión de generación y sobretensiones de maniobra).



En ambas alternativas deben exigirse criterios de planificación para evitar sobrecargas en la red (criterio N-0) y un impacto negativo en los consumidores en el caso de incidencias (criterio N-1).

Finalmente, existen otras alternativas complementarias para aumentar la capacidad de acceso de la generación:

- Usar la capacidad de regulación de tensión de los generadores: el GRD debería estar habilitado para enviar consignas de tensión a los Generadores y aprovechar así, sus capacidades definidas en los Códigos de Red. Adicionalmente, debería evaluarse subir el margen de tensiones del 7% al 10%, tal y como establece la Normativa Europea.
- Limitación de la producción: el GRD debería estar habilitado para aplicar limitaciones puntuales a la producción de los Generadores. Ello evitaría refuerzos necesarios a la hora de conectar una nueva instalación.

REE está de acuerdo en que para el otorgamiento de la capacidad de acceso además del criterio de Scc deberían valorarse otros criterios ligados al funcionamiento estático y dinámico del sistema. Si bien, pone de relieve que, de acuerdo a los términos de referencia, el objetivo del grupo no es debatir de manera general todos los criterios de otorgamiento de acceso.

4. Entregable 2: AEE y UNEF

Primero AEE expone la información recogida en el Entregable 2 correspondiente a las limitaciones técnicas de los generadores eólicos. Se comentan experiencias a nivel internacional (ver documento "**GT Scc - AEE - Informe 1**" del anexo).

En otros países en los que no existe un parámetro equivalente al SCR para determinar la capacidad de acceso y el esquema se basa en estudios específicos para cada petición de conexión de generación, considerando la red circundante. Para estos estudios se indican 2 opciones:

1. Estudios realizados por el Operador del Sistema (OS): en ocasiones es el OS quién hace los estudios y repercute sus costes al promotor, mientras que en otras se realizan por ingenierías externas que reciben el encargo del OS (por ejemplo: Italia, Grecia).
2. Estudios realizados por el promotor: en estos casos el OS impone normas y guías a seguir. Normalmente las ingenierías están acreditadas y el propio OS hace simulaciones para su validación y contraste (por ejemplo: Alemania, Brasil, Perú, Suráfrica).

Las implicaciones de estos estudios son:

- Requiere de modelos detallados de la red. Para bajos valores de SCR es recomendable modelos EMT.
- El modelo a utilizar requiere la representación exacta y detallada de los sistemas de control presentes en el parque, y de los sistemas de control de tensión y frecuencia presentes en la red.
- La modelización requiere la incorporación de modelos de máquina si los de librería no son representativos

AEE comenta que actualmente existen nudos de la Red de Transporte donde se incumple el criterio de 1/20 de Scc. REE señala que el documento al que AEE hace referencia corresponde a un estudio horizonte 2030 realizado para evaluar la transición energética y la operabilidad futura del sistema con 47 GW de fotovoltaica y 31 GW de eólica calculado con un percentil 1 y no percentil 50 como se aplica en la actualidad.

AEE indica que España es el único país que aplica el criterio Scc, mientras que en otros países se aplican criterios técnicos de planificación, indicando que es viable conectar plantas de generación en nudos con Scc 1/6 (en vez del 1/20 actual), en nudos donde no exista conexión previa de generación no gestionable.



La tecnología eólica actual permitiría operar con SCR=3 en bornes de generador, si bien para ello es preciso realizar estudios de detalle para un correcto diseño de los equipos. Además hay que tener en cuenta que no es posible determinar el impacto de bajos SCR sobre los MPE existentes sin hacer estudios de detalle. Acciona ya ha tenido problemas con Cambiadores de Tomas en Carga (CTC) (oscilación) con SCR muy bajos en EUA.

Los niveles bajos de SCR impactan en:

- El control de tensión (reactiva), impacto en líneas de evacuación con trafos sin CTC.
- Huecos de tensión: cambia su comportamiento con X/R bajas. El impacto principal es en una repetición de huecos que calienta la máquina.
- En máquinas antiguas, cuesta trabajar con SCR<10 según los fabricantes (medida en terminal de UGE).

Se puede instalar un compensador síncrono para resolver el problema de bajos valores de SCR.

A modo de resumen, se destacan los siguientes puntos:

- Si hay máquinas existentes, puede haber problemas si se baja el valor de SCR. Es decir, bajar el SCR puede ser un reto para el parque existente y no para las nuevas máquinas.
- Proponen usar simulaciones como otros países, pero si se decide mantener el criterio actual (SCR>x) haría falta estudios para comprobar cómo se comportan las máquinas existentes con valores inferiores al criterio actual de 1/20 de Scc.
- REE, en principio, no es partidaria de cambiar el criterio actual basado en Scc por otro basado en la realización de simulaciones parque a parque.
- Con la tecnología actual y con estudios de detalle, la tecnología eólica puede llegar a SCR=3 con Eólica Doblemente Alimentada o Full Converter, no obstante, se considera aceptable (sin requerirse estudios específicos) un límite de SCR=6 en el punto de conexión para la conexión de nuevos parques siempre que no hubiera afectación a parques antiguos.
- La AEE comparte un [link con un conjunto de documentos con prácticas seguidas en otros países para conceder el acceso a la red.](#)

UNEF presenta el documento realizado para el Entregable 2 correspondiente a las limitaciones técnicas de los generadores fotovoltaicos (ver documento "**Propuesta UNEF GT_Scc 06-03-2019 V2**" del anexo). Indican que su experiencia, en otros países no se utiliza el criterio de Scc y en cambio se exigen estudios técnicos para autorizar su conexión. El nivel de detalle de los estudios depende de la problemática específica de la red de cada país. Siendo viable conectar plantas de generación en nudos con SCR = 5 en nudos donde no exista conexión previa de generación no gestionable.

Algunos fabricantes de inversores tienen capacidad de operar con SCR inferiores a 2 en el punto de conexión de alta tensión (SCR=1,42 en bornes de inversor). Para llegar a bajar tanto el nivel de SCR, hay que tener en cuenta:

- El criterio de N-1 (pérdidas de línea) para hacer los estudios.
- X/R para ajustar los controles. Con X/R>6 el control de activa y reactiva están desacoplados, pero por debajo hay que tener en cuenta interacciones entre la P/Q.

Las consecuencias de operar con un SCR muy bajo son:

- Hay que trabajar más en el comportamiento de huecos de tensión porque no tiene sentido activaciones muy rápidas. Puede haber sobretensiones debido a la elevada resistencia de las redes de MT y BT.
- La corriente reactiva debe ser incremental en un hueco, sino puede haber problemas.
- El Control de tensión en el punto de conexión debe hacerse con un "loop abierto" y no un "PID" y debe deshabilitarse el algoritmo anti-isla.

Los fabricantes usan la experiencia de Australia como caso de éxito. Proponen, al igual que AEE, realizar simulaciones de la planta con modelo "wide area" (RMS y EMT) para comprobar la estabilidad del sistema.



5. Discusión y debate

Comienza un debate ante la posibilidad de realizar estudios ad-hoc para el otorgamiento del acceso en España. Desde REE se entiende que el marco actual de otorgamiento de accesos no encaja con la filosofía de otros países donde se realizan estudios específicos, aunque alguna de las asociaciones interpreta que podría ser adecuado cambiar el propio marco general para dar cabida a esta opción. Desde AELEC se indica que, siguiendo las indicaciones dadas por la CNMC en la resolución de algunos de sus CATR, en los casos complejos o de potencias elevadas ya se están realizando estudios en la red de distribución para determinar con mayor exactitud la capacidad disponible. Si bien REE entiende que este planteamiento queda fuera de los objetivos del grupo de trabajo (en base a los propios términos de referencia del grupo), se acuerda que en próximas reuniones desde las asociaciones que apuesten por esta opción podrían plantear un desarrollo de mayor detalle encajado en la realidad actual del proceso en España y que, en su caso, REE identificaría los problemas o inconvenientes asociados a este procedimiento en el marco actual.

6. Próximos pasos

Realización por parte de REE y de las diferentes asociaciones de propuestas de criterios antes de la próxima reunión.

Fecha de la próxima reunión fijada para el día 30 de abril de 2019. Con posterior a la reunión se hace preciso modificar la fecha de la tercera reunión del grupo. La nueva fecha será el **16 de mayo de 2019**.

Finalmente, REE agradece la participación a todas las asociaciones, MITECO y CNMC, y se da por concluida la reunión.