

COMENTARIOS DE ETESA A LA PROPUESTA DEL CÓDIGO DE REDES FOTOVOLTAICO Resolución AN No. 6795-Elec de 12 de noviembre de 2013

Comentarios numeral 1.2 Alcance

Específicamente el numeral 1.2.7, menciona que la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA) debe determinar la capacidad máxima de los sistemas fotovoltaicos a conectarse en un determinado punto, se considera que al igual que el resto de las tecnologías debe ser el Agente o Promotor el que realice los estudios de conexión y demuestre la no afectación al SIN.

Se debe presentar mayor claridad en el párrafo respecto de tratar la mezcla de las tensiones aplicables a Distribución, se establece alta tensión (T y D) siendo D distribución. En adición se infiere que sólo el transmisor es quien debe hacer el estudio, cuando cada agente debe presentar su estudio de viabilidad. Debe enfatizarse como se tratará el caso que las tecnologías se instalen en distribución, el distribuidor dará ese monto máximo a instalarse, o si es responsabilidad de ETESA la evaluación.

Comentarios numeral 1.2.7

Debe aclararse si los estudios de conexión de centrales solares de tecnología fotovoltaica en la red de 115 KV propiedad de los Distribuidores deba realizarlo ETESA ya que solo se especifica para el caso de Distribuidores de centrales a conectarse en la red de media tensión ($600\text{ V} < 115\text{ KV}$).

Comentarios numeral 1.2.9

De acuerdo a lo establecido en este numeral, los requerimientos para la conexión al SIN se actualizará anualmente de acuerdo a resultados de estudios realizados por ETESA. ¿Estos estudios los hará sólo ETESA o en conjunto con el CND?

Comentarios numeral 1.2.10

En los numerales anteriores se menciona que ETESA realiza los estudios, mientras que en este numeral se menciona estudios realizados por ETESA y el CND. Se debe unificar en todos los numerales que tanto ETESA y CND harán los estudios en conjunto o si solamente los hará ETESA.

Comentarios numeral 1.3 Fiscalización del Cumplimiento con el Código de Redes

En el segundo párrafo debería ser: "El CND podrá no autorizar la conexión o solicitar la desconexión del SIN...".

Comentarios numeral 1.4 Definiciones

Capacidad Instalada: Ésta sería la definición sólo de capacidad instalada para una planta solar o solar fotovoltaica, pero se entiende que esta definición debe ser global o general sobre lo que es

capacidad instalada, a menos que se haga la aclaración que es Capacidad Instalada de una Central Fotovoltaica.

Comentarios numeral A.2 Certificación de las Centrales Solares Fotovoltaicas y sus Componentes.

Indicar a qué se refieren las siglas presentadas en dicho numeral. Aquí se sugiere que indistintamente que se conecten en la distribuidora deben entregar el certificado al transmisor y luego al CND. Las certificaciones de las tecnologías de los proyectos solares deben otorgarse por organismos idóneos en ello y validarse por éstos que o cuáles estándares de la industria (norma) se están cumpliendo con la certificación otorgada a los equipos que formarían parte de la central fotovoltaica.

Comentarios numeral B.1.1 Condiciones Normales de Operación

En el literal c) parece que la referencia de la que se trata en esta sección es 50 Hz ya que el rango del que se habla es entre 47.0 Hz y 52.0 Hz, rango este que a un nivel de 60 Hz (operación normal) será imposible alcanzar.

Comentarios numeral B.1.2

En el literal d) no se especifica a cuáles normas europeas se hacen referencia. Esto debe quedar claro en el Código.

Comentarios numeral B.2 Respuesta de Frecuencia

Aclarar que aplica cuando los generadores son del Tipo-2. Se interpreta que esto sólo aplica para las de tecnología Tipo-1. Se debe modificar la Figura B-2 y utilizar una para frecuencia nominal de 60 HZ, que no es la utilizada en Panama, la que aparece en el Código es para una frecuencia nominal de 50 HZ. Además, en esta figura se incluye una serie de valores de frecuencia los cuales deben ser definidos, como por ejemplo: $f_{mín}$, $f_{máx}$, f_1 , f_2 , f_3 , f_4 , f_5 ; así como valores de droop y bandas de control que deben ser definidas

Comentarios numeral B.3 Capacidades de Potencia Reactiva

Se le asigna la responsabilidad al CND de establecer que control de potencia reactiva utilizará la central. A juicio del CND deben ser los generadores los obligados a indicarlo. De esta forma recae sobre el CND la responsabilidad de solicitar potencia reactiva, ya que el cumplimiento de la consigna de operación indicada por el CND es responsabilidad del operador de la planta.

En el numeral B.3.b se indica que la central fotovoltaica sólo se le requerirá de potencia reactiva en momentos en que haya iluminación solar (inyección de potencia activa) y no en horas nocturnas, sin embargo esto debe depender de la conexión a la red de transmisión ya que si se conectara por medio de una línea de transmisión larga la inyección de potencia reactiva podría no ser la esperada en momento de baja demanda en el SIN.

Comentarios numeral B.4 Funciones de Control de Voltaje y Potencia Reactiva

Ídem al comentario anterior

Comentarios numeral B.4.1 Control de Potencia Reactiva (Q)

En el literal b) debe aclararse a que se refieren con el enunciado respecto que el CND indicaría que cambien el control de potencia reactiva. Típicamente la gestión del CND se restringe a solicitar la producción de potencia reactiva considerando las capacidades máximas y mínimas de la central.

Comentarios numeral B.4.2 Control de Factor de Potencia

Comentario similar al anterior. En el literal b) se debe aclarar a que se refiere con la asignación de la responsabilidad respecto a que el CND le indicaría que cambien el control de factor de potencia, ya que el CND se restringe a solicitar la producción de potencia reactiva considerando las capacidades máximas y mínimas de la central.

Comentarios numeral B.4.3 Control de Voltaje

En el literal b) se debe considerar que el CND no es responsable de controlar voltaje de distribución.

En el literal d) comentario similar al anterior.

En el literal e) no debe quedar sin definirse la aprobación completa de la coordinación.

Comentarios numeral B.5 Normas de Calidad

En el literal b) se coloca la aclaración (en adelante las Centrales) esta distinción ya se hizo anteriormente en el documento por lo que no debería decirse de nuevo. Más adelante vuelve a colocarse. Se recomienda utilizarlo solo al principio del documento y de ahí en adelante utilizar el término "las Centrales".

Comentarios numeral B.5.2 Calidad de la Tensión y Efecto de parpadeo (Flicker).

Debe definirse lo que representan los factores de severidad de corta y larga duración en conformidad a la norma vinculada, IEC-61000-3-7.

Comentarios numeral B.6 Funciones de Reducción de la Potencia Activa

En el literal f) se hace referencia a la capacidad de reducción de potencia activa, sin embargo pudiese ser importante considerar la capacidad/rapidez para la toma de carga (potencia).

En el último punto restringen la solicitud de ajuste de potencia activa a que sea sólo por señal: "...sólo le indicará al operador de por medio de una señal enviada por telemetría, el punto de reducción al cual deberá ajustarse.". Esto debe quedar abierto, y no restringido.

En el literal g) se incluye aquella generación fotovoltaica conectada a la red de distribución, para lo cual el CND deberá contar en su SCADA con la información requerida para la supervisión en tiempo real, de esta parte de la red.

Comentarios numeral B.7 Protecciones y Niveles de Fallas

En el literal g) debe referirse a esquemas de protección sistémica, esquemas de control suplementarios, no asociados a líneas de transmisión, transformadores de potencia de áreas adyacentes a las instalaciones de las centrales solares fotovoltaicas.

En el literal j) y k) se indica que los ajustes de protección deben ser coordinados y supervisados por ETESA o la distribuidora, es importante agregar y considerar que el Reglamento de Operación establece que si bien esto se coordina con esos agentes, debe tener la aprobación del CND. Podría confundir lo planteado.

Se deben incluir entre los equipos a instalar, registradores de disturbios.

En el literal c) modificar para que se refiera al SIN, no en "...los sistemas de Transmisión y distribución eléctrica".

En el literal h) debe indicarse que esa aprobación la reciba también CND.

En el literal i) debe indicarse que esa aprobación la reciba también CND.

Comentarios numeral B.8 Requisitos de Funciones de Control

En el literal c) definir claramente el tema de la rampa adecuada, ya que el CND considera esta información de acuerdo a los datos que facilita el fabricante.

Comentario numeral B.9.1 Señales

- En toda la redacción de este numeral indican que las centrales de generación deberán proporcionar información operativa en puntos designados por el CND y la Distribuidora. El procedimiento de envío de información operativa en tiempo y forma debería ser solo con el CND quién es el Operador del Sistema. Incluso, por ejemplo, en los numeral 1 y 2 del literal b) indica que se envíe a la Distribuidora información correspondiente a despacho de generación. Todo intercambio de información operativo debería ser solo con el CND.
- En el literal b) los numerales 1 y 2 debe decir "pronóstico"
- Literal e) indica que la señal data meteorológica deberán provenir de una fuente con igual o mejor precisión que lo anterior. No se define cuál es esa precisión.

Comentario al numeral B.9.1.1b) Señales de Estimados de Disponibilidad de las Centrales

Se entiende que estos pronósticos deben corresponder a una actualización de la producción de estas Centrales para cada día en el período de presencia de la intensidad solar de los pronósticos indicados en la sección B.9.1.4, lo cual sería utilizado para el seguimiento en la operación de tiempo real, por lo que será de utilidad que la periodicidad del pronóstico sea cada 15 minutos.

Comentario numeral B.9.1.3 Señales de Control enviadas por el CND a las Centrales

El literal a) supone la participación de estas Centrales en la regulación secundaria llevada por el sistema SCADA del CND,

El literal b) asigna la posibilidad de operación remota del CND sobre una instalación que le pertenece a un tercero, la cual podría encontrarse dentro de la red de distribución de la cual el CND no tiene supervisión.

Comentarios Generales

El CND considera que se requiere ahondar en algunos aspectos de Operación, Control y Estabilidad relacionados para la integración de recursos de generación renovable en los Sistemas Eléctricos de Potencia. En la bibliografía¹ revisada por el CND se entiende que típicamente los estudios llevados a cabo para analizar el efecto de tecnologías como la solar, realizan estudios basados en análisis simulativos aplicando técnicas de Monte Carlo. Lo anterior para considerar adecuadamente todas las fuentes de incertidumbre asociadas a la operación como las i) cargas, ii) generación producto de generación no despachable producto de la penetración eólica y solar, y iii) sistema de transmisión para advertir variaciones en el sistema asociadas topología y parámetros.

La motivación de esta complejidad es debida básicamente a los incrementos que se dan en cuanto a penetración de recursos renovables como la solar, sobre este aspecto se debe considerar que Panamá está integrado con Centro América y que se conocen por ejemplo proyectos eólicos importantes ya operativos en Honduras, Nicaragua y Costa Rica. Es de esperar luego que exista un

¹ J. C. Muñoz (Student), C. A. Cañizares, K. Bhattacharya, and A. Vaccaro, "Transient Stability Assessment of Power Systems with Intermittent Generation Sources using Affine Arithmetic," IEEE Transactions on Power Systems, submitted October 2013, 8 double-column pages.

J. C. Muñoz (Student), C. A. Cañizares, K. Bhattacharya, and A. Vaccaro, "An Affine Arithmetic Based Method for Voltage Stability Assessment of Power Systems with Intermittent Generation Resources," IEEE Transactions on Power Systems, accepted July 2013, 13 double-column pages.

M. Pirnia (Student), C. A. Cañizares, K. Bhattacharya, and A. Vaccaro, "A Novel Affine Arithmetic Method to Solve Optimal Power Flow Problems with Uncertainties," IEEE Transactions on Power Systems, submitted August 2013, 8 double-column pages.

W. Muneer (Student), K. Bhattacharya, and C. Cañizares, "Large-scale Solar PV Investment Models, Tools and Analysis: The Ontario Case," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 4, November 2011, pp. 2547-2555.

I. Das (Student), K. Bhattacharya, C. A. Cañizares, and W. Muneer (Student), "Sensitivity-Indices Based Risk Assessment of Large Scale Solar PV Investment Projects," IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 4, no. 2, April 2013, pp. 370-378.

impacto en la operación, control y estabilidad de la red, asociado con el tamaño de los proyectos con generación variable, localización, los controles de los generadores renovables y su variabilidad de inyección de energía eléctrica.

Se sugiere se considere ampliar el alcance de los estudios, para lo cual se sugiere incluir el efecto de múltiples variaciones en entradas (escenarios) de un sistema eléctrico de potencia. Para lo cual se muestra el siguiente gráfico.

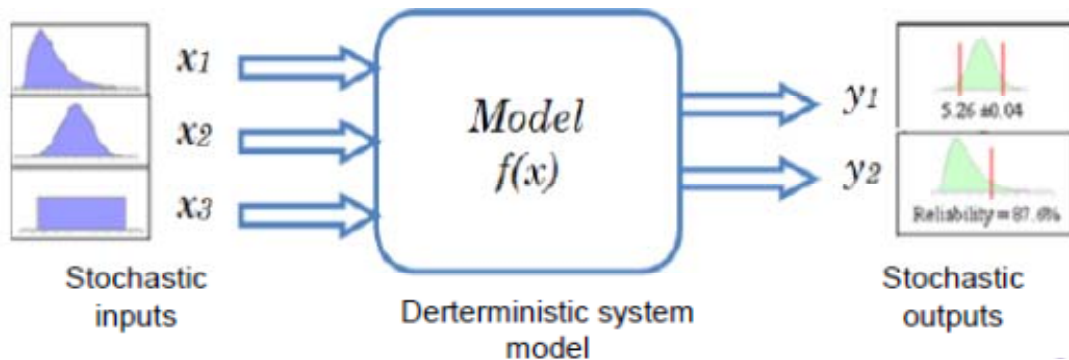


Gráfico 1. Análisis Simulativos

Como se puede observar del gráfico, se han establecido las entradas que incorporan el comportamiento estadístico de las mismas (uso de las funciones de distribución de probabilidad), y que al ser simuladas en el modelo del sistema de forma determinística, generan salidas que luego se pueden analizar para determinar los valores esperados acumulados de las distintas salidas hasta el cumplimiento de un determinado criterio de convergencia. Considerar que se puede determinar las funciones de distribución de probabilidad de las salidas como se muestra en el gráfico y prever el impacto en el sistema eléctrico de potencia.

Las ventajas que se obtienen de este tipo de análisis es que los resultados son más acertados ya que no se hacen aproximaciones asumiendo soluciones únicas. La desventaja será que el costo computacional producto de la cantidad de simulaciones requeridas, y la necesidad de asumir para las entradas (producción y consumo de energía eléctrica) una determinada función de distribución de probabilidad.

Se debe señalar que la capacidad de control de voltaje de estas tecnologías se ha convertido un requisito, como se puede verificar en la propuesta, no obstante si se analiza el control de frecuencia se entiende que la variabilidad del recurso primario limita sus capacidades de proveer dicho control. El tema de la reserva se vuelve de mayor relevancia en proporción al nivel de inserción, y que las tecnologías renovables como la solar requieren una importante cantidad de reserva y/o la implementación de sistemas de almacenamiento de energía.

En síntesis:

- Hay que profundizar en los aspectos de mitigación de riesgos operativos y análisis simulativos que son necesarios considerando la alta variabilidad de la generación proveniente de esta tecnología y que afectarán económicamente la operación o limitarán la participación de la misma en el despacho. Esto puede ser mejorado si se considera el tema de la responsabilidad del agente para atender/gestionar la incertidumbre asociada a la generación entregada por la central en un determinado plazo (semanal, diario, etc.) para que esta no afecte la operación y por ende los costos finales a los usuarios.
- Se solicita en el código propuesto que las unidades tengan la capacidad de reducir generación dada una solicitud del operador, pero no se verifican aspectos respecto de la entrega de potencia en forma sostenida o que las rampas sean adecuadas con la respuesta del sistema (de ser factible). Por ejemplo, cuando por causas externas (pasa una nube) se pierde el recurso primario instantáneamente por ende una parte importante de la potencia que se inyecta a la red (o toda la potencia), de igual forma al recuperar el recurso primario (la nube se retira) esta potencia recobra y se inyecta nuevamente. Eso implica perturbaciones considerables en el sistema, que deben ser analizadas por el inversionista (huecos de carga).
- Se debe definir si los generadores/proyectos con Energías Renovables no Controlables tienen la responsabilidad de mantener reserva para minimizar los efectos negativos a la red. Entendemos que por diseño esta tecnología no puede ofrecer servicios de reserva, pero podrían hacerlo por medio de dispositivo de almacenamiento de energía, por medio de terceros (generación hidroeléctrica). Se recomienda que se establezca la obligatoriedad para el cumplimiento de suministrar reservas, al igual que se hizo obligatorio en el tema de la calidad.