

Apagones en Sistemas de Potencia

Enesto Ramos Torres

E-mail:
erram_tor@hotmail.com

Abstracto Investigaciones de apagones recientes indican que la causa raíz de la mayoría de disturbios en grandes sistemas de potencia es el colapso de voltaje más allá que las condiciones de baja-frecuencia prevalecientes en los apagones de los años 1960s y 70s. Esta ponencia explora la naturaleza de apagones de sistemas de potencia recientes (costa este 2003, California 1996 y otros) y explica porqué el voltaje es al final el indicador principal de inminentes colapsos en sistemas de potencia. El escrito discute la necesidad del uso del voltaje como también la frecuencia para decidir cuando desconectarse del sistema eléctrico de utilidad y transferir la carga del sistema industrial a la planta de cogeneración interna. Clientes industriales han usado relés de voltaje para determinar que el circuito de utilidad que les suministra, ha disparado. Sin embargo, relés de voltaje en sitios industriales generalmente no han sido usados para determinar que el sistema de utilidad carece de seguridad y que puede colapsar. Esta ponencia discute las causas del colapso de voltaje así como también los requerimientos de seguridad y diseño para un esquema de desconexión por bajo-voltaje. El escrito direcciona el nivel actual de deslastre de carga por voltaje en sistemas de utilidades, requerimientos del Consejo de Confiabilidad Eléctrica Norte Americana (NERC-North Electric Reliability Council) y coordinación de desconexión industrial por bajo-voltaje con deslastre de carga por bajo-voltaje de la utilidad.

Índice de Términos apagones, NERC, colapso de voltaje, colapso de frecuencia, AVR, UVLS, UFLS, esquemas de protección especial.

I. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de potencia que suministran energía a instalaciones industriales hoy están mucho mas susceptibles a colapsos de voltaje de lo que ellos estuvieron hace 35 años debido a que estos sistemas cada vez mas dependen de fuentes de generación que están localizadas remotamente de los centros de carga. Generadores en la parte oriental del Canadá y el occidente-medio de los Estados Unidos proveen grandes cantidades de energía a los centros de carga de la costa-este tales como la ciudad de New York. Generadores en Washington, Oregon y la parte occidental del Canadá proveen energía importante para California. Esto contrasta con la operación de las utilidades hace 35 años donde cada utilidad tenía generación interna para alimentar su propia carga. Dos factores fomentan que la generación esté alejada de los centros de carga:

1. Las economías de compra de energía desde fuentes remotas a más bajo-coste a diferencia de generación local más costosa.
2. El rechazo o negativa del pueblo a permitir la construcción de nuevas plantas de generación en las zonas urbanas de alta concentración de carga, causando que utilidades / Productores de Energía Independiente (IPPs Independent Power Producers) construyan estas plantas remotas a estos centros de carga.

Estos dos cambios fundamentales en la operación de la red de potencia de U.S. resulta en la transmisión de energía sobre largas distancias. Esto hace la red de potencia muy dependiente del sistema de transmisión, para entrega de energía a los centros de carga. Esto también resulta en pérdidas de potencia reactiva incrementadas, puesto que las impedancia de líneas de transmisión son principalmente reactivas. Entonces, cuando las líneas de transmisión disparan, las líneas que permanecen deben tomar la carga resultando en más altas pérdidas reactivas (VAr) que resistivas (MW). Esto resulta en una caída de voltaje en el centro de carga mientras que la frecuencia permanece normal.

La potencia reactiva (VAr) no puede ser transmitida muy lejos, especialmente bajo fuertes condiciones de carga y por el contrario debe ser generada cerca al punto de consumo. Esto debido a que la diferencia en voltaje causa un flujo de VAr. El voltaje en un sistema de potencia puede variar solamente +/-5% de su valor nominal. Este pequeño cambio de voltaje no causará un flujo importante de VAr sobre largas distancias. La potencia real (MW) puede ser transmitida sobre largas distancias a través de la operación coordinada de la red interconectada. La potencia reactiva deberá ser generada en, o cerca, al centro de carga.

Puesto que los VAr no pueden ser transmitidos sobre largas distancias, la pérdida inesperada de líneas de transmisión resulta en una necesidad instantánea de potencia reactiva local para compensar por las pérdidas incrementadas de transporte de la misma potencia sobre más pocas líneas de transmisión. Si este soporte reactivo no está disponible en el centro de carga, el voltaje disminuirá. La frecuencia del sistema, por otro lado, permanecerá estable ya que la potencia real desde los generadores remotos continua fluyendo sobre más pocas líneas de transmisión.

Por estas razones, el voltaje más allá que la frecuencia ha llegado a ser el indicador clave que el sistema de potencia está bajo esfuerzo. Las utilidades han comenzado a reconocer ésto y están implementando esquemas de deslastre de carga por bajo-voltaje para complementar su existente deslastre de carga por baja-frecuencia. Clientes industriales con cogeneración interna han usado por largo tiempo la baja-frecuencia como el medio principal de decidir cuando desconectarse del sistema de utilidad y transferir sus cargas críticas a su propia generación. Pero la frecuencia puede permanecer normal conforme el voltaje cae a niveles bajos antes de un completo colapso del voltaje del sistema. La desconexión por voltaje, en adición a la frecuencia, puede ser requerida para permitir al sistema industrial detectar un colapso inminente del sistema de utilidad. Esta ponencia discute la necesidad de desconexión por bajo-voltaje como también por baja-frecuencia y propone esquemas seguros de desconexión de carga por bajo-voltaje que evitan operaciones falsas para algunos eventos como lentos-despejes de fallas del sistema.

II. TIPOS DE INESTABILIDADES EN SISTEMAS DE POTENCIA DURANTE APAGONES DEL SISTEMA

A. Bases Estabilidad de Frecuencia vs. Voltaje

balance de MW de generación y MW de carga. Cuando MW generación y MW de carga están en balance exacto, la frecuencia está al nivel normal de 60 Hz. Cuando la carga excede la generación la frecuencia cae. La razón del descenso depende de la inercia de los generadores dentro del sistema. Bajo condiciones normales, hay ligeros cambios de frecuencia cuando la carga incrementa repentinamente ó la generación dispara fuera-de-línea, lo cual resulta en una ligera reducción (generalmente en cientos de un Hz) en frecuencia hasta que la generación adicional

en el sistema pueda ser aumentada para conseguir la nueva condición de carga. Si existe un desbalance negativo grande entre MW de carga y MW de generación, la frecuencia caerá. Esquemas de baja-frecuencia en el sistema de utilidad son diseñados para restaurar el balance por deslastre de carga.

El Voltaje en un sistema de potencia es una medida del balance de MVar de carga y la capacidad de MVar dentro del sistema. Si este soporte reactivo no está disponible, el voltaje caerá. El impacto del voltaje reducido sobre la carga, depende de la naturaleza de la carga. Para carga resistiva, la corriente de carga disminuirá y ayuda a limitar la necesidad de un soporte reactivo local. Cargas de motor son esencialmente dispositivos de KVA constante. Mientras más bajo está el voltaje más corriente ellos extraen incrementando la necesidad del soporte reactivo local. Las cargas de sistemas de potencia consisten de ambas, cargas resistivas como también cargas reactivas de motor. Durante tiempo caliente, sin embargo, las cargas de motor de aire acondicionado hacen una gran porción de la carga total de la utilidad, de este modo haciendo el sistema de potencia más susceptible a un colapso de voltaje.

El soporte reactivo de un sistema de potencia puede solamente venir de dos fuentes: capacitores en derivación y generadores / condensadores sincrónicos. Capacitores en derivación son considerados espadas de doble-filo. Ellos proveen soporte reactivo, pero también generan mas pocos VARs conforme decae el voltaje. La salida VAR de un banco de capacitores es reducida por el cuadrado del voltaje. Bancos de capacitores en derivación no pueden rápidamente ajustar el nivel de la potencia reactiva.

La generación en el centro de carga puede proveer una fuente dinámica de potencia reactiva. Tan pronto como el voltaje cae, el generador puede rápidamente proveer soporte reactivo incrementado dentro de sus límites de capacidad. A diferencia de los capacitores en derivación, la cantidad de soporte reactivo no cae con la disminución del voltaje del sistema. La cantidad de potencia reactiva es controlada por el regulador automático de voltaje del generador (AVR). Es esencial que el control AVR esté apropiadamente ajustado y el sistema de protección del generador permita al generador contribuir la máxima potencia reactiva para soportar el sistema sin exceder la capacidad del generador.

B. Inestabilidad de Voltaje

La Fig.1 ilustra un sistema de potencia simplificado con un generador remoto suministrando una porción importante de la carga en el centro de carga a través de seis líneas de transmisión. **Es** es el voltaje en los buses de generador remoto y **Eg** es el voltaje en los buses del centro de carga.

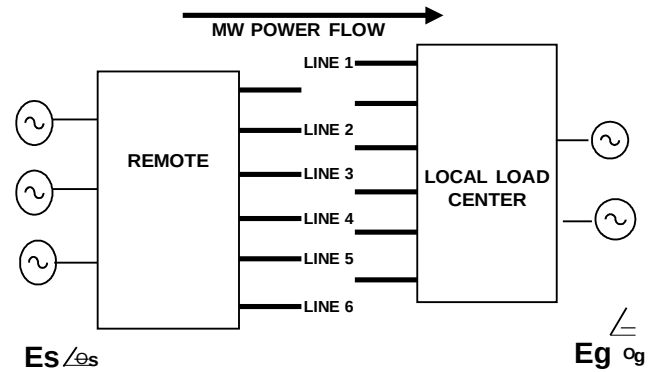


Fig.1 Ejemplo de Sistema de Potencia

La Fig.2 ilustra como el voltaje decae conforme aumenta la potencia real transferida al centro de carga. Este tipo de análisis P-V (potencia real relativa al voltaje) es una herramienta de análisis, usada por planeadores de sistemas de utilidad, para determinar la capacidad de transferencia de potencia real a través de una interfase de transmisión para suministrar carga local. Iniciando desde el estado del sistema caso-base (todas las líneas en servicio), casos de flujo de carga generado-por-computador son corridos con incrementos de transferencias de potencia mientras se monitorean voltajes en buses críticos. Cuando las transferencias de potencia alcanzan un nivel bastante alto, un voltaje estable no puede ser mantenido y el voltaje del sistema colapsa.

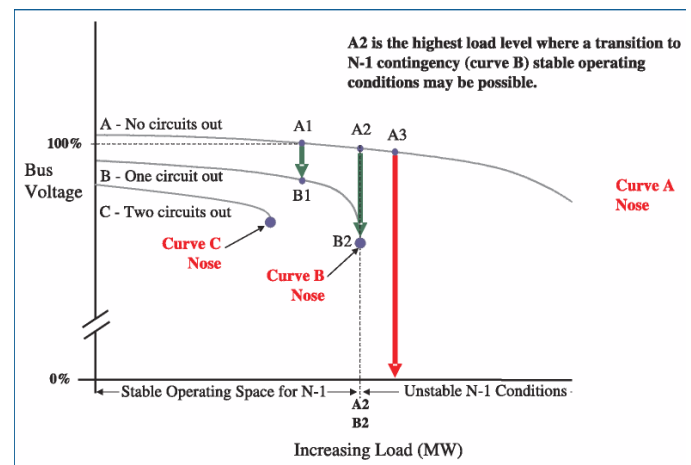


Fig.2 Curva (P-V) Potencia Real (MW) vs. Voltaje.

En una curva P-V (véase Fig.2), este punto es llamado "nariz" de la curva. La forma de la nariz de la curva depende de la naturaleza de la carga en el centro de carga. Altos niveles de carga de motor combinados con un banco capacitor soporte de voltaje en el centro de carga, tienden a hacer que el voltaje caiga muy rápidamente para un pequeño aumento de la potencia en la nariz de la curva. El paquete de las curvas P-V muestran que para condiciones de línea-base mostradas en la curva **A**, el voltaje permanece relativamente estable (cambio a través del eje vertical) con el incremento de la carga local. Condiciones del sistema son seguras y estables a la izquierda del punto **A1**. Después que una contingencia ocurra, tal como un disparo en un circuito de transmisión, la nueva condición está representada por la curva **B**, con voltajes mas bajos (relativo a la curva **A**). Esto es porque la potencia siendo transmitida desde los generadores remotos está ahora fluyendo a través de cinco en lugar de seis líneas de transmisión. El sistema deberá ser bien operado dentro del nivel de carga para la nariz de la curva **B**. Si la contingencia **B** ocurre,

entonces la próxima peor contingencia deberá ser considerada. Los operadores del sistema deben incrementar generadores

locales para reducir la potencia siendo transmitida desde generadores remotos para reducir pérdidas al igual que incrementar el voltaje en el centro de carga para dentro de la zona segura evitar ir arriba de la nariz de la curva C.

En el caso del apagón de la Costa Oriental en el año 2003 [1], tres líneas de transmisión claves fueron perdidas en sucesión rápida debido a contactos con árboles. El voltaje en el centro de carga fue reducido antes que los operadores del sistema pudieran tomar alguna acción correctiva efectiva. Una acción efectiva del operador fue impedida por carencia de datos de subestaciones claves del sistema de transmisión debido a un problema de computador en el centro de operaciones del sistema.

En el caso descrito arriba, el decaimiento de voltaje fue relativamente lento y hubo tiempo para la intervención del operador del sistema de utilidad a direccionar el problema de decaimiento de voltaje. Han habido casos en donde el voltaje cayó tan rápidamente que la acción del operador no fue posible. Estos casos envuelven lentos-despejes de fallas multifase en sistemas de transmisión que ocurren durante las condiciones en tormentas calientes cuando la carga de la utilidad es principalmente formada de motores de aire acondicionado. La caída extendida del voltaje causa que los motores en el área paren y consuman grandes cantidades de potencia reactiva después que la falla ha sido despejada. El cambio rápido en el factor de potencia de la carga resulta en un bajo voltaje del sistema. Puesto que hay poca reserva de potencia reactiva durante los periodos pico de carga, el voltaje del área colapsa. Tal como un evento ocurrido en la parte occidental de Tennessee y resultó en un salida 1100 MW de carga. El evento total tomó menos de 15 segundos [2].

C. Inestabilidad de Angulo de Fase

Cuando el ángulo de fase de voltaje entre generadores remotos y generadores locales ($\delta_g - \delta_s$ en la Fig.1) llega a ser muy grande, puede ocurrir inestabilidad en el ángulo de fase. En muchos casos, este evento ocurre en conjunto con el escenario de colapso de voltaje descrito arriba. Hay dos tipos de inestabilidad de ángulo de fase.

1). *Inestabilidad de Estado-Estable*: Inestabilidad de estado-estable ocurre cuando hay muy pocas líneas de transmisión para transportar energía desde la fuente de generación hasta el centro de carga local. Pérdida de líneas de transmisión dentro del centro de carga puede resultar en un colapso de voltaje como es descrito arriba, pero esto puede también resultar en una inestabilidad de ángulo de fase de estado-estable. La Fig.3 ilustra como ocurre la inestabilidad de estado-estable. La habilidad para transferir Potencia Real (MW) es descrita por la ecuación de transferencia de potencia y es trazada gráficamente.

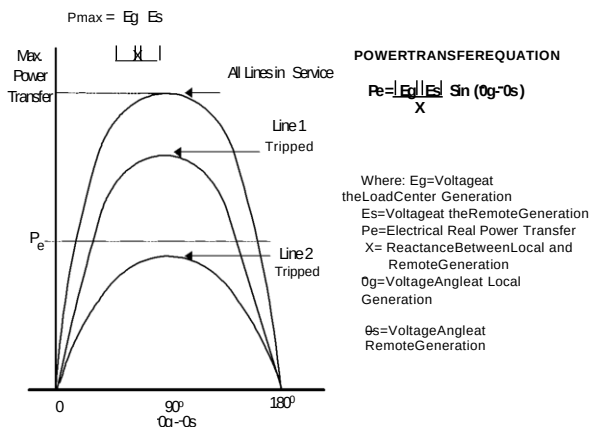


Fig.3 Inestabilidad Estado-Estable—Análisis Angulo de Potencia

De la ecuación de transferencia de potencia de la Fig.3, puede ser visto que la potencia máxima (P_{max}) que puede ser transmitida es cuando $\delta_g - \delta_s = 90^\circ$, $\sin 90^\circ = 1$. Cuando el ángulo de fase de voltaje entre la generación local y remota incrementa más allá de 90° , la potencia que puede ser transmitida es reducida y el sistema llega a ser inestable y usualmente se separa en islas. Si suficientes líneas son disparadas entre el centro de carga y la generación remota alimentando al centro de carga, la reactancia (X) entre estas dos fuentes aumenta, de este modo reduciendo la potencia máxima (P_{max}) que puede ser transferida. La curva de ángulo de potencia en la Fig.3 ilustra esta reducción como la línea 1 se dispara la altura de la curva de ángulo de potencia es reducida porque la reactancia (X) entre los dos sistemas ha aumentado. Cuando la línea 2 dispara, la altura de la curva de ángulo de potencia es reducida más allá en donde la potencia siendo transferida no pueda ser mantenida y entonces el sistema se vuelve inestable.

En este punto, el sistema de potencia está en profundo problema. Durante condiciones inestables, el sistema de potencia se separa en islas. Si hay más carga que generación dentro de la isla, la frecuencia y el voltaje caen. Si existe un exceso de generación en una isla, la frecuencia y el voltaje generalmente aumentan. El colapso de voltaje y la inestabilidad de estado-estable ocurren juntos como el disparo de línea de transmisión aumenta la reactancia entre el centro de carga y la generación remota. Generalmente, la caída del voltaje en el centro de carga es el indicador principal que el sistema está en problemas con la baja frecuencia ocurriendo solamente después que el sistema se divide en islas. El análisis de grandes apagones confirma que el voltaje es al final el indicador principal de un inminente colapso del sistema de potencia. El esperar por la reducción de frecuencia puede ser una espera muy larga para desconectarse del sistema de potencia de utilidad.

2). *Inestabilidad Transitoria*: La inestabilidad en el ángulo de fase de voltaje puede también ocurrir debido al lento-despeje de fallas en el sistema de transmisión. Este tipo de inestabilidad es conocida como inestabilidad transitoria. La inestabilidad transitoria ocurre cuando una falla en el sistema de transmisión cerca de la planta de generación no es despejada lo suficientemente rápido para evitar un desbalance prolongado entre la salida mecánica y eléctrica del generador. Una inestabilidad transitoria inducida por falla no ha sido la causa de ningún apagón del sistema grande en los años recientes. Sin embargo, los generadores necesitan estar protegidos de los daños que pueden resultar cuando la protección en los sistemas de transmisión es muy lenta para operar. Los ingenieros de relés diseñan la protección de sistemas de transmisión para operar más rápido de lo que un generador puede ser sacado de sincronismo, pero fallas de sistemas de protección han ocurrido como resultado de lentos despejes de fallas en el sistema de transmisión. Es generalmente aceptado [2] que la protección de pérdida de sincronismo en el generador es necesaria para evitar daños en la máquina. Mientras más grande es el generador, más corto es el tiempo para manejar la máquina inestable por un falla en el sistema.

La Fig.4 ilustra una subestación de planta de potencia con un interruptor-y-medio típico con un generador y un corto circuito en una línea de transmisión cerca de la subestación. Si el corto circuito es de tres-fases, muy poca potencia real (MW) fluirá desde el generador al sistema de potencia hasta que la falla es despejada. La alta corriente de falla experimentada durante el corto circuito es principalmente reactiva o corriente VAR. De la ecuación de transferencia de potencia (Fig.3), se puede ver que cuando E_g cae casi a cero, casi nada de potencia real puede ser transferida al sistema. El AVR del generador detecta disminuido el voltaje en terminales del generador e incrementa la corriente del

campo para intentar aumentar el voltaje del generador durante la

falla. El control AVR entra en un modo de forzado-de-campo donde la corriente del campo es brevemente aumentada más allá de los límites térmicos del circuito de campo en estado-estable. Durante el corto circuito, la potencia mecánica de la turbina (P_M) del generador permanece sin cambio. El desbalance resultante entre la potencia mecánica (P_M) y la potencia eléctrica (P_E) manifiesta por sí sólo el aceleramiento del generador, aumentando su ángulo de fase de voltaje con respecto al ángulo de fase del sistema como es ilustrado en el trazado del ángulo de potencia en la Fig.5.

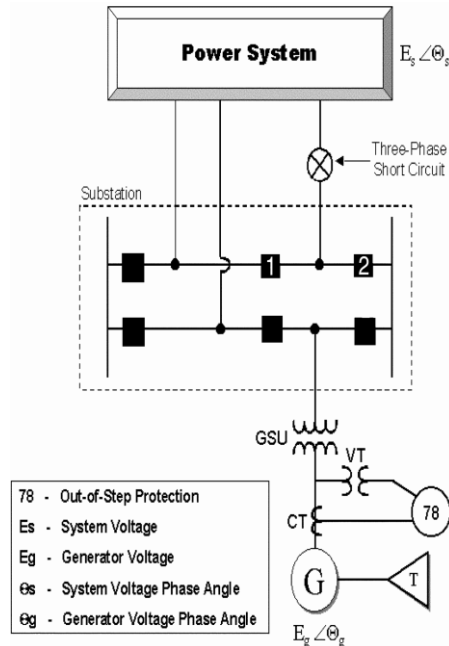


Fig.4 Inestabilidad Transitoria Análisis del Ángulo de Potencia

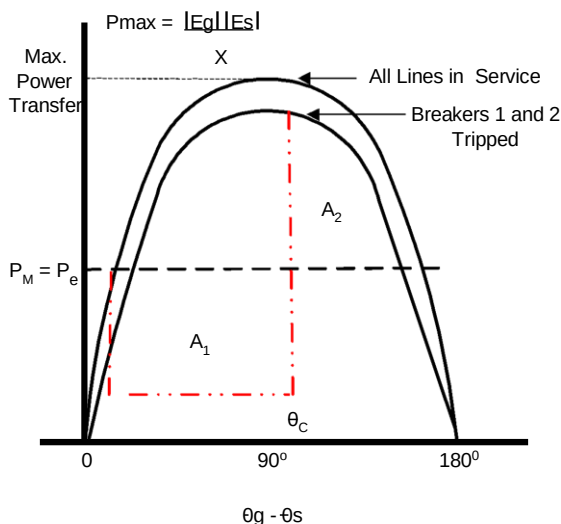


Fig.5 Inestabilidad Transitoria Análisis del Ángulo de Potencia

La velocidad con la que el generador se acelera depende de su inercia. Si la falla del sistema de transmisión no es despejada lo suficientemente rápido, el ángulo de fase del generador avanzará de manera que este será sacado de sincronismo con el sistema de potencia. Estudios de estabilidad transitoria por computador pueden ser usados para establecer este tiempo y ángulo de conmutación crítico. El criterio de igualdad de área puede también ser aplicado para estimar el ángulo de conmutación crítico (θ_c). Cuando el área $A_1 = A_2$ en la Fig.5, el generador está justo en el punto perdiendo sincronismo con el sistema de potencia. Note que

potencia resultante es reducida a causa del aumento en la reactancia (X) entre el generador y el sistema de potencia. Esto es debido a la pérdida de la línea de transmisión fallada. En ausencia de estudios detallados, muchos usuarios establecen el máximo ángulo de inestabilidad en 120°. Debido a la naturaleza dinámica del generador para recuperarse durante condiciones de falla, el ángulo de 120° es más grande que el punto de inestabilidad 90° para condiciones de inestabilidad de estado-estable. El tiempo que la falla puede ser dejada en el sistema que corresponde al ángulo de conmutación crítico es llamado "el tiempo de conmutación crítico". Si la falla es dejada por más que ése tiempo, entonces el generador perderá sincronismo por "deslizamiento de un polo". Por esta condición, el generador debe ser disparado para evitar daño en el eje por par torsional. Protección Fuera-de-paso, la cual es también llamada protección de pérdida-de-sincronismo (Relé Función 78), es típicamente aplicado en grandes generadores para disparar la máquina de este modo protegerla del daño en el eje por par torsional y evitando así un evento de cascada del sistema [3].

III. MITIGANDO APAGONES EN UTILIDADES Y EN INSTALACIONES INDUSTRIALES

Dada la discusión en causas de inestabilidad en los sistemas de potencia que resulta en apagones de sistemas grandes, qué pueden hacer tanto las utilidades como clientes industriales que posean cogeneración interna, para protegerse de ser "arrastrados" en un apagón?. Es la práctica común de desconexión de la utilidad usando la frecuencia como una medida seguridad del sistema eléctrico adecuada para los tipos de apagones que están ocurriendo hoy en los sistemas de potencia?. Las utilidades por sí mismas están empezando a reconocer que la frecuencia solamente no es suficiente como medida de la seguridad del sistema. Un número de utilidades han puesto en servicio esquemas de deslastre de carga por bajo-voltaje para complementar sus esquemas existentes de deslastre por baja- frecuencia. A la fecha, NERC (North Electric Reliability Council) no ha hecho obligatorio tales esquemas. Sin embargo, un número de

las utilidades grandes los han instalado por su propia cuenta mientras que muchas otras están considerando adicionar tales esquemas. Grupos de confiabilidad regional tales como WECC (Western Electricity Coordinating Council) han desarrollado pautas de deslastre de carga por bajo-voltaje para sus miembros [4].

A. Programas de Deslastre-de-Carga de Utilidades

Programas de deslastre-de-carga automáticos son diseñados dentro de los sistemas eléctricos de utilidad para operar como un último recurso, bajo la teoría que es sensato retirar algo de carga de manera controlada si éste puede adelantar la pérdida de un gran retiro de carga ante un evento en cascada incontrolado. Existen dos clases de deslastre-de-carga automática instalados en Norte América deslastre-de-carga por bajo-voltaje, el cual

después de la apertura de los interruptores 1 y 2 para despejar la falla, la transferencia de

remueve la carga para prevenir un colapso del voltaje en el área local, y deslastre-de-carga por baja-frecuencia, diseñado para re-balancear carga y generación dentro de una isla eléctrica una vez esta ha sido creada por un disturbio en el sistema.

Deslastre-de-carga automático por bajo-voltaje (UnderVoltage Load Shedding UVLS) responde directamente a condiciones de voltaje en una área local. UVLS retira varios cientos de megavatios en bloques pre-seleccionados dentro de los centros de carga, disparado en etapas cuando el voltaje local cae a un nivel designado probablemente 89 a 94 % con varios segundos de temporización. La meta de un esquema UVLS es retirar carga para restaurar la potencia reactiva relativa a la demanda, para prevenir el colapso de voltaje y contener un problema de voltaje dentro del área local en lugar de permitir que este se extienda en geografía y magnitud. Si el primer paso de deslastre-de-carga no

permite al sistema re-balancearse, y el voltaje continúa en deterioro, entonces el próximo bloque de UVLS es caído. El uso del UVLS no es obligatorio, pero está hecho en la opción de los consejos de confiabilidad de área regional NERC (WECC y otros) también como en utilidades individuales. Esquemas UVLS y puntos disparadores deben ser diseñados para estimar las vulnerabilidades del sistema de área local, basados en estudios de colapso de voltaje.

Contrario al UVLS, el deslastre-de-carga automático por baja-frecuencia (UnderFrequency Load Shedding UFLS) está diseñado para uso en condiciones extremas para estabilizar el balance entre generación y carga después que una isla eléctrica haya sido formada, soltando carga suficiente para permitir que la frecuencia establezca dentro de la isla. Retirando carga hasta igualar la generación disponible dentro de la isla, el UFLS es una malla de seguridad que ayuda a prevenir el apagón completo de la isla, y permite una restauración más rápida del sistema poco después. El UFLS no es efectivo si hay una inestabilidad eléctrica ó colapso de voltaje dentro de la isla.

Hoy, la instalación de UFLS es un requerimiento de NERC, diseñado para retirar al menos 25-30% de la carga en pasos dentro de cada región del coordinador de confiabilidad. Estos sistemas están diseñados para automáticamente soltar cargas pre-designadas por el cliente si la frecuencia baja demasiado (puesto que la baja frecuencia indica muy poca generación relativa a la carga), iniciando generalmente cuando la frecuencia cae a 59.3 Hz.. Más carga es progresivamente retirada como los niveles de frecuencia caen más allá. El último paso del deslastre-de-carga es ajustado en el nivel de frecuencia justo arriba del punto de ajuste de los relés de protección por baja-frecuencia de generación (57.5 Hz), para prevenir que la frecuencia caiga tan bajo que los generadores podrían ser dañados.

Hay dos tipos básicos de esquemas UVLS que las utilidades han instalado. Ambos tipos involucran la instalación de relés de bajo-voltaje en subestaciones de utilidad clave. Estos relés deben

medir el voltaje del sistema de transmisión y típicamente son instalados en el primario de las subestaciones de distribución localizadas cerca de las subestaciones de transmisión claves. La

Fig.6 muestra una instalación de utilidad típica de ambos relés de bajo-voltaje (27) y baja-frecuencia (81).

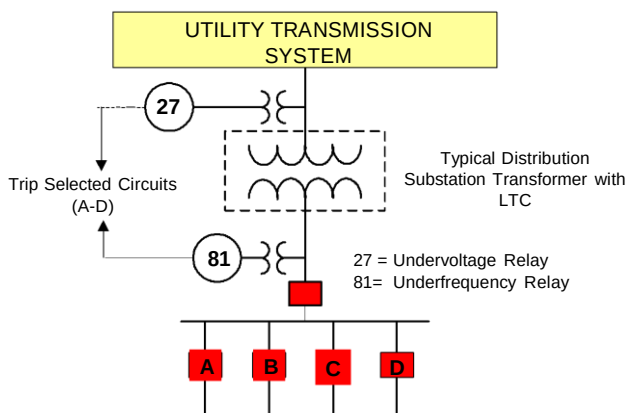


Fig.6 Deslastre-de-Carga en Subestación de Utilidad Típica

Debido a la disponibilidad de transformador de voltaje (TV), los relés de baja-frecuencia son usualmente conectados en el secundario de la estación de distribución porque la frecuencia es la misma en ambos lado de alta y baja del transformador. La medición de voltaje para el UVLS debe ser en el primario del

un tipo de disparo directo del UVLS. Para adicionar seguridad, algunos esquemas UVLS son solamente habilitados si condiciones del sistema han ocurrido que indiquen que el sistema de potencia está en una "condición de esfuerzo". Condiciones tales como la importación neta de potencia vs. generación local ó mediciones de bajo-voltaje en buses de subestación de transmisión clave son usadas para armar estos esquemas UVLS. Algunas utilidades llaman a tales esquemas "esquemas especiales de protección". Estos esquemas agregan un nivel adicional de complejidad y generalmente dependen de comunicaciones para enganchar el esquema. También, ellos pueden no ser enganchados lo suficientemente rápido para ser activados por eventos de bajo-voltaje causados por lentos-despejes, fallas multifasicas del sistema de transmisión que ocurren durante condiciones de tormenta de calor.

B. Esquemas de Desconexión en Sistemas Industriales

Hoy, la mayoría de instalaciones industriales usan la frecuencia como una medida de seguridad en el sistema de potencia de la utilidad e inician la desconexión cuando la frecuencia cae a un nivel específico por un corto tiempo (típicamente 8-12 ciclos). Algunas instalaciones industriales usan el índice de cambio de la frecuencia para desconectarse de la utilidad. El uso de la frecuencia por sí sola no desconecta las instalaciones industriales en casos donde el voltaje está colapsando. Puesto que el voltaje es al final el indicador principal de recientes colapsos de sistemas de potencia de utilidad, el voltaje como también la frecuencia necesita ser usado para iniciar la desconexión del sistema de utilidad. La Fig.7 muestra una instalación industrial típica con ambos relés bajo-voltaje (27) y baja-frecuencia (81).

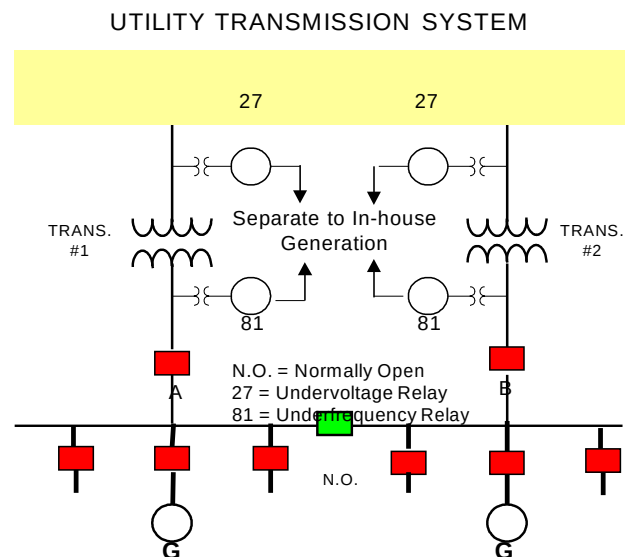


Fig.7 Instalación Industrial Típica con Desconexión por Ambos Baja-frecuencia y Bajo-voltaje.

Debido a la disponibilidad de TV, relés de baja-frecuencia son típicamente conectados en el secundario de la instalación industrial por que la frecuencia es la misma en ambos lado de alta y de baja del transformador. En instalaciones nuevas, ambos voltaje y frecuencia podrían ser medidos por los TV en el primario del transformador de suministro de la utilidad. Como en el caso transformador puesto que las pérdidas en el transformador y los controles (LTC) cambiando derivaciones bajo carga distorsionarán el nivel real de voltaje del sistema de transmisión. La Fig.6 ilustra

del UVLS de la utilidad, la medición de voltaje para desconexión por bajo-voltaje debe ser en el primario del transformador puesto que pérdidas y controles (LTC) cambiando derivaciones bajo carga distorsionarán el nivel de voltaje real del sistema de transmisión. Una vez la señal para desconexión de la utilidad es generada, los interruptores principales de entrada de potencia (**A** y/o **B**) son disparados y la carga conectada es aislada hacia la cogeneración interna. Esto puede resultar en una sobrecarga momentánea a la generación interna. Tradicionalmente, después de una desconexión, algunas instalaciones industriales han usado

esquemas internos de deslaste de carga por baja-frecuencia para igualar la carga a la cogeneración. En años recientes, sistemas de monitoreo-de-carga que monitorean en tiempo real la generación interna y las cargas conectadas han sido usadas para igualar la carga a la generación después de la desconexión de la utilidad [5].

Sin el uso de voltaje para argumento de frecuencia para decidir cuando desconectarse de la utilidad, la instalación industrial se arriesga a ser “arrastrada hacia abajo” por un colapso de voltaje. Si las utilidades están empezando a implementar UVLS, hace sentido para los industriales el considerar instalar esquemas de desconexión por bajo-voltaje.

IV. DISEÑANDO UN ESQUEMA SEGURO DE DESCONEXIÓN POR BAJO-VOLTAJE

El diseño de un esquema seguro de desconexión por bajo-voltaje que evita falsas operaciones para eventos tales como lentos despejes de fallas del sistema, requiere alguna lógica como también un relé que pueda medir precisamente el voltaje dentro de límites aceptables. El relé de bajo-voltaje necesita ser altamente preciso. Una precisión en la medida de $\pm 0.5V$ sobre una base de 120V es requerida. También, el relé de bajo-voltaje que es usado, necesita tener una alta relación de activación/desactivación (pickup/dropout). Esta relación necesita estar cerca de 100% de manera que cuando el voltaje se recupere después de una falla en el sistema, el relé rápidamente se reajustará a la condición de no-disparo. Para cumplir con estos requerimientos, tanto como la lógica descrita abajo, relés digitales están casi exclusivamente siendo usados para UVLS. Instalaciones industriales pueden beneficiarse de los esquemas lógicos empleados por las utilidades que han implementado UVLS.

A. Lógica de Desconexión de Bajo-voltaje Monofásico.

La lógica puede ser usada para mejorar la seguridad en un esquema de desconexión por bajo-voltaje para prevenir una falsa operación debido a despejes lentos de fallas en el sistema. La Fig.8 ilustra un esquema usando mediciones de voltaje monofásico.

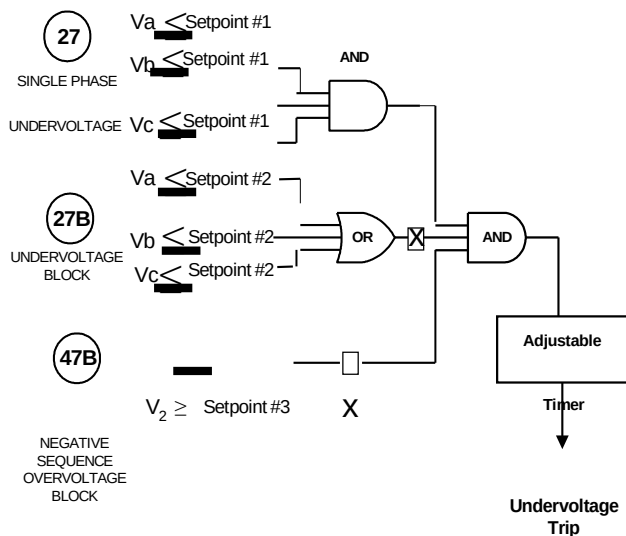


Fig.8 Lógica de Desconexión por Bajo-voltaje Monofásico.

El colapso de voltaje es generalmente un evento de voltaje balanceado con el voltaje sobre todas las tres fases siendo aproximadamente igual. Condiciones de falla (con la excepción de

ser agregada usando bloqueo de bajo-voltaje (27B). Puesto que la magnitud de bajo-voltaje debido a un inminente colapso de voltaje está entre 89-94%, bloqueando la operación por bajos voltajes que son inducidos-por falla adiciona mas seguridad. Fig.8 indica que cualquier voltaje línea-a-neutro que cae por debajo del punto de ajuste Setpoint #2 bloqueará la operación del esquema. La última medida de seguridad en la lógica de la Fig.8 es el uso de voltaje de secuencia negativa (47B) para bloquear la operación del esquema de desconexión. Durante condiciones de falla desbalanceadas (todas las fallas excepto fallas trifásicas), el voltaje de secuencia negativa estará presente. Puesto que eventos de colapso de voltaje son condiciones de voltaje balanceado, solamente un nivel muy pequeño de voltaje de secuencia negativa está presente. La ecuación que define el voltaje de secuencia negativa es mostrada a continuación [6].

$$V_2 = 1/3 (V_a + a^2 V_b + a V_c)$$

Donde: V_a, V_b, V_c son voltajes línea-a-neutro

$$a = 1\angle 120^\circ$$

$$a^2 = 1\angle 240^\circ$$

Para cuantificar el desplazamiento del ángulo de fase de 120° entre fases, fasores unitarios (a y a^2) son usados en terminología de componente simétrica. Para voltajes trifásicos completamente balanceados, el voltaje de secuencia negativa es cero. El bloqueo de voltaje de secuencia negativa es usado para detectar condiciones de falla desbalanceada y bloquear el esquema de desconexión de una operación inapropiada.

B. Lógica de Desconexión de Secuencia Positiva

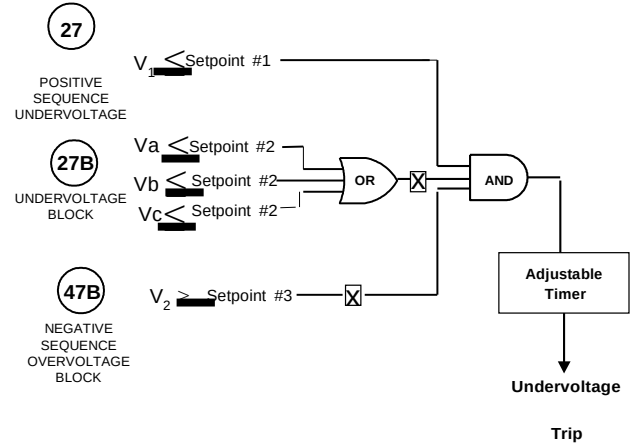


Fig.9 Lógica de Desconexión Bajo-voltaje de Secuencia Positiva

Otro esquema lógico para mejorar la seguridad por desconexión de voltaje es mostrado en la Fig.9. El esquema es similar al mostrado en la Fig.8. Los elementos de bloqueo son los mismos. Pero este esquema lógico usa secuencia positiva en lugar de voltajes individuales fase-a-neutro para detectar una

condición de bajo-voltaje. Voltaje de secuencia positiva es un término de componente simétrica y está definido por la siguiente ecuación.

$$V_1 = 1/3 (V_a + a V_b + a^2 V_c)$$

fallas trifásicas) resultan en voltajes de fase desbalanceados. Esta diferencia fundamental entre bajos-voltajes causados por fallas vs. colapso de voltaje, puede ser usada para agregar seguridad a un esquema de desconexión. La lógica de la Fig.8 requiere que todos los tres voltajes línea-a-neutro deben caer por

debajo del punto de ajuste Setpoint #1. Seguridad adicional puede

Donde: V_a, V_b, V_c son voltajes línea-a-neutro

$$a = 1\angle 120^\circ$$

$$a^2 = 1\angle 240^\circ$$

Para voltajes trifásicos completamente balanceados, el voltaje de secuencia positiva es igual al valor normal de los voltajes fase-a-neutro ejemplo $V_1 = V_a = V_b = V_c$. El voltaje de secuencia positiva provee una simple cantidad como el voltaje activador para desconexión por bajo-voltaje y no requiere que todos los tres voltajes estén por debajo de un punto de ajuste

dado como es requerido en el esquema lógico discutido en la Fig.8. Ambos esquemas discutidos en la Fig.8 y 9 son fácilmente programados en relés digitales modernos. Uno de los beneficios de lógica de un relé digital es que la lógica de bloqueo puede ser modificada a acomodo del usuario. Si el bajo-voltaje y/o el bloqueo de secuencia negativa no es deseado por el usuario, este puede ser fácilmente eliminado en la lógica.

Seguridad adicional puede ser proporcionada en instalaciones críticas usando un esquema de "lógica de votación". La "lógica de votación" significa que múltiples relés de protección son usados con lógica y ajustes idénticos en el mismo punto de medición en el sistema. Una mayoría de dispositivos debe estar de acuerdo antes que la acción sea tomada. El propósito de la lógica de votación es obtener confirmación de las condiciones del sistema de más de un relé de protección, evitando así una potencial desconexión falsa basada en un mal funcionamiento de un relé de protección. Si dos relés son instalados en cada ubicación, lógica dos-fuera-de-dos es usada. Esta lógica requiere de los dos relés para operar antes que la desconexión sea iniciada. Si tres relés son usados, lógica dos-fuera-de-tres es usada requiriendo dos relés cualquiera confirmen la condición de disparo. Lógica dos-fuera-de-tres es común en esquemas de desconexión por voltaje en plantas nucleares.

C. Consideraciones de Ajustes

Antes de emprender un diseño de esquema de desconexión de bajo-voltaje, es prudente contactar la utilidad a la cual el cliente industrial está conectado y también al consejo de confiabilidad regional NERC. Algunos Consejos, tal como el WECC, han desarrollado pautas de deslastre de carga por bajo-voltaje para sus miembros [4]. Es también difícil para el cliente industrial desarrollar ajustes específicos ya que el nivel de voltaje para desconexión está basado en el sistema de potencia del área a la cual el cliente industrial está conectado. Esto es similar a los requerimientos para desconexión por baja-frecuencia donde las utilidades han suministrado orientación para clientes industriales. La desconexión por bajo-voltaje en el cliente industrial debe ser coordinado con el UVLS de la utilidad. El rango de voltaje típico para UVLS está entre 89-94% del voltaje normal con un temporizador de 1-3 segundos.

V. CONCLUSIONES

Investigaciones de los apagones recientes indican que la causa raíz de la mayoría de disturbios en grandes sistemas de potencia es el colapso de voltaje más allá que las condiciones de baja-frecuencia prevalecientes en los apagones de los años 1960s y 70s. La operación de los sistemas de potencia de hoy con la generación frecuentemente siendo remota de los centros de carga, ha hecho el sistema de potencia muy dependiente en el sistema de transmisión de la utilidad. Cuando las líneas de transmisión disparan, el voltaje cae en los centros de carga, mientras que la frecuencia puede permanecer normal hasta que ocurre un colapso del sistema completo.

Las utilidades están reconociendo este problema y están empezando a instalar programas de UVLS. Los clientes industriales que tienen generación interna, que operan en paralelo con la utilidad también necesitan reconocer el problema. Estos clientes de cogeneración industrial deberían considerar el uso de esquemas de desconexión por bajo-voltaje en adición a sus esquemas existentes por baja-frecuencia para dirigirse al escenario del colapso de voltaje.

Esta ponencia propone esquemas lógicos de desconexión por bajo-voltaje que pueden ser fácilmente instalados dentro de relés digitales para mejorar la seguridad de una desconexión por bajo-voltaje, para prevenir una falsa operación debida a un lento despeje de fallas del sistema. Este escrito también indica el punto requerido de instalación de éstos relés de manera que ellos midan adecuadamente el voltaje del sistema.

REFERENCIAS

- [1] Fuerza de Tarea Apagón Sistema Potencia Canadá – U.S., *Reporte final en Agosto 14, 2003 Apagón en los Estados Unidos y Canadá: Causas y Recomendaciones*, Abril 2004, página Web NERC.
- [2] G.C. Bullock, *Colapso de Voltaje en Cascada en Oeste de Tennessee*, Conferencias de Relés de Protección Georgia Tech., Mayo 1990.
- [3] ANSI/IEEE C37.102-1992, *Guía IEEE para Protección de Generadores AC*, New York, NY: IEEE PES.
- [4] Fuerza de Tarea UVLS, *Pauta para Deslastre de Carga por Bajo-voltaje*, WECC, 1999.
- [5] K.Shah, R. Hofstetter, M.S. Miguel, M.Tiffany, *Sistemas de Preservación de Carga en Instalaciones Utilizando Cogeneración por Protección en Tiempo Real de Cargas Críticas Durante Salidas de Utilidad*, Conferencia IEEE IAS, 2005 PCIC.
- [6] J. L. Blackburn, *Componentes Simétricas para Ingenieros de Sistemas de Potencia*, New York, NY: Marcel Dekker, Inc. 1993.