

Propuesta de modificación de los criterios vigentes de diseño del EDAC (CREG)

- El artículo 1 de la Resolución CREG 061 de 1996 redefine el numeral 2.2.4 de la Resolución CREG 025 de 1995 y dice así:

*“Cuando el SIN enfrente un evento transitorio de frecuencia originado por **un desbalance apreciable entre la generación y la carga**, por pérdida de unidades generadoras o fraccionamiento de la red, **se mantendrá la frecuencia en sus valores operativos** con el esquema de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia.”*

1. Se debe especificar qué es un **desbalance apreciable entre la generación y la carga**.

A. Se sugiere la siguiente modificación:

“(…) un desbalance entre la generación y la carga de un porcentaje definido anualmente por acuerdo CNO, donde $\text{desbalance} = [\text{generación desconectada} / \text{carga SIN}] \times 100\%$. Este valor de desbalance no podrá ser mayor a 60%. (…)

2. Se deben ampliar los criterios en que **“se mantendrá la frecuencia en sus valores operativos”**

B. Se sugiere la siguiente modificación:

“(…) que cause la activación del EDAC, se mantendrá la frecuencia dentro de las curvas de desempeño para bajas y altas frecuencias definidas por el CNO”.

- El primer ítem del artículo 1 de la Resolución CREG 061 de 1996 dice así:

“ El disparo de **la unidad de mayor capacidad** del sistema no deberá activar la primera etapa de desconexión.”*

3. Se debe ampliar el criterio de no actuación del EDAC para que considere N-1 que causen la salida de más generación que aquella de la unidad de mayor capacidad.

C. Se sugiere la siguiente modificación:

“No deberán activar la primera etapa de desconexión el disparo de una unidad generadora ni una contingencia sencilla de activos de uso o conexión que puedan agrupar más de una unidad de generación. Así mismo, el CNO podrá definir otra contingencia que deberá ser tomada en cuenta por el CND a la hora de diseñar el EDAC.”

- El cuarto ítem del artículo 1 de la Resolución CREG 061 de 1996 dice así:

“ Después de 10 segundos de ocurrido un evento, la frecuencia del sistema deberá estar por encima del umbral de la primera etapa del esquema de Desconexión Automática de Carga.”*

4. Se debe eliminar este criterio para que quede inmerso dentro de las curvas de desempeño de la frecuencia definidas por el CNO.

A. Se sugiere eliminar este punto.

- El quinto ítem del artículo 1 de la Resolución CREG 061 de 1996 dice así:

“ Se deberá optimizar la cantidad de carga a desconectar en eventos, evitando al máximo la sobrefrecuencia, es decir, frecuencias superiores a 60 Hz después de ocurrido un evento.”*

5. Se debe modificar el texto de este criterio para que quede inmerso dentro de las curvas de desempeño de la frecuencia definidas por el CNO.

D. Se sugiere eliminar este punto.

- El segundo párrafo del sexto ítem del artículo 1 de la Resolución CREG 061 de 1996 dice así:

*“Mediante estudios de estabilidad dinámica y aplicando los criterios definidos en este Código, **el CND determinará para cada área operativa el número de etapas a implementar, el porcentaje de demanda total a desconectar en cada etapa y la temporización correspondiente. El esquema será sometido a consideración de las empresas a finales de abril de cada año. El CND revisará la propuesta teniendo en cuenta los comentarios de las empresas y colocará a su disposición el informe del esquema definitivo antes del 31 de mayo de cada año. Las empresas deberán tener implantado el esquema antes del 30 de junio del mismo año.**”*

6. Se debe modificar este texto para permitir más tiempo de análisis e implementación.

E. Se sugiere modificar así:

“Mediante estudios de estabilidad dinámica y aplicando los criterios definidos en este Código, el CND determinará el número de etapas a implementar (tanto por umbral como por derivada de frecuencia $-df/dt-$), el porcentaje de demanda total a desconectar en cada etapa y la temporización correspondiente con una anticipación mínima de 2 años en el futuro. El diseño del esquema será sometido a consideración de las empresas en una periodicidad máxima de 1 año en las fechas definidas por el CNO, o cuando el CND considere pertinente adelantar la entrega de dicho informe. El CND revisará los comentarios y colocará a su disposición el informe del esquema definitivo en los tiempos definidos por el CNO. Las empresas deberán tener implementado el esquema a más tardar 365 días contados a partir del día en que el CND presentó el diseño de este, con excepción de los casos donde las condiciones del sistema ameriten unos cambios en menores tiempos. Cada año el CNO deberá reevaluar el tiempo de implementación con la finalidad de estudiar la posibilidad de reducirse.

La implementación de los cambios al esquema deberá ser coordinada por medio del CNO entre los agentes y el CND. En el caso de que el informe del CND no identifique la necesidad de cambiar el número de etapas a implementar, el porcentaje de demanda total a desconectar en cada etapa ni la temporización correspondiente para los próximos 2 años, las empresas deberán enviar un informe al CND donde se demuestre que cumple con el esquema vigente en los tiempos que defina el CNO.”

Propuesta de adición de nuevos criterios de diseño del EDAC (CREG)

- Es importante reconocer que las cargas ahora tienen componente de generación, y que su utilización en el EDAC empeora el desempeño de este esquema, por ende, es necesario que los OR utilicen en lo mínimo posible los circuitos que tengan DER para armar el EDAC.

7. Se sugiere incorporar:

Los OR deben establecer la clasificación de circuitos a ser usados en el EDAC en tres categorías. La clasificación se hará con base a los valores promedios, con resolución de 15 minutos, de la potencia neta en el alimentador medido en el punto de alta tensión de la red de distribución para un año calendario, teniendo en cuenta solo los periodos de luz (P07 al P18). Los tres tipos son:

- 1) **Predominantemente carga:** Si actúa como carga más PC% del año calendario.
- 2) **Mezcla entre carga y DER:** Si al menos CD% del año calendario el alimentador actúa como carga y cuentan con equipos de relés selectivos para prevenir el disparo cuando actúa como generación.
- 3) **Predominantemente DER:** Si el alimentador actúa como carga menos del PD% del año calendario o si no se cuentan con equipos de relés selectivos para prevenir el disparo cuando actúa como generación. Se prohíbe el uso de este tipo de circuitos para el armado del EDAC.

Los valores PC%, CD% y PD% serán definidos por el CNO.

- Evitar disparos de circuitos que tengan DER por encima de cierto umbral de MW.

8. Se sugiere incorporar:

En la eventual actuación del EDAC, deben evitarse los disparos de circuitos que se encuentren inyectando potencia activa desde la red de distribución hacia el STR o STN.

- Controlar altas tensiones después de deslastrar grandes cantidades de carga.

9. Se sugiere incorporar:

Teniendo en cuenta que la reducción en los niveles de carga del sistema producto de la actuación del EDAC puede generar condiciones de sobre tensiones en la red, los equipos de compensación estáticos como bancos de capacitores y reactores deberán integrar relés de frecuencia, de tal forma que, de acuerdo con los análisis del CND, los mismos puedan ser integrados para conexión y/o desconexión en las distintas etapas del EDAC. Cuando el CND lo considere conveniente, podrá incluir la desconexión de líneas de transmisión u otros equipos que considere, para lo cual coordinará la instalación de los relés necesarios con los transportadores involucrados.

10. Se sugiere incorporar:

Seguida una variación de frecuencia, el voltaje en terminales de generación no deberá ser mayor que un valor determinado por el CNO medido en V/Hz.

Recomendaciones generales

1. Debido a que los Operadores de Red deberán implementar nuevas acciones como la clasificación de circuitos dada la participación de DER que existan, además de la implementación de relés con tecnologías más avanzadas que los actuales, se le solicita a la CREG definir la curva de adopción de estas capacidades y la definición de los aspectos asociadas a esta.
2. La Resolución CREG 060 de 2019, en el párrafo 2 del artículo 4, dice que
PARÁGRAFO 2o. Transitoriamente, las plantas solares fotovoltaicas y eólicas, conectadas al STN y STR, se excluyen de la obligatoriedad de la prestación del servicio de respuesta primaria para eventos de subfrecuencia. Cuando la CREG lo decida se deberá prestar este servicio.

Dada la mayor excursión de la frecuencia en escenarios de penetración de IBR esperado en el 2025, se recomienda a la CREG a eliminar esta exclusión, de tal forma que todas las unidades de generación deban aportar a eventos de subfrecuencia.

3. Se insta a la UPME a tener en cuenta en sus planes de expansión aquellos escenarios de actuación del EDAC que cause la desconexión de gran cantidad de demanda. Esto revelará la necesidad de compensación dinámica que ayude a controlar sobretensiones.
4. Validar regulatoriamente si es posible establecer un valor de tolerancia para la carga a deslastrar por cada OR en los acuerdos CNO. En vez de decir, 40% por cada OR en cada periodo, es mejor decir: $40\% \pm 5\%$, o $5\% \pm 1\%$ por etapa.
 - a. Validar regulatoriamente si es posible incorporar en el acuerdo CNO que reemplace al 1059:
El CND informará en las reuniones de X mes la configuración del EDAC en cuanto al número de etapas, porcentaje de desconexión en cada etapa y tiempos de retardo intencional. Cada OR deberá cumplir con los porcentajes estipulados por el CND con una tolerancia de -1% y +2%.

5. Se recomienda establecer el aporte de inercia como un servicio complementario de estabilidad, el cual pueda ser despachado costo-efectivamente. Esto toma gran relevancia en los escenarios de alta participación IBR en los despachos.