

# Conclusiones del GT\_Scc



# Índice

1. Conclusiones	1
2. Consideraciones adicionales y particulares	3
2.1. Consideraciones particulares del operador del sistema .....	3
2.2. Consideraciones particulares de AELEC .....	4
2.3. Consideraciones particulares de CIDE.....	4
2.4. Consideraciones particulares de AEE.....	5
2.5. Consideraciones particulares de UNEF .....	7
3. Otras consideraciones de Aelec	11
4. Referencias	13

---



## 1. Conclusiones

El presente documento establece las principales conclusiones alcanzadas en el seno del grupo de trabajo "Revisión del criterio del 1/20 Scc", en adelante GT\_Scc, así como las consideraciones particulares al respecto de las citadas conclusiones de los integrantes del grupo de trabajo, que sirven de base como propuesta de evolución del actual criterio de evaluación de capacidad de acceso para módulos de parque eléctrico (MPE) ligado a la potencia de cortocircuito trifásica (Scc).

1. En base a las conclusiones de los Entregables 1 y 2 del grupo de trabajo ([1], [2], [3] y [4]), se constata que la Scc del nudo al que se conectan los MPE puede tener impacto en el correcto funcionamiento de los MPE al estar más expuestos a la variación de los parámetros eléctricos del nudo en cuestión y de forma más concreta: tensión, interacciones con otros nudos/dispositivos y calidad de onda.
2. Estas posibles afecciones en el funcionamiento de los MPE podrían también influir en la confiabilidad del sistema eléctrico, pues podrían no responder como lo esperado a las exigencias de operación, fundamentalmente en situaciones de contingencia pero también en régimen permanente.
3. Hay que tener en cuenta que la Scc de un nudo concreto está ligada a las impedancias de las redes, unidades de generación y consumo que se conectan en el mismo, pero también a situaciones de operación, lo que hace que sea un concepto dinámico que puede implicar utilizar Percentiles (Px) de Scc.
4. La combinación de la Scc y de la potencia de los MPE hace necesario la creación de índices adimensionales de mayor calado técnico que el 1/20 Scc incluido hasta la fecha en el Anexo XV del RD 413/2014. Por otro lado, los gestores de redes consideran necesario establecer un criterio con aplicabilidad sistemática y trazable, y suficientemente estable que permita valorar las capacidades de acceso a la red desde la perspectiva de la Scc. Este criterio debe armonizar el interés de maximizar el acceso a la red, optimizando el uso de las redes existentes, tanto en transporte como en distribución, manteniendo la seguridad del suministro.
5. Con carácter general, para determinar la capacidad máxima de acceso para MPE que soliciten conectarse a redes de tensión superior a 1 kV del sistema eléctrico se considerará como punto de partida el índice WSCR (*Weighted Short Circuit Ratio*) aplicado al conjunto de nudos de una zona de influencia eléctrica (evolución a un criterio zonal), que se define según la siguiente ecuación (1):

$$WSCR = \frac{\sum_i^N SCC_i \cdot P_{MPE_i}}{(\sum_i^N P_{MPE_i})^2} \quad (1)$$

Siendo:

$SCC_i$ : La potencia de cortocircuito trifásica del nudo  $i$  de la zona de influencia eléctrica con la red planificada y la generación prevista en el horizonte del estudio.

$P_{MPE_i}$ : La capacidad máxima de MPE conectados o con permiso de acceso otorgado al nudo  $i$  de la zona de influencia eléctrica.

$N$ : El número de nudos que constituyen la zona de influencia eléctrica.

6. El WSCR no podrá ser inferior a un determinado umbral que deberá tener en cuenta las capacidades técnicas de los MPE, debería ser el mismo para las redes de transporte y distribución para facilitar su conocimiento por parte de los agentes, a pesar de las distintas particularidades y características intrínsecas de las distintas redes: diferentes (relación X/R, ...).
7. La zona de influencia eléctrica se definirá como el conjunto de nudos eléctricamente próximos sobre los que la tensión de un nudo particular tiene un cierto impacto en la tensión del resto de nudos a partir de la siguiente ecuación (2):

$$MIIF_{ij} = \frac{\Delta V_j}{\Delta V_i} \quad (2)$$

Siendo:

$\Delta V_i$ : Variación de tensión en el nudo  $i$

$\Delta V_j$ : Variación de tensión inducida en el nudo j como consecuencia de la variación de tensión del nudo i

Dos nudos pertenecerán a la misma zona de influencia si su índice MIIF es mayor o igual que un determinado valor  $MIIF_{umbral}$ .

En función de los nudos que constituyan la zona de influencia el índice anterior WSCR podrá simplificarse y transformarse en otros índices también recogidos en la literatura técnica, como el índice SCR (*Short Circuit Ratio*) si la zona de influencia está constituida por un único nudo, o índice CSRC (*Composite Short Circuit Ratio*) si la zona de influencia corresponde a una topología de subestaciones en antena.

8. El valor de Scc necesario para determinar el índice WSCR se determinará sobre un escenario referido al horizonte de planificación teniendo en cuenta la situación habitual de operación, evitando situaciones de descargos, incidentes o maniobras topológicas que no representen la característica habitual de red. El valor de Scc y el Px correspondiente, cuando proceda, deberán garantizar el correcto funcionamiento de los MPE en cualquier escenario habitual de operación, reduciendo al máximo la probabilidad de riesgo de interacciones entre controles o un posible mal funcionamiento de los equipos o del propio sistema.
9. En el caso de que el criterio general propuesto proporcionara valores inferiores de capacidad de acceso a las capacidades ya otorgadas, los permisos de acceso y conexión vigentes no se verán afectados por dichos valores inferiores, sin perjuicio de que los gestores de red puedan exigir la realización de estudios específicos<sup>1</sup> de detalle para determinar la necesidad de requerir controles, parámetros o diseños específicos para los MPE implicados u otros eléctricamente cercanos, que garanticen el correcto funcionamiento de la generación y del sistema en su conjunto.
10. Debido a las singularidades que presentan los sistemas eléctricos no peninsulares, derivados entre otros de su tamaño y características propias, debería contemplarse la posibilidad de establecer mecanismos alternativos al asociado al WSCR para determinar la capacidad de acceso cuando así lo requiera la administración competente al objeto de dar respuesta a los planes energéticos que se establezcan. Para ello resultaría necesaria la elaboración de estudios exhaustivos de detalle a nivel global o zonal del sistema, con la colaboración de tecnólogos, que aseguren que el contingente de MPE, pueda funcionar correctamente, sin impacto para el sistema. Asimismo, es necesario tener en cuenta que de los resultados de estos estudios podría derivarse la necesidad de requerir controles, parámetros o diseños específicos para los MPE, que viabilicen su acceso y conexión segura. Estos estudios deben entenderse como estudios de detalle de integración a nivel de sistema y en un ningún caso se realizarían individualmente para cada una de las solicitudes de un nudo.
11. En cuanto a los umbrales de aplicabilidad del criterio para el cálculo de la capacidad de acceso de MPE, hasta la fecha no se ha obtenido una posición común dentro del grupo de trabajo. El apartado 2, refleja las consideraciones particulares de los integrantes del grupo de trabajo a este respecto.
12. Se considera recomendable que el grupo de trabajo, u otro más operativo según los criterios que luego se exponen, siga profundizando en aspectos de detalle y de desarrollo de los criterios generales antes expuestos, y en particular, en la determinación de los umbrales de admisibilidad del índice WSCR, así como la definición del percentil Px y de los valores de  $MIIF_{umbral}$ .

---

<sup>1</sup> Los estudios podrán ser realizados por los gestores de red, compartiendo la metodología y los resultados con los interesados.

## 2. Consideraciones adicionales y particulares

---

### 2.1. Consideraciones particulares del operador del sistema

---

El operador del sistema considera:

- La información de niveles mínimos necesarios de Scc para asegurar un funcionamiento estable de estas instalaciones debe ser facilitada por tecnólogos (fabricantes), al ser una característica totalmente dependiente de los propios controles y diseño de la máquina.
- Dado que las asociaciones empresariales de renovables siguen trabajando internamente para intentar aportar mayor detalle de las necesidades mínimas de Scc requeridas para las máquinas actuales instaladas en el sistema, se considera que lo más prudente es no establecer un valor concreto de admisibilidad del umbral de criterio ligado a Scc en la propia circular. Se propone que tanto este umbral, como aspectos metodológicos de detalle de aplicabilidad del criterio, puedan ser aprobados con posterioridad mediante el mecanismo regulatorio que se considere más adecuado (léase resolución de la CNMC conforme al mecanismo establecido en el artículo 24 de la propuesta de circular).
- El operador del sistema no considera viable la realización de estudios específicos de detalle para cada solicitud de acceso (propuesto por las asociaciones de renovables como sustitución de este criterio en el seno del grupo del trabajo) por las siguientes razones:
  - Incertidumbre en las máquinas a instalar en el momento de la solicitud de acceso lo que impediría la realización de estudios fiables (al ser estos estudios totalmente dependiente de las máquinas y sus controles). Así mismo, aun cuando la información estuviera disponible, cualquier modificación de las características técnicas de las máquinas del parque analizado o de las correspondientes a parques colindantes, implicaría una actualización de los estudios con potencial afección a otros parques de su zona de influencia.
  - Confidencialidad de los modelos tipo EMT de equipos eólicos y fotovoltaicos, por parte de los propios fabricantes, que dificultaría enormemente la realización de estudios si en la zona de conexión convivieran o fueran a convivir máquinas de diferentes fabricantes.
  - Inexistencia de modelos EMT de máquinas antiguas en servicio que imposibilita la realización de los estudios en zonas donde ya existan parques eólicos o fotovoltaicos, que es precisamente donde serían estos estudios especialmente necesarios y críticos, si no existiera criterio de acceso ligado a Scc.
- Teniendo en cuenta tanto las conclusiones generales obtenidas dentro del GT\_Scc como estas consideraciones particulares, el operador del sistema considera necesario proponer el criterio zonal basado en un índice del tipo WSCR cuyos valores de admisibilidad deberían estar fundamentados en lo declarado por las diferentes asociaciones empresariales de energías renovables conforme a las capacidades de los propios MPE, existentes o futuros. A este respecto, de acuerdo a lo declarado hasta el momento por las asociaciones de renovables, en nudos donde hubiera algún MPE conectado o con permiso de acceso otorgado al que no le fuera de aplicación los requisitos técnicos del Reg. (UE) 2016/631, el valor mínimo de WSCR debería ser 20 (en tanto que las asociaciones eólicas no han garantizado que por debajo de este umbral las máquinas existentes tengan un funcionamiento estable por interacciones entre ellas, con nuevas máquinas y/o con el propio sistema) y, para el resto de casuísticas, el umbral de admisibilidad sería 6 (alineado con las capacidades declaradas por las asociaciones eólicas y fotovoltaicas para los MPE "nuevos").
- El valor del MIIF para la definición de las zonas de influencia propuesto por el operador del sistema para la red de transporte es 0,95.
- Así mismo, el valor de Scc a considerar en el cálculo del WSCR deberá garantizar el correcto funcionamiento de los MPE en cualquier escenario habitual de operación, reduciendo al máximo la probabilidad de riesgo de interacciones entre controles o de un posible mal funcionamiento de los equipos o del propio sistema y, por lo tanto, debiera ser muy inferior al percentil 50 actualmente utilizado, siendo la propuesta del operador del sistema el percentil 5.

- No obstante, teniendo en consideración que el debate sobre las capacidades de instalaciones existentes sigue abierto, resultaría procedente, tal y como se ha comentado anteriormente, no definir estos umbrales citados en los tres últimos puntos en la circular de acceso de la CNMC.

## 2.2. Consideraciones particulares de AELEC

---

Desde AELEC, consideramos necesario resaltar que:

- En el resto de países desarrollados no se usa el criterio SCR, sino que se realizan estudios técnicos específicos que permiten un ajuste mejor a las potencias disponibles.
- La utilidad del criterio  $1/20 S_{cc}$  es que, de forma indirecta, permite evitar una acumulación de generadores en un nudo, aunque no garantiza el cumplimiento de los criterios de continuidad de suministro normalmente exigidos en las empresas distribuidoras (sobrecargas, variaciones de tensión o extensión de incidencias ante averías en la red).
- En la red de distribución las influencias entre generadores vecinos son reducidas por la elevada resistencia de las líneas, que producen un gran efecto amortiguador, y por la mayor impedancia de las líneas y transformadores en comparación con la red de transporte.
- Entre otros criterios y consideraciones (ver apartado 3), y en relación con el criterio ligado a  $S_{cc}$  Aelec propone:
  - a. Con carácter general, para cada agrupación de instalaciones de producción no gestionables conectadas en redes de tensión superior a 1 kV, la potencia máxima disponible no excederá del umbral que se determine reglamentariamente para la potencia de cortocircuito de la red en dicho nudo. Este umbral deberá permitir a futuro un aumento de las capacidades existentes. La potencia de cortocircuito se calculará en el escenario habitual de explotación de red.

Para la red de distribución se propone realizar una simplificación en el índice WSCR propuesto en 1. Conclusiones, teniendo en cuenta las siguientes características:

- En las líneas explotadas radialmente siempre existe influencia entre generadores.
- En la práctica, un salto de transformador AT/AT o AT/MT implica un índice MIIF muy bajo, siempre por debajo del 0,95 propuesto para la red de transporte.
- En redes malladas, el MIIF entre nudos vecinos es prácticamente siempre menor de 0,95.
- En consecuencia, salvo en los nudos con transformación directa con el transporte (TT/AT y TT/MT), se considerará que los generadores en redes de distribución no tienen afección a red de transporte.
- El alto número de nudos y la necesidad de publicar capacidades máximas para cada uno de ellos hace necesario establecer hipótesis que faciliten este cálculo.

Adicionalmente, se entenderá como agrupación según el punto analizado sea una subestación o una línea explotada radialmente:

- Todas las instalaciones conectadas o con punto de conexión previsto directamente en la misma barra de una subestación.
- Todas las instalaciones conectadas o con punto de conexión previsto en la misma línea, en líneas de explotación radial.
- En el resto de la red mallada, la agrupación la forman los generadores que comparten punto de conexión.

## 2.3. Consideraciones particulares de CIDE

---

La generación renovable, como la eólica o la fotovoltaica, va a tener un rol fundamental a presente y futuro en las nuevas políticas energéticas (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima). Esta tecnología es uno de los principales mecanismos en la búsqueda hacia la descarbonización de la economía.



Actualmente, el criterio de seguridad en relación con la potencia de cortocircuito vigente se encuentra en el Anexo XV "Acceso y conexión a la red" del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. El punto 9 de dicho anexo establece que "Para la generación no gestionable, la capacidad de generación de una instalación o conjunto de instalaciones que compartan punto de conexión a la red no excederá de 1/20 de la potencia de cortocircuito de la red en dicho punto."

El límite máximo mencionado con anterioridad ha permanecido invariable en los últimos años. Para facilitar la integración de los nuevos proyectos, enfocados principalmente a la generación a partir de tecnología renovable, se está revisando el criterio actual de otorgamiento de acceso basado en la potencia de cortocircuito.

Asimismo, en el punto 4 del Anexo I "Criterios para evaluar la capacidad de acceso" de la propuesta de Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica, se publica el nuevo criterio, estableciendo un umbral de 1/5 de la potencia de cortocircuito.

Desde CIDE consideramos que la modificación del límite de conexión a la red de 1/20 de la potencia de cortocircuito establecido en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, a 1/5 indicado en la propuesta de Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia supone un gran riesgo para las redes eléctricas y todos los elementos integrados en el sistema.

Se considera que, en la propuesta de Circular, el límite de conexión se sitúa demasiado próximo al límite técnico de los elementos de la red. Desde CIDE consideramos que este límite no permite garantizar unos estándares de seguridad que no pongan en riesgo la integridad de los equipos ni la seguridad física de las personas que participan en el mantenimiento del sistema.

Adicionalmente, el indicador SCR (Short Circuit Ratio), el cual determina la rigidez de una red, permite justificar las posibles consecuencias que genera en la red la variación de diferentes parámetros, entre los que se encuentran: i) la reactancia total de la red, ii) la longitud total de la línea, iii) la potencia inyectada en la red, y, iv) el número de generadores conectados a la red.

Aumentar el umbral de seguridad de la red relacionado con la potencia de cortocircuito es beneficioso para la integración de nuevos proyectos de generación renovable en el mix energético, en línea con las nuevas políticas energéticas establecidas en el PNIEC. Sin embargo, aumentar los umbrales de seguridad disminuye el indicador SCR, originando redes más débiles y más propensas a sufrir posibles inestabilidades.

En definitiva, no hay que infravalorar las posibles consecuencias originadas en la red provocadas por la fijación de un nuevo umbral de seguridad. El incremento de generadores y el aumento de la potencia instalada en los distintos puntos del sistema, puede provocar inestabilidades y fallos del sistema. Por ello consideramos que se debería fijar como objetivo un criterio que permita solucionar los problemas de saturación en las redes, pudiendo conceder nuevos contratos de conexión a las redes para favorecer la integración de las fuentes renovables en el mix energético, y que a su vez, garantice unos estándares de calidad y fiabilidad del sistema.

Como conclusión, por los motivos expuestos, desde CIDE consideramos necesario se realice un estudio más profundo respecto al criterio del límite de potencia de cortocircuito, en el que se valore el estado actual de la red y el estado futuro de la misma con la penetración de las instalaciones de energías renovables que se prevé en el futuro, todo ello para garantizar la seguridad de las redes y una mayor penetración de las instalaciones de producción de origen renovable. Por lo tanto, desde CIDE consideramos que se debería mantener el coeficiente de seguridad actual de 1/20 fijado en el RD 413/2014 de 6 de junio, hasta tanto se hagan los estudios indicados que determinen que el cambio en la potencia de corto circuito es completamente seguro y viable.

## 2.4. Consideraciones particulares de AEE

---

AEE considera que el volumen de solicitudes actuales de acceso permite cumplir con los objetivos de integración de energías renovables previstos en el PNIEC a corto plazo y por lo tanto, no existe urgencia en fijar nuevos criterios relativos a la potencia de cortocircuito a aplicar, tanto en los nudos con eólica ya conectada, como en los nuevos nudos o los nudos donde no existan parques eólicos en operación. Asimismo, considera necesario realizar estudios de estabilidad transitoria y de estabilidad de pequeña señal, más representativos de la operación del sistema ibérico, para revisar si es necesario poner en marcha funcionalidades ya verificadas con el Operador de Red y no puestas en marcha por no poseer una retribución asociada (control de tensión-reactiva, amortiguación de oscilaciones del sistema, etc.), así como estudios específicos sobre la capacidad de evacuación estática de la red

y a la estabilidad dinámica del sistema eléctrico, que en todo caso deben definirse para asegurar el correcto funcionamiento del sistema. Se propone, por lo tanto, crear **un grupo de trabajo específico**<sup>2</sup> que permita concretar la metodología de los estudios a realizar, en línea con lo que se realiza en otros países y con la propuesta reiterada de esta asociación. Estos estudios deberán ser sistemáticos, en la medida de lo posible sencillos, por lo que se propone que se aborden los siguientes puntos:

- Metodología para la realización de estudios de carácter general para determinar las capacidades de acceso en cada nudo. Se tratará de estudios estáticos y dinámicos, de carácter zonal.
- Metodología para la determinación de estudios de acceso específicos en caso de estar en situaciones próximas a la saturación.
- Procedimientos para la realización de los estudios, el suministro de la información y la financiación de los mismos.
- Información sobre las características de la red a suministrar por los gestores de la misma y de acuerdo con las plataformas de simulación inicialmente propuestas.
- Características de los modelos de los MPE y los CAMGE a incorporar también en las plataformas a utilizar.
- Presentación de resultados y las posibles mejoras de infraestructura y operativas que maximicen la generación integrable en cada nudo, para diferentes escenarios de Scc en el nudo.
- En este sentido se considera también importante que el estudio incorpore las posibles soluciones para no afectar a las instalaciones existentes en un escenario de mayor penetración de renovables, así como su coste económico que podría incorporarse en los contratos de resarcimiento previstos en la circular de la CNMC.
- Adicionalmente hay que tener en cuenta que los nuevos MPE que cumplan el Reglamento (UE) 2016/631 dispondrán de unas capacidades que les permitirán participar activamente en la operación estable y segura del sistema, lo que deberá ser tenido también en cuenta en estos estudios.
- Para reforzar esta posición, es importante tener en cuenta que con los medios técnicos actualmente disponibles es posible entender posibles problemas que podrían producir la concentración de energías renovables en una determinada zona, y actuar en consecuencia, estableciendo los correspondientes controles, parámetros o diseños específicos que permitan asegurar la operación segura del sistema incluso con bajas Scc.

Como punto de partida se presentan a continuación los estudios tipos que según esta asociación deberían realizarse, quedando los estudios en régimen subtransitorio o de transmisión electromagnéticos (EMT) solo para casos específicos de redes muy débiles:

<b>ESTUDIOS PROPUESTOS POR AEE</b>	<b>MODELOS NECESARIOS</b>
Estudios de estabilidad transitoria en primer armónico: hueco con pérdida de la línea de evacuación	Modelo de hueco según PO 12.3 y en aquellos que no cumplen se adopta el criterio de desconexión de máquina.
Control dinámico de tensión/reactiva	Modelo de MPE (cos phi), modelo de transformadores con cambiadores de tomas en carga (OLTC).
Calidad de energía (armónicos, flicker)	Certificados de calidad de energía de las máquinas, ya solicitados en el PO 9.
Estudios de flujo de cargas/análisis de tensión en régimen permanente	Modelos de biblioteca

<sup>2</sup> Este Grupo de Trabajo estará constituido por representantes de los sectores afectados y los Gestores de las Redes con un perfil técnico.

Se considera importante realizar el desarrollo de la metodología de los estudios, **en paralelo a la realización de un caso concreto** general pero suficientemente representativo, que permita poner a punto los procedimientos propuestos, además de instalar equipos de medición en el nudo donde se realice el estudio y en varios niveles de tensión, para validar los resultados de las simulaciones, merced a eventos específicos inicialmente predefinidos.

Dada la complejidad de organizar la actividad de un Grupo de Trabajo de estas características con participantes con diferentes niveles de conocimiento e intereses, se considera importante fijar un calendario realista basado en hitos precisos, dentro de un horizonte temporal limitado.

## 2.5. Consideraciones particulares de UNEF

Según datos dados por REE, actualmente existen 79.964 MW de solicitudes fotovoltaicas que se encuentran en tramitación y 29.532 MW de solicitudes otorgadas pero que no están en servicio, lo que supone casi 110 GW de instalaciones que se encuentran todavía en tramitación.

Para resolver el cuello de botella en los estados de las solicitudes de acceso y conexión, la maximización del uso de las redes y así, la ampliación de la capacidad de acceso a las mismas, manteniendo el nivel de seguridad de la red, es imprescindible consensuar entre todos los implicados un procedimiento claro y no discriminatorio, que permita un desarrollo ordenado del sector. Además, y con el objetivo de cumplir con los objetivos fijados en el PNIEC, es imprescindible facilitar la introducción de instalaciones de generación renovable, aplicando nuevo criterios de capacidad de acceso y acelerando la tramitación de los permisos de acceso y conexión.

En este sentido, REE creó un GT con el objetivo de redefinir el criterio estático utilizado actualmente para definir la capacidad de acceso a la red, el cual se define en el Anexo XV del RD 413 de la siguiente forma: "Para la generación no gestionable, la capacidad de generación de una instalación o conjunto de instalaciones que compartan punto de conexión no exceda de 1/20 de la potencia de cortocircuito de la red en dicho punto".

Tras cuatro reuniones mantenidas, se han definido finalmente las conclusiones sin embargo, y pese a que consideramos muy acertado el objetivo de este GT, desde UNEF consideramos que las conclusiones de este GT no cumplen íntegramente con los objetivos definidos en el mismo y no tienen en cuenta la nueva propuesta de umbrales de Scc realizada por parte de UNEF. Se considera favorable que el trabajo de este GT continúe, pero no se considera admisible que se mantenga el criterio actual de Scc (1/20) para la determinación de la capacidad de acceso durante un periodo de tiempo y que sólo se apliquen nuevos umbrales tras la continuidad de este GT. Por ello, incluimos nuestra propuesta y conclusiones en el apartado 2 de este documento.

### Umbrales

Como ya se ha comentado, UNEF realizó un entregable [4], el cual se presentó al GT, redefiniendo los umbrales posibles para la capacidad de conexión en relación a la potencia de cortocircuito, Scc, considerando redes débiles.

En el entregable, demostramos que actualmente los inversores fotovoltaicos permiten conectarse a redes débiles con SCR inferiores a 2 en el punto de conexión de alta tensión (1,42 en bornes de inversor) sin que ello suponga problemas de estabilidad:

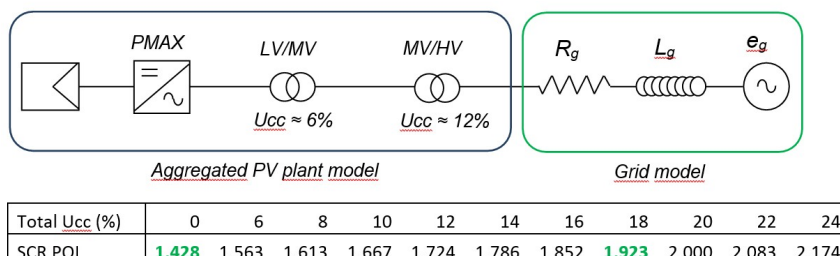


Figura 1

En concreto, presentamos el caso de Australia, dónde la red es bastante débil:

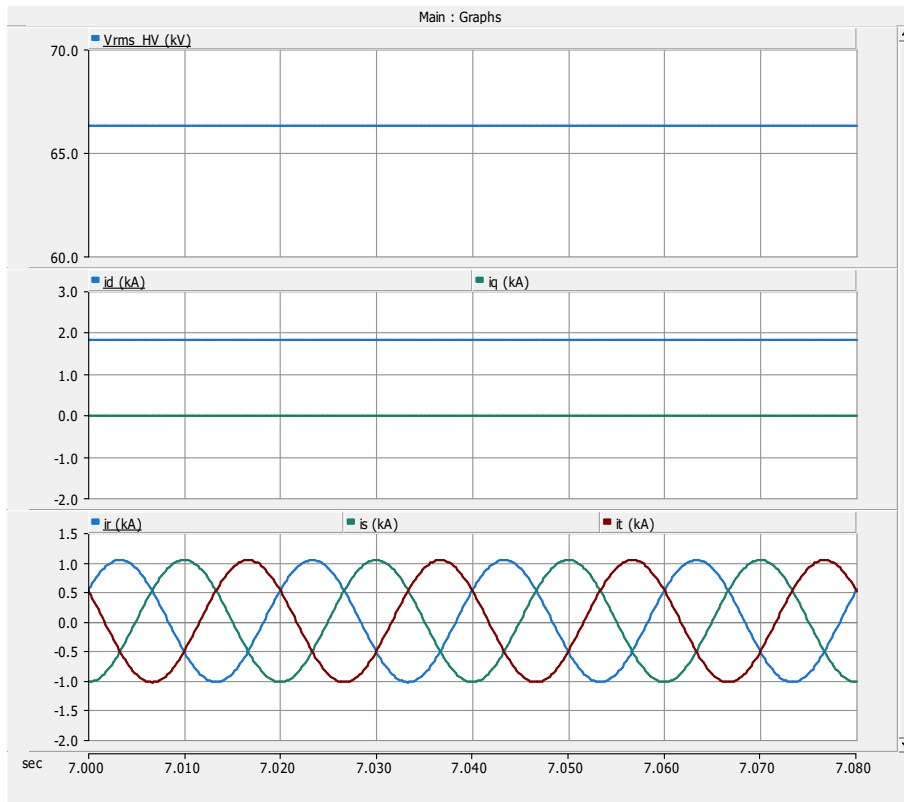
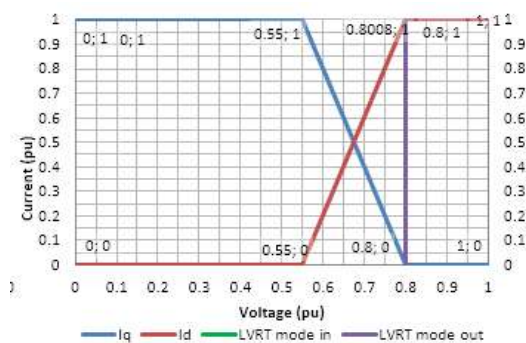


Figura 2: Ejemplo planta en Australia de 100 MW con SCR = 2

Además, en el entregable incluimos una serie de recomendaciones que permitirían la conexión de instalaciones de generación en redes con SCR débil, es decir,  $SCR < 3$ :

- El SCR mínimo (en criterio de N-1) a considerar debe de ser  $\geq 2$ , considerando N-1: pérdida de una de las líneas que afecte a la Scc del nodo
- Ratio X/R
  - Se debe considerar el ratio X/R para ajustar los controles de P y Q en el punto de conexión.
  - En redes con  $X/R < 6$  la potencia activa ( $I_d$ ) tiene influencia en la tensión del punto de conexión
  - Es posible llegar a ratios X/R de hasta 1,5.
- Comportamiento en ante huecos de tensión:
  - Las respuestas deben suavizarse para no afectar a la estabilidad del sistema de control "phase-lock loop" o "PLL" (tiempo de establecimiento de 70-150 ms para  $I_d$  y 40-100 ms para  $I_q$ ).
  - La corriente reactiva ( $I_q$ ) debe tomarse como incremento sobre la previa a la falta para evitar oscilaciones bruscas en la tensión y problemas de reentrada en hueco.
  - Donde  $I_{qref} = I_{d\_prefalta} + I_{q\_tabla}$  y  $I_{dref} = I_{d\_prefalta} * I_{d\_tabla}$ :



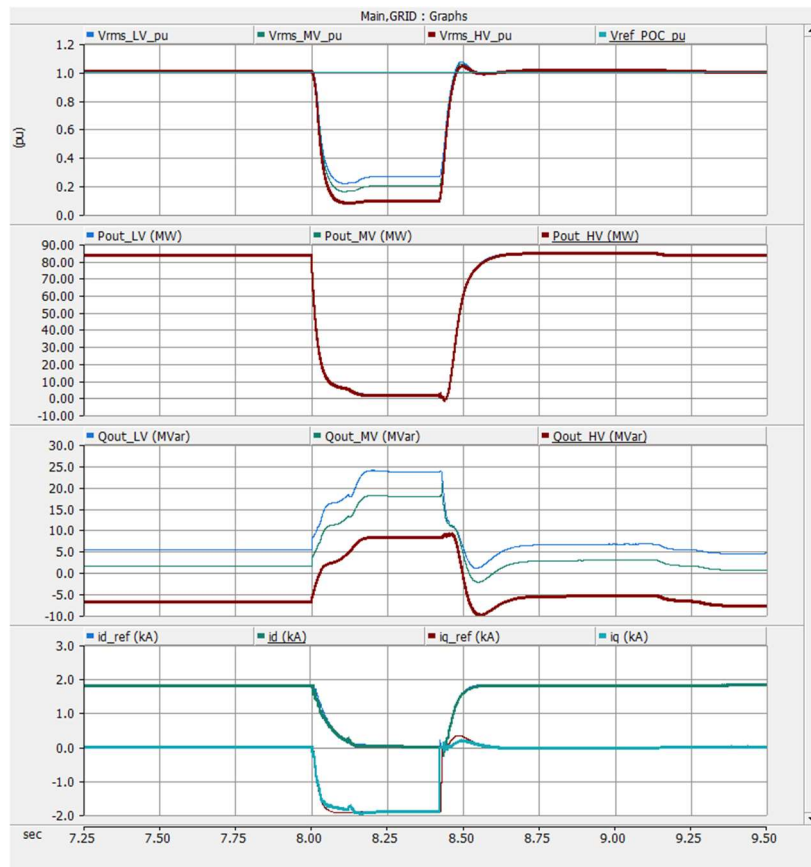


Figura2: Ejemplo planta de 100 MW con SCR = 2 y X/R = 1,5

- Se propone un control de tensión en el POI mediante “droop” (ajuste de la tensión y frecuencia de salida en función de la potencia activa y reactiva suministrada por el inversor), en lugar de un control PI, para evitar interacciones entre plantas (control descentralizado)
- En plantas grandes, es necesario deshabilitar el algoritmo anti-isla y sustituirlo por un tele-disparo
- Los estudios a realizar podrían ser de forma general estudios RMS (estabilidad transitoria), para puntos de conexión con SCR mayor o igual a 5, y estudios EMT (transitorios electromagnéticos), para puntos de conexión con SCR menor de 5 y por tanto, cuando la red es más débil, como puede ser el caso en territorios no peninsulares. Los estudios a realizar serían de la planta con modelo “wide area” para comprobar la estabilidad del sistema.

## Conclusiones

Como ya se ha demostrado, desde UNEF consideramos que la tecnología fotovoltaica está preparada para asumir **valores de Scc de 1/5, en aquellos nudos sin parques existentes, aumentando así la potencia permitida hasta un 20% de Scc, y de 1/15 o incluso 1/10, en aquellos nudos con parques existentes, manteniendo en ambos casos un percentil del 50%.**

Adicionalmente a la consideración de estos umbrales, y con el objetivo de maximizar el uso de las redes y considerar todas las casuísticas posibles, **se considera necesario realizar estudios dinámicos** para determinar la capacidad de acceso en aquellos casos con condiciones particulares. Estos **estudios podrían ser de forma general estudios RMS, para puntos de conexión con SCR mayor o igual a 5, y estudios EMT, para puntos de conexión con SCR menor de 5 y por tanto, cuando la red es más débil,** como puede ser el caso en territorios no peninsulares. En este sentido, la **“Norma Técnica de Supervisión de la Conformidad” (NTS)**, realizada en el seno del GT de Supervisión coordinado por REE, avala la certificación de los MPE a través de certificaciones, pruebas y simulaciones de conformidad, siendo este sistema coherente con la posible realización de estudios dinámicos para determinar la capacidad de acceso.

Debido al carácter técnico de estos criterios y a su inherente dificultad, desde UNEF **consideramos favorable que el trabajo continúe, ya sea en este GT o en sucesivos, para definir los estudios dinámicos idóneos a realizar para determinar la capacidad de acceso.** Sin embargo, **no consideramos admisible que se mantenga el criterio actual de Scc durante un plazo de tiempo** y que sólo se apliquen nuevos umbrales tras la continuidad de este GT. La tecnología fotovoltaica está preparada para que se establezcan los umbrales de 1/5 y 1/15 (o incluso 1/10) propuestos, pudiendo ser revisados de forma periódica en sucesivas reuniones, y definir nuevos umbrales de forma inmediata que aumenten la capacidad de acceso a la red, ayudando así a la eliminación del cuello de botella creado en las solicitudes. Consideramos así razonable que el GT continúe profundizando en aspectos de detalle y de desarrollo de los estudios dinámicos a realizar, pero no en la determinación de nuevos umbrales de Scc, los cuales pueden ser fijados de forma inmediata.

### 3. Otras consideraciones de Aelec

---

Fuera del alcance del grupo de trabajo, Aelec quiere hacer constar las siguientes consideraciones:

Los distribuidores creemos que, cuanto antes, es necesario desarrollar una metodología de cálculo basada en estudios técnicos que permitan conectar el contingente de generación renovable que prevé el PNIEC de forma segura para el sistema. Para ello, todos los agentes del sistema (transportista, distribuidores y generadores) deben aportar de forma transparente todos los datos requeridos para las simulaciones y estudios a los agentes interesados.

Asimismo, hasta que no se publiquen los POD (Procedimientos de Operación de Distribución) se debe asegurar que los criterios para evaluar la capacidad de acceso sean homogéneos entre todos los distribuidores e incluyan todos los requerimientos necesarios para asegurar la máxima capacidad de conexión de generación, manteniendo la seguridad del suministro.

1. Para determinar la capacidad de acceso de una instalación de producción a una red en un punto de conexión, debe realizarse un estudio concreto de la potencia máxima disponible en dicho punto de conexión. Dicho estudio será específico para cada solicitud y se realizará teniendo en cuenta lo siguiente:
  - a. Las instalaciones de generación y consumo conectadas, o con permisos de acceso y de conexión vigentes o con permisos de acceso y conexión informados favorablemente con anterioridad a la instalación en estudio, tanto en ese punto de conexión, como en los restantes nudos de la red con influencia en dicho punto de conexión.
  - b. Las instalaciones de la red de transporte y distribución existentes y planificadas. Dentro del ámbito temporal del horizonte de planificación, se considerarán las posibles variaciones en el consumo y en la generación de instalaciones existentes. La referida planificación será la conforme a:
    - i. La planificación vigente de la red de transporte aprobada por la Administración General del Estado.
    - ii. Los planes de inversión de las empresas distribuidoras aprobados por la Administración General del Estado.
2. El patrón de funcionamiento de las instalaciones mencionadas en los párrafos anteriores en lo relativo a las pautas de generación y consumo y, en particular, el consumo mínimo simultáneo previsto. El distribuidor podrá analizar las situaciones más críticas para la conexión de la nueva generación. A falta de esta identificación de situaciones críticas, se recomienda usar un patrón de funcionamiento típico en la situación de demanda valle, con el siguiente escenario de estudio:
  - Demanda estimada en situación de valle diurno, que si no existen datos específicos se puede tomar como el 55 % de la demanda máxima.
  - Generación gestionable al 90 % de su potencia nominal.
  - Generación no gestionable al 70 % de su potencia nominal.
3. Las condiciones que deben cumplirse para aceptar la capacidad de acceso de las redes son las siguientes:
  - a. En condiciones de disponibilidad total de red (N) no deben existir sobrecargas de ningún elemento ni existir tensiones que incumplan los límites reglamentarios (+/-7% de la tensión nominal).
  - b. En condiciones de indisponibilidad (N-1) de cada elemento de la red de alta tensión (>36 kV) se garantizará, ante su fallo individual, el mantenimiento del rango reglamentario de tensiones y la ausencia de sobrecargas en redes que afecten a clientes. Si la indisponibilidad sólo afecta a generadores, deberán aceptar el tiempo de indisponibilidad que resulte, salvo que requieran una conexión con mayores garantías, que deberá ser construida a su costa.
  - c. En la red de media tensión (<=36 kV), la potencia total conectada a una línea no superará el 50% de la capacidad térmica de ésta en la cabecera de la subestación.

- d. La variación de tensión ante la conexión o desconexión del generador será inferior al 2,5 % cuando el punto de conexión esté en redes de más de 36 kV y del 3% cuando las instalaciones pretendan conectarse en redes inferiores a 36 kV.
- e. La variación de tensión por la desconexión simultánea de los generadores conectados a la misma barra de una subestación será inferior al 4 % cuando el punto de conexión esté en redes de más de 36 kV y del 5,5 % cuando las instalaciones pretendan conectarse en redes inferiores o iguales a 36 kV.
- f. De acuerdo a lo indicado en el apartado 2.2, con carácter general, para cada agrupación de instalaciones de producción no gestionables conectadas en redes de tensión superior a 1 kV, la potencia máxima disponible no excederá del umbral que se determine reglamentariamente para la potencia de cortocircuito de la red en dicho nudo. Este umbral deberá permitir a futuro un aumento de las capacidades existentes. La potencia de cortocircuito se calculará en el escenario habitual de explotación de red.

Para la red de distribución se propone realizar una simplificación en el índice WSCR propuesto en 1. Conclusiones, teniendo en cuenta las siguientes características:

- En las líneas explotadas radialmente siempre existe influencia entre generadores
- En la práctica, un salto de transformador AT/AT o AT/MT implica un índice MIIF muy bajo, siempre por debajo del 0,95 propuesto para la red de transporte.
- En redes malladas, el MIIF entre nudos vecinos es prácticamente siempre menor de 0,95
- En consecuencia, salvo en los nudos con transformación directa con el transporte (TT/AT y TT/MT), se considerará que los generadores en redes de distribución no tienen afección a red de transporte.
- El alto número de nudos y la necesidad de publicar capacidades máximas para cada uno de ellos hace necesario establecer hipótesis que faciliten este cálculo.

Adicionalmente, se entenderá como agrupación según el punto analizado sea una subestación o una línea explotada radialmente:

- Todas las instalaciones conectadas o con punto de conexión previsto directamente en la misma barra de una subestación.
  - Todas las instalaciones conectadas o con punto de conexión previsto en la misma línea, en líneas de explotación radial.
  - En el resto de la red mallada, la agrupación la forman los generadores que comparten punto de conexión.
4. Lo previsto en el presente Anexo es igualmente de aplicación a la evaluación de la capacidad de acceso de una instalación de producción asociada a una modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes, de acuerdo con lo previsto en el artículo 9.1.b) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. A los efectos de determinación de la potencia máxima disponible de conexión recogida en este apartado, se considerará la máxima potencia evacuable en caso de instalaciones de autoconsumo con excedentes y nula la potencia de las instalaciones de generación de los consumidores acogidos a una modalidad de autoconsumo sin excedentes.



## 4. Referencias

---

- [1] «Grupo de Trabajo "Revisión criterio 1/20 Scc" (GT-SCC) Entregable 1 (documento REE y GRD, marzo 2019)».
- [2] «Grupo de Trabajo "Revisión criterio 1/20 Scc" (GT-SCC) Entregable 1 (documento AELEC, marzo 2019)».
- [3] «Grupo de Trabajo "Revisión criterio 1/20 Scc" (GT-SCC) Entregable 2 (documento AEE, marzo 2019)».
- [4] «Grupo de Trabajo "Revisión criterio 1/20 Scc" (GT-SCC) Entregable 2 (documento UNEF, marzo 2019)».
- [5] «Red Eléctrica de España (www.ree.es)».
- [6] «Grupo de Trabajo "Revisión criterio 1/20 Scc" [GT\_Scc] Términos de Referencia (diciembre 2018)».
- [7] «Grupo de Trabajo "Revisión criterio 1/20 Scc" [GT\_Scc] Entregable 3 (GT Scc - AEE - Documento apoyo entregable 3.pdf)(junio 2019)»

