

Comité de Estudio B5– PROTECCIONES Y AUTOMATIZACIÓN

PROTECCIÓN DE BARRA EN UNA RED INDUSTRIAL MEDIANTE IEC 61850

V.F. CORASANITI*
IITREE-LAT FI-UNLP**
ARGENTINA

M.B. BARBIERI
IITREE-LAT FI-UNLP
ARGENTINA

J.E. PARDO
IITREE-LAT FI-UNLP
ARGENTINA

R.D. VIDAL
YPF S.A.
ARGENTINA

J.A. CEBREIRO
ABB S.A.
ARGENTINA

P. JIMENEZ
ABB S.A.
ARGENTINA

Resumen – En plantas industriales las alimentaciones suelen ser del tipo radial, con alimentaciones de centros de carga ubicados en cascada desde una subestación eléctrica principal (SE). En estas instalaciones coexiste equipamiento de protección de distintas generaciones y tecnologías, debido a la expansión en el tiempo de estas últimas.

Ante la necesidad de modificar algunas de las estaciones de transformación para readecuar las redes, se presenta la posibilidad de instalar protecciones de nueva generación IEDs (del inglés, Intelligent Electronic Devices), las cuales poseen la capacidad de comunicarse y ejecutar decisiones en función de los mensajes puestos en la red por el resto de las protecciones. Los IEDs se conectan a través de la red Ethernet de la subestación permitiendo la comunicación entre sí y con el controlador de la estación. Para la comunicación entre los IED individuales y el sistema SCADA se utiliza una comunicación cliente-servidor (C/S) aplicando TCP/IP, donde el IED normalmente actúa como servidor y el sistema SCADA se convierte en el cliente.

La información crítica, como los comandos de disparo de protección y mediciones en tiempo real, requiere la máxima prioridad y un método de comunicación rápido. Los mensajes GOOSE (del inglés, Generic Object Oriented Substation Event) o evento de subestación orientado en objetos genéricos es el mecanismo utilizado para distribuir información de estado. Los mensajes GOOSE o valores muestreados se publican sin dirigirse a un destinatario específico puesto que se conocen como mensajes multidifusión (multicast). Esta información se distribuye en la red permitiendo que cualquier IED se suscriba para recuperarla.

En este trabajo se propone una metodología para utilizar las facilidades de las comunicaciones implementadas mediante la norma IEC 61850 entre las IEDs de sobrecorriente de alimentadores y transformadores conectados a las barras de una SE específica para, ante fallas en las propias barras, acelerar los tiempos de actuación de la protección del transformador que las alimenta. De este modo se evita el despeje de falla en barra en tiempos largos, asociados al propio escalonamiento de las protecciones de sobrecorriente de un sistema radial aguas abajo, coordinados a través del ajuste convencional.

Palabras clave: Protecciones – IEDs – sobrecorriente – barras – IEC 61850

1 INTRODUCCIÓN

En este trabajo se presentan los resultados del ajuste y coordinación de las protecciones diferenciales y de sobrecorriente a instalarse en el nivel de 13.8kV, en la remodelación de una SE de 33kV/13.8kV, en las instalaciones de un complejo industrial. En la Fig. 1, se presenta el esquema unifilar de la SE.

La SE original posee sólo dos barras principales de 13.8kV, donde una de ellas se abastece con los dos transformadores TR01 y TR02 existentes y la otra barra B se alimenta en 13.8kV desde el sistema externo a través del transformador TR03. Los TR01 y TR02 se alimentan a través de dos alimentadores de 33kV desde la red interna del complejo industrial, abastecida a su vez desde una SE de 132kV/33kV conectada al sistema

* 48 y 116 S/N. La Plata. Buenos Aires. B1900AMF. Argentina. – e-mail: fcorasaniti@iitree-unlp.org.ar

** Instituto de Investigaciones Tecnológicas para Redes y Equipos Eléctricos – Facultad de Ingeniería – Universidad Nacional de La Plata.

externo. La remodelación consiste en instalar una nueva barra de 13.8kV, totalizando tres barras de 13.8kV, denominadas A, B y C. A dichas barras se conectan las instalaciones existentes, correspondientes a los alimentadores que abastecen las distintas SEs aguas abajo.

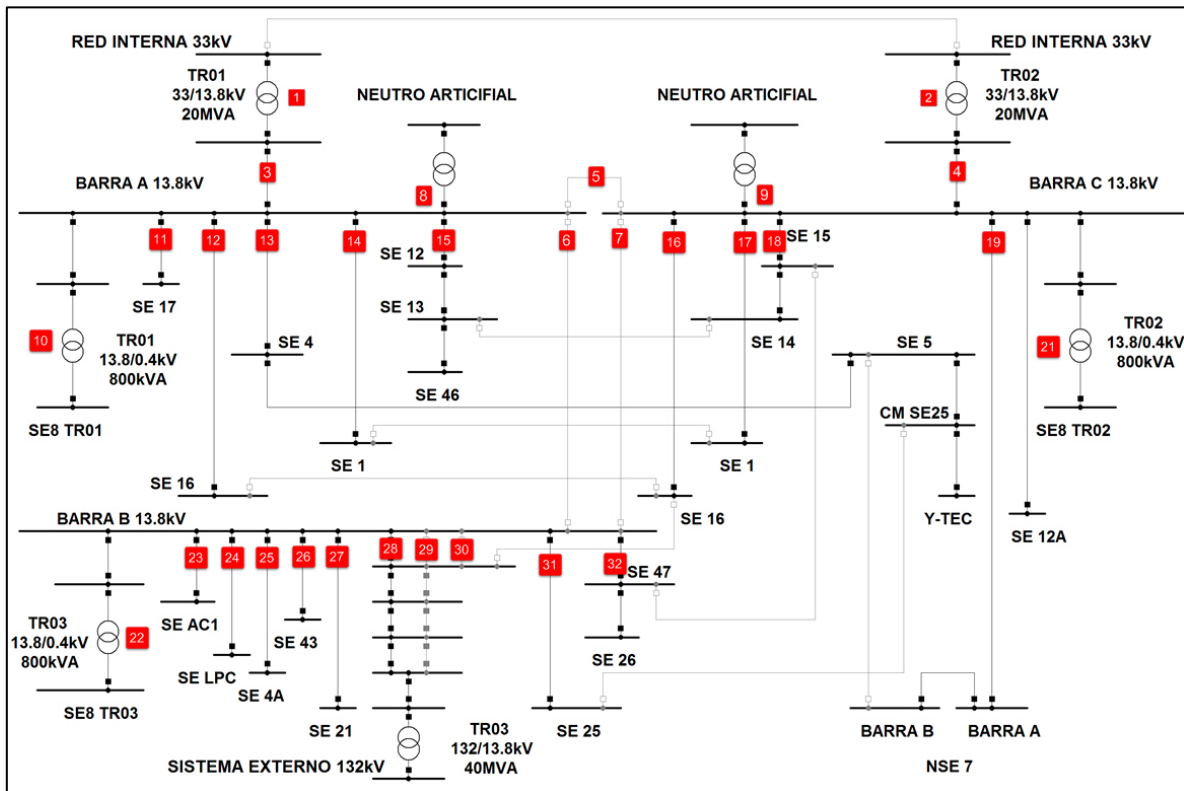


Fig. 1. Esquema unifilar simplificado de la remodelación de la SE del complejo industrial

2 RED ELÉCTRICA

En la Fig. 1 se observa que existirán en la SE tres barras principales de 13.8kV. Las barras A y C abastecidas desde el TR01 y TR02 de 33kV/13.8kV de 20MVA respectivamente y la barra B abastecida desde la conexión al sistema externo en 132kV, a través del transformador TR03 de 132kV/13.8kV de 40MVA. El estado de operación normal será con las tres barras operando en forma desacoplada. Todas las barras tendrán la opción de acoplarse entre ellas, aunque no podrán operar acopladas las barras de 13.8kV de forma tal que estén conectando ambos puntos de alimentación de la SE en paralelo, o sea, conectando en paralelo la red interna proveniente de la SE vinculada al sistema externo de 132kV/33kV y el TR03 de 132kV/13.8kV.

A las barras A, B y C de 13.8kV se conectarán los diferentes alimentadores de 13.8kV existentes y las cargas asociadas a las diferentes subestaciones aguas abajo.

A excepción de la condición de operación de transferencia de carga, las barras A y C no operarán acopladas en forma permanente, es decir, los TR01 y TR02 no operarán en paralelo en forma permanente. Además, ante la pérdida de cualquiera de dichos dos transformadores (TR01 o TR02), las cargas de ambas barras se podrán abastecer a través de uno de ellos en forma permanente, operando dichas barras A y C acopladas. También en esta situación, si se pierde la alimentación desde el TR03 de la barra B, mediante el acoplamiento de las barras A, B y C podrán abastecerse en forma permanente todas las cargas de la SE asociadas a éstas, a través de un solo transformador, TR01 o TR02.

No obstante, ante la pérdida de ambos transformadores TR01 y TR02, nunca se podrá abastecer desde el TR03 parte de las cargas asociadas a las barras A y/o C. Es decir, sólo se abastecen desde el TR03 las cargas conectadas a la propia barra B de 13.8kV de la SE.

En particular, en las barras A y C, existirán conectados dos neutros artificiales para modificar la condición del sistema original, aislado de tierra, y establecer que, ante una falla monofásica, se produzca una corriente de falla de valor medible y detectable por las protecciones. Dichos neutros, a su vez, limitan la corriente de falla monofásica a 1000A. En caso de operar las barras A y C de forma acoplada, sólo estará en servicio un neutro artificial. La barra B no poseerá neutro artificial.

3 ESTUDIO DE PROTECCIONES

Se realizan los ajustes de las protecciones diferenciales a instalarse en los transformadores TR01 y TR02 de 33kV/13.8kV de alimentación de la SE y en los transformadores TR01, TR02 y TR03 de 13.8kV/0.4kV de la SE8. Además, se realizan los ajustes de las protecciones diferenciales y de sobrecorriente convencionales a instalarse en los alimentadores de salidas de 13.8kV de las barras A, B y C de la SE. En el caso de las protecciones diferenciales en los alimentadores de salida, éstas no se encontrarán operativas, dado que no existe la posibilidad de comunicación entre ellas en ambos extremos de los alimentadores de salida de 13.8kV. Finalmente, se realiza la verificación de la coordinación de las nuevas IEDs con las ya existentes.

Los ajustes de las protecciones de sobrecorriente convencionales son aquellos donde la protección está sensando la corriente en el punto de instalación de la protección y, al detectar un dado aumento de la corriente que produzca una sobrecarga en el elemento a proteger o una corriente mucho más alta correspondiente a una falla que pueda dañar al elemento, actúa en un tiempo dependiente de la curva tiempo-corriente configurada, despejando la parte de la red con falla. Luego, la coordinación de diferentes protecciones se realiza a través de las curvas tiempo-corriente configuradas en cada protección.

Los ajustes de las protecciones de sobrecorriente convencionales de fase se realizan para el escenario de operación normal y se verifican mediante un análisis de los distintos escenarios de operación en condición N-1, donde las barras principales A, B y C operan acopladas en distintas combinaciones entre sí. Los ajustes realizados para la operación normal son aptos para cualquiera de los escenarios con barras acopladas.

Respecto de los ajustes de las protecciones de sobrecorriente de neutro, dado que la característica de la red que alimenta a la barra B es de neutro aislado, los valores de las corrientes de cortocircuito monofásicas resultan del orden de las trifásicas y superiores a los 1000A, corriente monofásica limitada en las barras A y C. Debido a ello, también se verifica que los ajustes de las protecciones de neutro realizados para el escenario de operación normal sean aptos para cualquiera de los escenarios con barras acopladas.

También se establecen los mensajes para utilizar las facilidades de las comunicaciones implementadas mediante la norma IEC 61850 [1], norma aplicable para la automatización de subestaciones y la telecomunicación entre sus dispositivos, en los diferentes niveles de control, siempre enfocado a la comunicación interna de la subestación. En este caso, se busca comunicar las protecciones de sobrecorriente (de alimentadores y transformadores) de nueva generación, IEDs, conectadas a las barras principales de una SE específica, para acelerar los tiempos de actuación de la protección del transformador que las alimenta, ante fallas en las propias barras. De este modo se evita el despeje de falla en barra en tiempos largos, asociados al propio escalonamiento de las protecciones de sobrecorriente del sistema radial aguas abajo, coordinados a través del ajuste convencional.

El modelo de red se realizó en un programa apto para la simulación de los diferentes cortocircuitos y para los estudios de ajuste y coordinación de protecciones. Para la verificación de estos últimos se calcularon cortocircuitos bifásicos y monofásicos en los nodos vinculados a los elementos a proteger, en condiciones de mínima, ya que dicho ajuste contempla la selectividad para el caso de máxima potencia de cortocircuito.

3.1 Descripción de las protecciones

En la Fig. 1 se muestran, asignadas con numeración, las nuevas protecciones a ajustar y coordinar en el nivel de 13.8kV de la SE. A continuación se realiza una breve descripción de dichos relés de protección.

Se poseían los datos de los ajustes de la mayoría de las protecciones existentes tanto aguas arriba de los TR01 y TR02 (nivel de 33kV) como aguas arriba de la protección N°28 (nivel de 13.8kV), siendo éstas las 3 entradas o puntos posibles de alimentación de la SE. También se poseían los datos de los ajustes de las protecciones existentes en las entradas a las distintas SEs (nivel de 13.8kV) alimentadas a través de las distintas salidas de las barras A, B y C. Con dichos datos se verificó la correcta coordinación del ajuste de las protecciones existentes con el ajuste convencional que se realizó a las nuevas protecciones a instalar.

3.1.1 Protecciones diferenciales de transformadores “PDT”

- N°1 y N°2 (TR01 y TR02) y N°10, N°21 y N°22 (TR01/SE8, TR02/SE8 y TR03/SE8). Todas las “PDT” [2] poseen el mismo código de identificación. El código de identificación determina las características del relé de protección, como por ejemplo la configuración estándar si es direccional o no, si posee protección de fase y/o de neutro, las funciones de protección disponibles, el número de entradas y salidas analógicas y/o digitales, los tipos de puerto de comunicación y los protocolos, etc.

3.1.2 Protecciones de sobrecorriente de alimentadores de entrada y acoples en 13.8kV “PSA”

- N°3 y N°4: salidas del TR01 y TR02, cables de 13.8kV. N°8 y N°9: neutro artificial barras A y C en 13.8kV. N°5, N°6 y N°7: acoples de barras A, B y C de 13.8kV. N°28, N°29 y N°30: conexión de los tres alimentadores desde sistema externo a la barra B en 13.8kV. Protecciones ubicadas en uno de los extremos de los cables. Todas “PSA” [3] poseen el mismo código de identificación.

3.1.3 Protecciones de sobrecorriente “PSA” y diferenciales “PDA” de salidas en 13.8kV

- N°11 a N°15: salidas de 13.8kV a distintas SEs conectadas a la barra A. N°16 a N°19: salida de 13.8kV a distintas SEs conectadas a la barra C. N°23 a N°27 y N°31 y N°32: salidas de 13.8kV a distintas SEs conectadas a la barra B. Todas las “PSA” y “PDA” [4], poseen el mismo código de identificación. Protecciones ubicadas en uno de los extremos de los cables. En particular, las salidas a los transformadores de la SE8 y la salida a la SE12A, no poseen protecciones “PSA” y “PDA”.

4 METODOLOGÍA

Se realizan cortocircuitos en la SE con el programa apto para la simulación de diferentes cortocircuitos.

5 AJUSTES DE PROTECCIONES

5.1 Ajuste convencional. Coordinación de Protecciones

La coordinación y ajuste de las protecciones de fase se realiza para el menor valor de las corrientes de falla de fase, con lo cual el resto de los valores de corrientes de falla de fase más elevadas queda cubierto por los mismos ajustes. Los tipos de cortocircuito que establecen los menores valores de las corrientes de falla de fase son los cortocircuitos bifásicos. El caso de la coordinación y ajuste de las protecciones de tierra se realiza con los valores de las corrientes de cortocircuitos monofásicos.

Por ende, para la coordinación y ajuste de las protecciones de fase se calculan las corrientes de cortocircuito de falla bifásica para el escenario de mínima, que establecen los menores valores. Para las protecciones de tierra se calculan las corrientes de cortocircuito monofásicas, para el escenario de mínima.

El criterio general empleado para ajustar las protecciones de sobrecorriente de fase tiene en cuenta: 1) las protecciones deben permitir la circulación de corrientes de carga máximas en forma permanente, 2) las protecciones deben proteger a los elementos, ya sea cables o transformadores, de su curva de daño térmico. El programa utilizado permite la representación de estas dos curvas: curva de daño por cortocircuitos, curva de daño por sobrecargas, tanto para cables como para transformadores, 3) las protecciones deben actuar en forma selectiva y coordinada con el resto de las protecciones, nuevas y existentes.

A modo de ejemplo, en la Fig. 2 se presentan las curvas de ajuste convencional de sobrecorriente de fase de los relés de protección N°1, N°3 y N°5 y el ajuste primario de la N°5. También se presentan el valor de la corriente de cortocircuito bifásica de mínima y las curvas de los elementos a proteger, como son la curva de daño por sobrecarga y de daño por efecto electrodinámico del cable de salida del TR01 o TR02 en 13.8kV.

5.2 Implementación IEC61850

En la Fig. 3, se presenta un esquema básico de la arquitectura de control de la SE. Para la configuración de las comunicaciones en IEC61850, se generaron automáticamente los archivos .CID (Configured IED Description) y .SCD (Substation Configuration Description) a través del programa PCM600, creando Datasets y Report Control Goose específicos para cada protección y que contienen mensajes independientes para los arranques de las funciones de protección utilizadas según el estudio de selectividad.

5.2.1 Mensajes GOOSE

Por definición, en inglés GOOSE “Generic Object Oriented Substation Event”, significa “evento de subestación centrado en objetos genéricos”. El mensaje GOOSE se lo utiliza para transmitir eventos entre IEDs en una subestación en forma punto a punto. En principio, puede transmitir cualquier tipo de dato del proceso entre los IEDs. La tecnología Ethernet ofrece un bus de estación rápido y confiable para transmitir esos datos. Se realiza mediante una comunicación horizontal estandarizada, reemplazando el cableado entre IEDs. Todos los equipos pueden comunicarse independientemente de un maestro. Un ejemplo son los enclavamientos de una subestación, en los cuales los equipos de control intercambian información. También es utilizable para automatismos, esquemas de protección complejos, etc. Cada mensaje configurado en la mensajería horizontal entre protecciones (GOOSE) comprende dos atributos: “StVal o Status Value” que contiene el valor de la variable y “Q o quality” que contiene información sobre la calidad del mensaje.

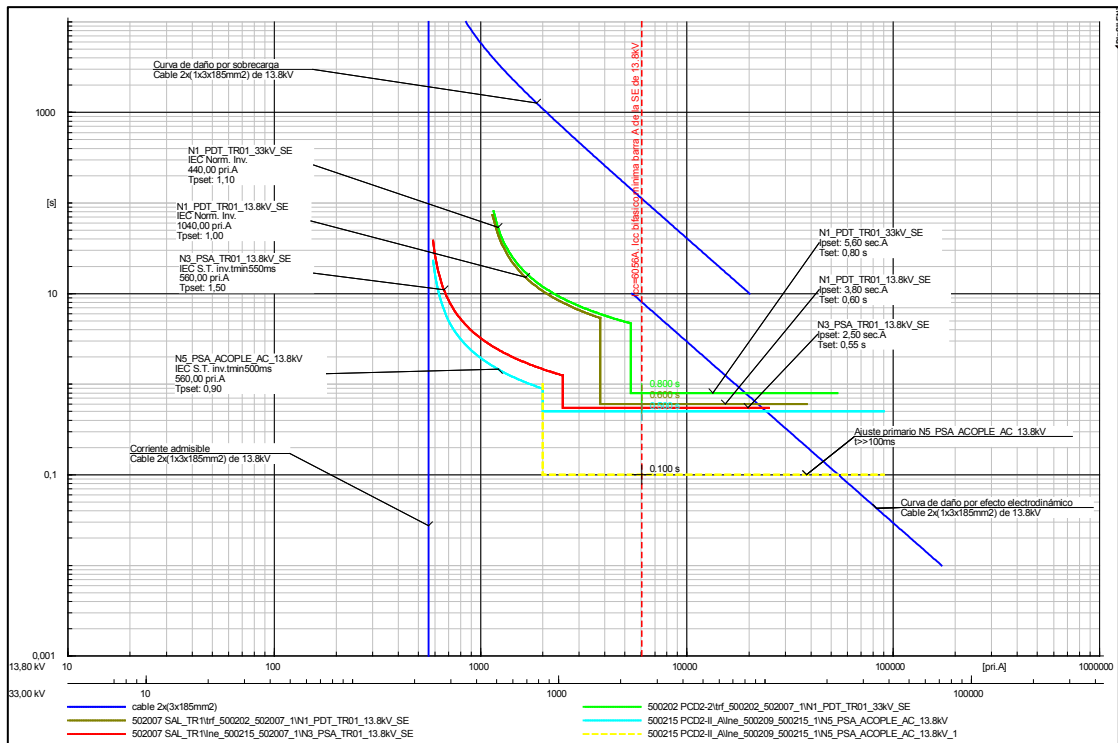


Fig. 2. Curvas de ajuste de las protecciones de sobrecorriente de fase N°1, N°3 y N°5

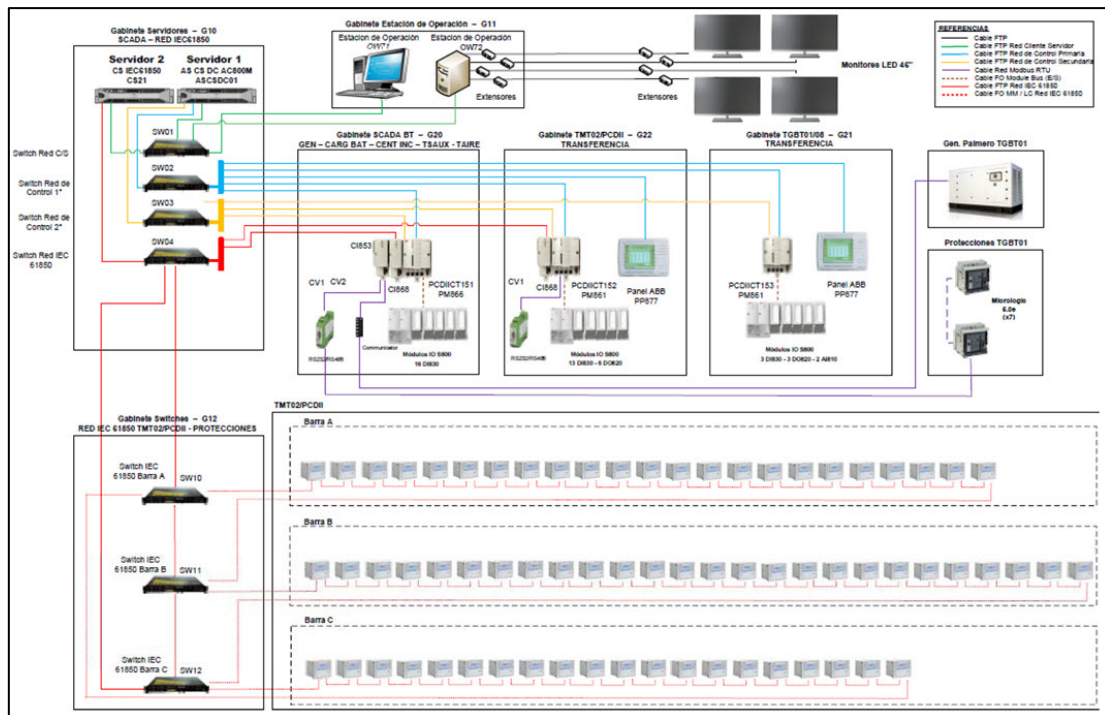


Fig. 3. Arquitectura de control de la SE.

5.2.2 Descripción ante fallas. Barras A, B y C

1. Las protecciones ubicadas en las celdas de los alimentadores que salen de la barra A, B o C, si bien son direccionales, se ajustan sin dirección.
2. Las protecciones ubicadas en las celdas de los acopladores barras A-B, A-C y C-B se ajustan con dirección. Se parametrizan con dos ajustes en dirección "1" o dirección "2" opuesta. Por ejemplo, para el acoplador entre barra A y C: ajuste "1" Corriente desde A a C I_{ac} o desde C a A I_{ca} . Esta función es útil para los casos en que ambos transformadores estén en paralelo a través del acoplador.

3. Las protecciones ubicadas en las celdas de los alimentadores que salen de la barra A (B o C), ante el arranque del módulo de sobrecorriente de falla (50, I>> o DPHHPDOC1), ponen en el bus de comunicaciones el mensaje GOOSE.
4. Las protecciones de los acopladores, ante el arranque del módulo de sobrecorriente direccional de falla (50, I>> o DPHHPDOC1), emiten al bus el mensaje GOOSE, ya sea arranque por dirección “1” o “2”.
5. Las protecciones (módulo de I>>) asociadas a los secundarios de los transformadores TR01 o TR02 y el alimentador desde TR03 (B01 o B02 o B03), son las que levantan (interpretan) los mensajes de las salidas respectivas (A, B, C) y bloquean sus ajustes. Se aclara que antes se operaba con los tres alimentadores de entrada desde el TR03 en servicio y la nueva forma de operar es con uno solo.
6. Las protecciones (módulo de I>>) asociadas a los secundarios de los transformadores TR01 o TR02 y el alimentador desde el TR03 (B01 o B02 o B03), levantan o interpretan los mensajes de las protecciones direccionales correspondientes (módulo DPHHPDOC1) de los acopladores. TR01 escucha mensaje de corriente direccional de A-C, o A-B; TR02 escucha mensaje de corriente direccional de C-A, o C-B y el alimentador desde el TR03 escucha mensaje de corriente direccional de B-C, o B-A.
7. La Protección I>> de los transformadores y de los alimentadores tienen ajustado el tiempo de actuación principal en $t^{>>}=100$ ms. Si reciben el mensaje GOOSE de alguna de sus salidas o del acoplador en la dirección desde la barra hacia la otra barra, se inhibe el tiempo $t^{>>}=100$ ms y se establece el ajuste secundario o tradicional (pe. $t^{>>}=550$ ms).
8. Las Barra A, B y C tienen asociadas las entradas y salidas presentadas en la TABLA I.

TABLA I. ENTRADAS Y SALIDAS DE LAS BARRAS

Barra A	Barra B	Barra C
A01: TR01, esta interpreta los mensajes GOOSE del resto. (Siempre recibe)	B01, B02 y B03: ENTRADAS 1, 2 y 3 desde TR03, estas interpretan los mensajes GOOSE del resto. (Siempre reciben)	C01: TR02, esta interpreta los mensajes GOOSE del resto. (Siempre recibe)
A02: Acoplador AC (Recibe y emite)	B05: Acoplador barras AB (Recibe y emite)	C02: Acoplador CA (Recibe y emite)
A03: Acoplador AB (Recibe y emite)	B06: Acoplador barras CB (Recibe y emite)	C03: Acoplador CB (Recibe y emite)
A05: SE01 (emite)	B08: SE04-A SULFONACIÓN (emite)	C05: SE01 (emite)
A06: SE04 (emite)	B09: SE21 EMERGENCIA (emite)	C07: SE12A (no posee protección)
A07: SE12 (emite)	B11: SE25. POLIDUCTO (emite)	C09: SE15 (emite)
A09: SE16 (emite)	B12: SE43 EMERGENCIA (emite)	C10: SE16 (emite)
A10: SE17 (emite)	B13:SE47 (emite)	C11:TR02-SE08 (emite)
A11: TR01-SE08 (emite)	B14:AC1 (emite)	C12: REACTOR NEUTRO (emite)
A12: REACTOR NEUTRO (emite)	B15: LPC EMERGENCIA (emite)	
	B16 TR03-SE8 (emite)	

5.2.3 Ejemplo de aplicación de la IEC61850. Escenario de operación normal (barras desacopladas)

Supóngase el escenario de operación normal de la Fig. 4: barras A, B y C, operan desacopladas.

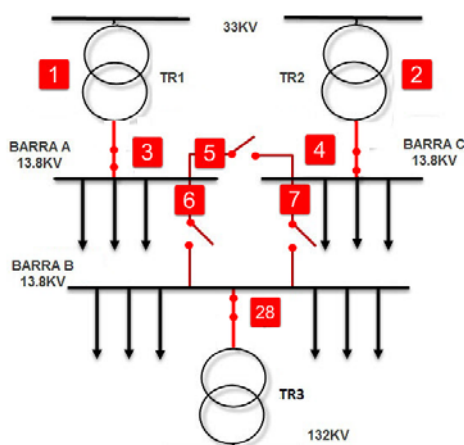


Fig. 4. Escenario de operación normal

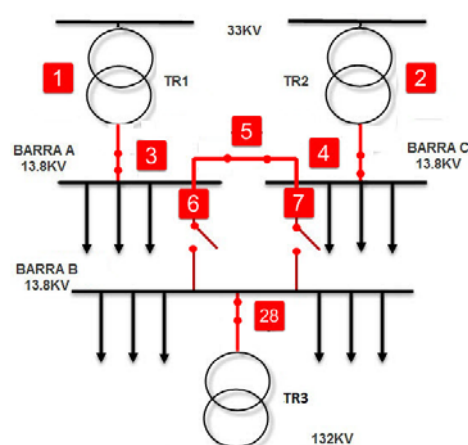


Fig. 5. Escenario de operación en transferencia

Se aclara que, dado que en este escenario todos los acopladores se encuentran en estado abierto, los mismos no sienten corrientes a través de ellos y por ende no emiten señales o mensajes GOOSE. Ante una falla en el sistema, las protecciones de transformador TR01 (N°3-N°1) o TR02 (N°4-N°2) o entrada a través del alimentador desde TR03 (N°28) recibirán un mensaje GOOSE, según corresponda, en forma independiente.

Fallas salidas barra A: ante una falla en alguno de los alimentadores de salida de la barra A de 13.8kV (ver Fig. 1) y ante el arranque del módulo de sobrecorriente de falla (50, I \gg o DPHHPDOC1), de la nueva protección instalada en el alimentador correspondiente, éste emite el mensaje GOOSE en el bus de comunicaciones y es recibido por la protección en el secundario del TR01 (Nº3 “PSA” y Nº1 “PDT”) y por las protecciones en los acopladores entre barras A y C (Nº5 “PSA”) y entre barras A y B (Nº6 “PSA”). Las protecciones de los acopladores reciben la señal enviada al bus de comunicaciones, pero, al encontrarse ambos en estado abierto, no actúan. El mensaje GOOSE es recibido y procesado por las protecciones Nº3 y Nº1, las cuales sí están en estado cerrado y entonces inhabilitan su ajuste de tiempo de actuación primario $t^{\gg}=100\text{ms}$, y así la protección queda configurada con el tiempo de actuación del ajuste secundario o convencional, en este caso para la Nº3 a $t^{\gg}=550\text{ms}$ y para la Nº1 a $t^{\gg}=600\text{ms}$.

De esta forma, si la protección de la salida de la barra A actúa adecuadamente, la falla se despeja en el tiempo de ajuste secundario o convencional para cada salida en particular.

Si la falla fuera directamente en la barra A de 13.8kV, la protección Nº3 no recibe ningún mensaje GOOSE, ya que no existe otra protección que sense dicha corriente de falla (los acopladores están abiertos) y por ende emita mensaje GOOSE al bus de comunicaciones. En ese caso, la falla se despeja en el tiempo de ajuste principal o mínimo de $t^{\gg}=100\text{ms}$. O sea, no actúa en los tiempos mayores del ajuste convencional, siendo ésta una de las ventajas de la aplicación de las comunicaciones entre las protecciones de las salidas y las de los secundarios de los transformadores (IEC61850).

En caso de que la comunicación falle, el atributo del mensaje “Q o Quality” modifica su valor a “0 o Bad” e inhibe el ajuste de tiempo de actuación primario ($t^{\gg}=100\text{ms}$), quedando la protección configurada con el tiempo de actuación del ajuste convencional ($t^{\gg}=550\text{ms}$). Así, tanto ante una falla de sobrecorriente en un alimentador como en barra, quedan habilitados los ajustes secundarios de las distintas protecciones.

En caso de que exista una falla en el interruptor y éste no pueda operar, su protección asociada emite un mensaje por 50BF o Falla Interruptor a la protección asociada al alimentador de la barra (Nº3), siendo esta última la responsable de despejar la falla.

Fallas salidas barra B y C: la situación es análoga a la barra A, asociadas a las protecciones propias de la barra B y de la barra C.

5.2.4 Ejemplo de aplicación de la IEC61850. Operación en transferencia (barras A y C acopladas)

Supóngase el escenario de operación de transferencia de carga de la Fig. 5: barras A y C operando acopladas.

Fallas salidas barra A: ante una falla en alguno de los alimentadores de salida de la barra A de 13.8kV y el arranque del módulo de sobrecorriente de falla (50, I \gg o DPHHPDOC1) de la nueva protección instalada en el alimentador correspondiente, éste emite el mensaje GOOSE en el bus de comunicaciones y es recibido por la protección en el secundario del transformador TR01 (Nº3 y Nº1) y los acopladores de barras A-C (Nº5) y A-B (Nº6). Así, las protecciones Nº3, Nº1 y Nº5 inhabilitan sus ajustes del tiempo de actuación $t^{\gg}=100\text{ms}$ y quedan configuradas con el tiempo de actuación del ajuste secundario o convencional, en este caso para la Nº3 a $t^{\gg}=550\text{ms}$ y para la Nº1 a $t^{\gg}=600\text{ms}$ y Nº5 (acoplador) a $t^{\gg}=300\text{ms}$.

La protección del acoplador A-B (Nº6) recibe la señal enviada al bus de comunicaciones, pero, al encontrarse en estado abierto, no da lugar a modificaciones.

La protección del acoplador A-C (Nº5) detecta falla en dirección C-A y envía el mensaje GOOSE correspondiente, el que es levantado por las protecciones Nº4 y Nº2 asociadas al TR02, las cuales inhabilitan sus ajustes de a $t^{\gg}=100\text{ms}$, quedando configuradas con $t^{\gg}=550\text{ms}$ la Nº4 y a $t^{\gg}=600\text{ms}$ la Nº2.

De esta forma, si la protección de la salida de la barra A no falla en su actuación, la falla se despejará en el tiempo de ajuste secundario o convencional para cada salida en particular.

En este caso, si la falla fuera una falla directamente en la barra A de 13.8kV, la protección Nº5 (acoplador A-C) verá corriente de arranque en dirección C-A emitiendo un mensaje GOOSE correspondiente, levantado por la protección Nº4 y Nº2 asociadas al TR02 las cuales inhabilitan sus ajustes de tiempo de $t^{\gg}=100\text{ms}$ a $t^{\gg}=550\text{ms}$ la Nº4 y a $t^{\gg}=600\text{ms}$ la Nº2. Como ninguna protección de los alimentadores ve la falla, la protección del acoplador y las del TR01 (Nº3 y Nº1) no recibirán ningún mensaje GOOSE y por lo tanto abrirán en 100ms, despejando la falla en la barra A.

Ídem comentarios de fallas de comunicación y de interruptor, mencionadas en 5.2.3.

Fallas salidas barra B: la condición de operación es la misma del escenario previo, por ende la descripción es también igual a la del escenario anterior.

Fallas salidas barra C: la situación es análoga a la barra A, asociadas a las protecciones propias de la barra C.

5.2.5 Programación de los mensajes GOOSE

La programación de los mensajes de comunicación GOOSE entre las distintas protecciones es presentada en una tabla denominada Matriz de Asignación Cliente/Dataset, como se muestra en la Fig. 6. Los Clientes son los que levantan los mensajes GOOSE agrupados en los Datasets, tal y como se muestra en la Fig. 7.

Esta matriz se arma identificando interbloqueos entre interruptores o cambios en los ajustes de los tiempos de disparo de las protecciones, para los diferentes estados de operación y ubicación de falla de la SE, teniendo en cuenta las entradas y salidas de barras, así como los acoples. En este último caso se utiliza la función de protección direccional. Los mensajes recibidos en las protecciones son verificados a través de una compuerta “and”, donde se verifica que la calidad del mensaje sea bueno y de esta forma se eviten operaciones espurias, como se muestra en la Fig. 8. Luego de ser comprobados, se asocian directamente al bloque de la función de protección correspondiente, bloqueando efectivamente la función de protección a actuar en un tiempo cercano a los 20ms.

Listado de Datasets	Clientes					
	PCDI113K8BAA01A1 (LD0)	PCDI113K8BAA01A2 (LD0)	PCDI113K8BAA01A3 (LD0)	PCDI113K8BAA01A4 (LD0)	PCDI113K8BAA02A1 (LD0)	PCDI113K8BAA03A1 (LD0)
PCDI113K8BAA06A2.LD0.LD0.LLN0.GsDs	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
PCDI113K8BAA06A2.LD0.LD0.LLN0.Interlock	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
PCDI113K8BAA06A2.LD0.LD0.LLN0.MessReg	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
PCDI113K8BAA06A2.LD0.LD0.LLN0.PFI	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Fig. 6. Matriz de Asignación Cliente/Dataset

Data set entries	10 / 256
LD0.PHIPTOC1.Str.general (ST)	
LD0.PHIPTOC1.Str.q (ST)	
LD0.DPHLPTOC1.Str.general (ST)	
LD0.DPHLPTOC1.Str.q (ST)	
LD0.DPHHPTOC1.Op.general (ST)	
LD0.DPHHPTOC1.Op.q (ST)	
LD0.DEFLPTOC1.Str.general (ST)	
LD0.DEFLPTOC1.Str.q (ST)	
LD0.EFHPTOC1.Str.general (ST)	
LD0.EFHPTOC1.Str.q (ST)	

Fig. 7. Ejemplo de mensajes contenidos en Dataset



Fig. 8. Ejemplo de configuración de mensajes entre protecciones

6 CONCLUSIONES

En el presente trabajo se logró la coordinación, selectividad y ajuste tradicional de las protecciones nuevas a instalarse en una SE de un complejo industrial con las protecciones existentes; y se estableció la metodología y los mensajes (GOOSE) para la comunicación entre las protecciones nuevas de sobrecorriente de alimentadores y transformadores conectados a las barras de 13.8kV de la SE. Esto permite disminuir los tiempos de actuación en las barras principales A, B y C de 13.8kV de la SE ante fallas en las propias barras, evitando el despeje de falla en barra en tiempos largos, asociado al escalonamiento de las protecciones de sobrecorriente de un sistema radial aguas abajo, coordinados a través del ajuste convencional. Se realizaron ajustes para el escenario de operación normal (barras A, B y C de 13.8kV desacopladas) y para diferentes escenarios en condición N-1 por mantenimiento o contingencia (barras A, B y/o C de 13.8kV acopladas).

7 REFERENCIAS

- [1] IEC 61850. “Communication Networks and Systems in Substations”.
- [2] Transformer Protection and Control RET615. Product Guide. Doc Num. 1MRS756891 L. Product version: 5.0 FP1.
- [3] Feeder Protection and Control REF615. Product Guide. Doc Num. 1MRS756379 R. Product version: 5.0 FP1.
- [4] Line Differential Protection and Control RED615. Product Guide. Doc Num. 1MRS756500 E. Product version: 3.0 Issued: 2010-09-07.