

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

Estudio y análisis del sistema de protección de los transformadores de potencia ANDE, teniendo en cuenta la influencia de fallas en media tensión utilizando como caso práctico la Estación Eléctrica de San Antonio

Alejandro Coronel, Richard Arroyo, Mario Arévalo, Fabián Cáceres

Facultad Politécnica – UNA, ANDE

Paraguay

RESUMEN

El actual trabajo propuesto estudia las fallas que provienen del sector de media tensión o distribución (23 kV) y que afectan no solo al funcionamiento operativo del transformador de potencia, sino también al suministro continuo de electricidad por parte del proveedor. Se analizó un registro de fallas con datos desde el 1 de enero del 2014 al 31 de diciembre de 2019 en los alimentadores de la Central Eléctrica de San Antonio (ES-SAN), donde dicho registro fue compilado y estandarizado según el origen de la falla por el Departamento de Distribución de la ANDE. Se examinó dicho registro de fallas, teniendo en cuenta cuáles dañan al transformador de potencia, y, además, se discriminaron las fallas simultáneas de dicho registro, que básicamente se refiere a fallas que ocurren al mismo tiempo en dos o más alimentadores originadas principalmente por factores atmosféricos.

Asimismo, se simuló dos funciones de protección que garantizan o impiden el despeje de la avería con la mayor rapidez posible, con el fin; no solamente de extender la vida útil del transformador de potencia, también para reducir las interrupciones del servicio eléctrico en los alimentadores, lo que se traduce en beneficios económicos para el proveedor del servicio. Las funciones de protección propuestas fueron el sistema de Registro Automático de Disturbios (RAP) contra fallas estandarizadas por los Ingenieros de Distribución y un esquema de conexión entre los IEDs contra fallas simultáneas. Se pudo demostrar mediante simulaciones que ambas funciones de protección prometen cifras interesantes en cuanto a beneficios económicos para la ANDE.

PALABRAS CLAVE

Sistemas de Protecciones, Subestaciones Eléctricas, IED's, Coordinación y ajustes de relés de protecciones, Fallas simultáneas.

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022**1. INTRODUCCIÓN**

En esta sección se da una introducción a la filosofía general de protección utilizada por la ANDE a través de los IED's que tienen la función de proteger al transformador de potencia contra fallas externas. Como es sabido los IED's pueden realizar varias funciones de protección, por ejemplo, funciones contra sobre corriente y protección diferencial. Estas funciones de protección son habilitadas por los fabricantes de acuerdo a la necesidad específica del cliente. El ejemplo utilizado en el presente trabajo, es el sistema de protecciones instalados en la Subestación de San Antonio. El IED utilizado para la protección principal fue de marca SEL 487E-P, donde fueron habilitadas las funciones de protección diferencial (87), protección de sobre corriente de fase (51), protección de sobre corriente del neutro (51N), protección de sobre corriente para fallas a tierra (51G), y la protección de sobre corriente del bobinado delta (51D). Para la protección de respaldo se utilizó el IED SEL 487E-R, al cual se le habilitaron las mismas funciones de protección que al IED 487E-P utilizada para la protección principal. En el IED INGETEAM DA-PT se habilitaron las funciones de protección de sobre corriente de fase (51) y la protección de sobre corriente del Neutro (51N) para la protección del lado de 23 KV. Para lado de baja tensión, la ANDE utiliza un IED exclusivo al cual fue activado la función de protección de sobre corriente tanto para la fase como para el neutro (51, 51N), ya que es la parte crítica donde se encuentra la zona de carga. Para el lado de alta tensión, las funciones de protección de sobre corriente de fase y neutro (51, 51N), fueron activadas a los IEDs SEL 487E-P y SEL 487E-R.

2. INGENIERÍA DE DISEÑO

Para la elaboración del presente trabajo se basó en las fallas del sector de distribución que afectan a los transformadores de potencia en las subestaciones eléctricas. Estas fallas no tienen muchas veces un efecto directo al equipo mencionado, operando en condiciones críticas también perjudican al transformador de potencia acortando su vida útil, y, por lo tanto, generando pérdidas a la empresa prestadora del servicio eléctrico.

Como estudio de caso práctico se escogió la Estación Eléctrica de San Antonio (ES-SAN) ubicado en la ciudad de San Antonio en el Departamento Central - Paraguay), donde fueron analizados los registros de fallas registrados por el Departamento de Distribución de la ANDE desde el año 2014 al 2019. De este registro, fueron clasificados en dos grupos las fallas considerando primeramente las fallas tipificadas por el Departamento de Distribución según la Tabla I, y segundo, las fallas simultáneas. Además, no solamente se consideró los daños físicos en el transformador de potencia que causan estas fallas, también, se simuló escenarios donde se implementan sistemas o esquemas de protecciones contra dichas fallas, ya que éstas causan pérdidas económicas a la prestadora del servicio eléctrico al interrumpir el suministro de energía eléctrica, al cual lo denominamos como energía no suministrada o ENS.

Tabla I: Códigos de avería de distribución que afectan la zona de protección del transformador de potencia.

500: Transformador averiado	509: Descargador averiado
501: Fusible línea aérea operado	511: Agua en PD o PE
502: Seccionador fusible LA averiado	520: Primario fuera de servicio
504: Seccionador línea-aéreo	521: Producción
507: Ramas sobre líneas	501: Línea protegida preensamblada

2.1 Fallas en media tensión según la tabla I de códigos de averías

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE 23 y 24 de Junio 2022

Cuando una falla en el troncal o ramal de un alimentador en el sector de distribución ocurre, ésta puede sacar afuera al mismo alimentador dependiendo de qué tan significativa sea la falla. Si un alimentador sale fuera de servicio, la carga se desbalancea, pudiendo ocasionar un desequilibrio en las cargas. A veces, no es necesario que el alimentador salga afuera para desbalancear la carga; basta con que ocurra una falla considerable, sin que el alimentador salga fuera de servicio, o con la introducción de armónicos en la red eléctrica.

Las cargas desbalanceadas pueden dividirse según su tiempo de afectación, pero los que serán considerados en este trabajo son los transitorios lentos y de conmutación. Los transitorios lentos provienen de oscilaciones torsionales, interacciones del controlador, interacciones de armónicos y resonancia, mientras que los transitorios de conmutación ocurren cuando se conectan y desconectan una falla ocurre en uno de los alimentadores, y éste queda fuera de servicio, se produce el desbalanceo cargas [1]. Cuando de las cargas, por lo tanto, existirán fases con más cargas que otras. Las fases que llevan más carga se sobrecalientan en el devanado del transformador, en mayor grado que en los demás devanados, y el aislamiento puede verse comprometido pudiendo ocasionar un posible cortocircuito, aunque la mayoría de las veces, no se llega a este extremo, pero un sobrecalentamiento continuo en el transformador de potencia conduce al acortamiento de la vida útil de este equipo. Una mala instalación o cálculo de cargas tiene la misma consecuencia.

Además, este tipo de fallas repercute en el relé diferencial (87), este relé o IED mide y compara las corrientes I_1 e I_2 , de manera a que no exista un desplazamiento tanto de fase como de magnitud de la corriente en ambos lados del transformador, deberían tener el mismo valor. Una diferencia entre ambas puede indicar la presencia de una falla interna. Entonces, cuando la barra de 23 kV este sobre cargada, el relé de bloqueo detectará una I_2 mayor que la corriente en la barra del lado de alta tensión del transformador (I_1), lo cual resultará en el disparo del este IED debido a esta situación, el cual no representa una falla de consideración. Existen además otras situaciones que reproducen estas condiciones, esto es causado por [2]: transformadores con cambios de tomas (TAP's), corriente de magnetización (Inrush), inexactitud de los transformadores de corriente, saturación de los transformadores de corriente.

2.2 Fallas simultáneas

Éstos afectan en igual o mayor medida con respecto a las fallas estandarizadas según la tabla I a los transformadores de potencia, ya que las fallas simultáneas se dan cuando uno o más alimentadores quedan fuera de servicio al mismo instante. Las fallas simultáneas fueron separadas del histórico de registros de fallas de los alimentadores de ES-SAN (2014-2019). Durante las fallas simultáneas, el relé del transformador del lado de baja tensión mide una corriente superior a la medida por los relés de los alimentadores fallidos. Por lo tanto, el relé de transformador puede disparar más rápido que los relés de los alimentadores fallidos, perdiendo la coordinación de protecciones y dejando fuera al mismo transformador de potencia.

En una falla simultánea que implican a dos alimentadores, la corriente que circula por cada alimentador es aproximadamente la mitad de la corriente total de falla [3]. En la Figura 1, vemos el bosquejo de un transformador de potencia con sus alimentadores respectivos. En la parte a) de la figura hay una sola falla en un alimentador dado, mientras que en b) existe una falla simultánea en dos alimentadores (alimentador 1 y 2). En cada alimentador tenemos las corrientes de falla I_1 e I_2 respectivamente. Ahora, el lado de baja tensión del transformador de potencia detecta la corriente de falla como la suma de I_1 e I_2 . Dicha acción puede desencadenar en disparos indeseados de las protecciones. Si suponemos una corriente de falla de 2000 A en cada alimentador de la Figura 1 b), la corriente que detecta el relé de protección del lado de baja del transformador de potencia sería la suma de las dos corrientes de fallas, en este caso de 4000 A. Esta situación podemos observar de mejor manera en la Figura 2, donde tenemos las curvas de actuaciones de los relés de protecciones de ambos alimentadores y de la protección del transformador de potencia.

Mientras que la actuación del relé de los alimentadores dispara a los 1,6 segundos aproximadamente según la falla de 2000 A (véase Figura 2), la protección del relé del lado de baja tensión del transformador de potencia actúa para una corriente de falla de 4000 A, que es la suma de ambas corrientes de falla de los alimentadores

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

1 y 2. Entonces, si seguimos la línea de color rosa en la Figura 2, el cual es la falla de corriente de 4000 A, vemos que la protección del lado de baja tensión del transformador actúa en 0,6 segundos. De esta manera, se dispara primero el relé de la protección del lado de baja tensión del transformador de potencia, el cual abre el interruptor dejando fuera todos los demás alimentadores que sí estaban funcionando sin ningún problema.

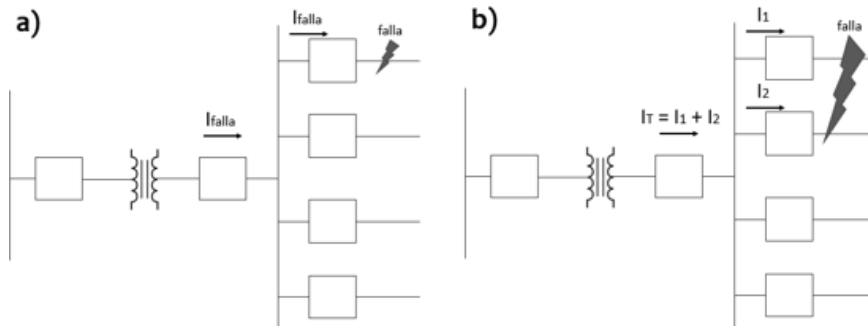


Figura 1: Esquema de un transformador de potencia y los alimentadores. En a) tenemos una falla única en un alimentador cualquiera, mientras que en b) existe una falla simultánea en dos alimentadores (alimentador 1 y 2).

El relé de protección sobre corriente instantáneo (50), de cierta manera mejora la posibilidad de protegerse ante fallas simultáneas. Cuando la falla se produce cerca del relé de sobre corriente instantáneo (50), ésta actuará de forma inmediata sin que se produzca una descoordinación entre los relés de protecciones. Esta situación se da típicamente para una falla sin resistencia de falla en ambos circuitos, cerca de la subestación. En este caso, la corriente es elevada, y operan los elementos de protección. En Cuando la fallase produce fuera del alcance de los relés de protecciones 50, las fallas pueden ser localizadas cerca de los extremos de los alimentadores, o incluso cerca de la subestación, pero con cierta resistencia de falla. En este caso las protecciones de los alimentadores que operan son los de tiempo inverso (51). Por tanto, la situación que se presenta es la que se describe en la Figura 2, la corriente que mide el relé del interruptor de baja tensión del transformador es la suma de las corrientes de los alimentadores, más la corriente de carga de los otros El relé de protección sobre corriente instantáneo (50), de cierta manera mejora la posibilidad de protegerse ante fallas simultáneas. Cuando la falla se produce cerca del relé de sobre corriente instantáneo (50), ésta actuará de forma inmediata sin que se produzca una descoordinación entre los relés de protecciones. Esta situación se da típicamente para una falla sin resistencia de falla en ambos circuitos, cerca de la subestación. En este caso, la corriente es elevada, y operan los elementos de protección. En Cuando la fallase produce fuera del alcance de los relés de protecciones 50, las fallas pueden ser localizadas cerca de los extremos de los alimentadores, o incluso cerca de la subestación, pero con cierta resistencia de falla. En este caso las protecciones de los alimentadores que operan son los de tiempo inverso (51). Por tanto, la situación que se presenta es la que se describe en la Figura 2, la corriente que mide el relé del interruptor de baja tensión del transformador es la suma de las corrientes de los alimentadores, más la corriente de carga de los otros alimentadores, por lo que hay una pérdida de coordinación y una operación incorrecta.

En la Tabla II tenemos un caso de falla simultánea ocurrido el primero de febrero del año 2017 a las 17:35 hora local en ES-SAN. Los alimentadores afectados fueron SAN3 y SAN4 por condiciones de tiempo adversos. Se puede observar además que los códigos de averías son las 520 y 507, las mismas que figuran en la Tabla I, sólo que para las fallas simultáneas estos códigos de averías estandarizados por el Departamento de Distribución de la ANDE son irrelevantes ante la ocurrencia de una falla simultánea.

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

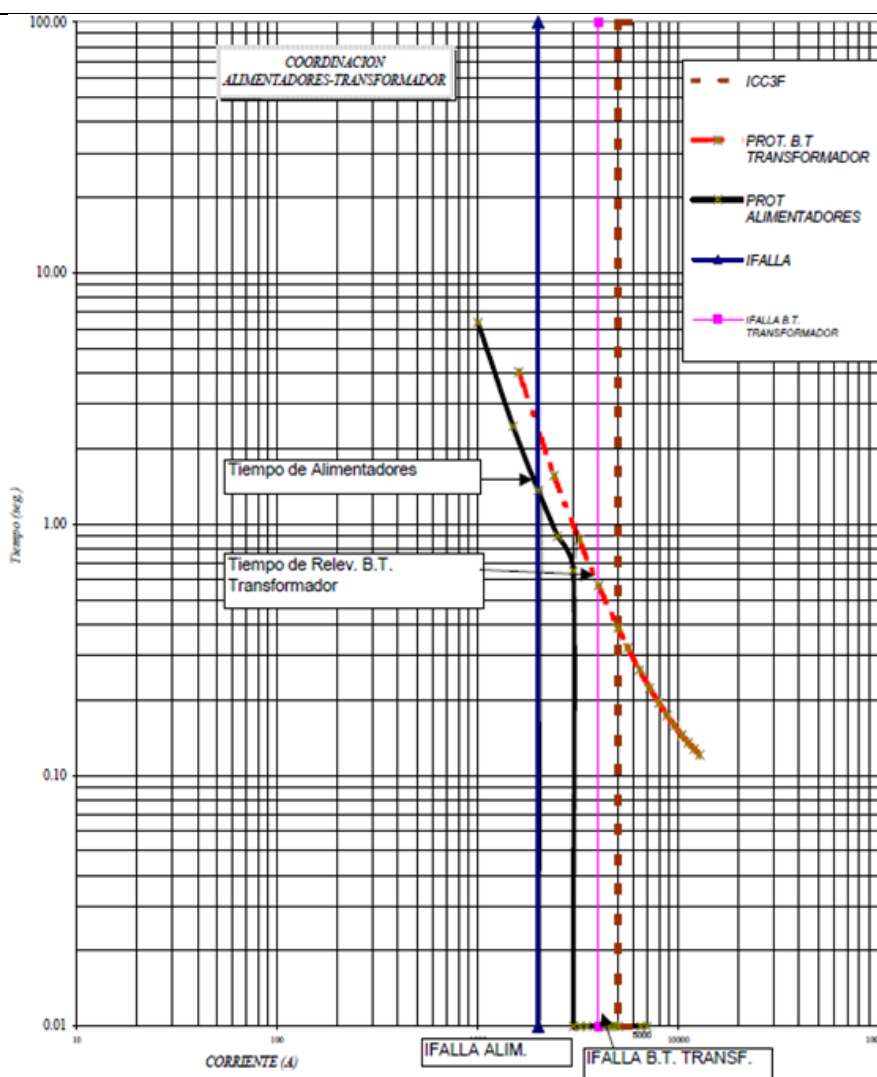


Figura 2: Esquema logarítmico de las curvas de actuaciones de los relés de protecciones. La curva de actuación de color negro pertenece a las protecciones de los alimentadores, la de color rojo pertenece a la actuación de la protección del relé de protección del lado de baja del transformador de potencia [3].

Tabla II: Falla simultánea en SAN3 y SAN4 el primero de febrero del 2017.

PRIMARIO	FUERA SERVICIO	REPOSICIÓN	CÓDIGO	TIEMPO
SAN3	17:35	19:47	520	Adverso
SAN4	17:35	00:14	507	Adverso

3. RESULTADO

Se simularon sistemas o esquemas de protecciones tanto para las fallas en media tensión según la Tabla I como para las fallas simultáneas con el fin de analizar el beneficio económico en la ENS en la implementación de estas funciones de protecciones. El sistema de Registrados Automático de Perturbaciones (RAP) y el esquema de protecciones de la Figura 4 fueron las funciones de protecciones analizados respectivamente ante la ocurrencia de las fallas mencionadas. Desde luego, el aporte de estas funciones de protecciones al buen funcionamiento del transformador de potencia es la de alargar su vida útil evitando que el equipo opere bajo condiciones críticas o no ideales; y para el estudio del beneficio económico utilizando estos esquemas se utilizó

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

la siguiente fórmula:

$$ENS = (Palimentador * fu * fp) * ti * 1000 \quad (1)$$

donde *ENS* es la Energía No Suministrada, *Palimentador* es la Potencia en el alimentador (considerada 15 MVA para los todos los alimentadores de ES-SAN), *fu* es el Factor de Utilización (constante igual a 0,60), *fp* es el Factor de Potencia (constante igual a 0,7), *ti* es el Tiempo Interrumpido en un alimentador, el cual debe estar en decimales y no en el formato de horas y minutos, y por último tenemos el factor de conversión de Mega a Kilo (1000). Los valores de ENS fueron calculados para cada año del 2014 al 2019. Dicho valor nos indica unvalor aproximado de la energía no suministrada por alimentador, el cual debemos multiplicar por la tarifa local del costo de la energía eléctrica (*Te*) que es igual a 0,06530 USD/kWh, esto nos dará el Costo de la Energía No Suministrada o CENS:

$$CENS = ENS * Te \quad (2)$$

3.1 Utilizando sistema RAP

Se investigó acerca del registrador automático de perturbaciones modelo SIMEAS R [4] de la marca Siemens, el cual posee una función extra, la de realizar un algoritmo para calcular y estimar la posible ubicación de la falla. Este sistema es capaz de organizar los datos que varios IED's van generando de forma continua y, el envió de estos datos a una central, con el objetivo de ahorrar tiempo y recursos ante la ocurrencia de una falla. En el método propuesto, el cálculo de la localización de la avería consta de dos pasos. En primer lugar, se calcula la impedancia del bucle de falla utilizando las tensiones y corrientes medidas antes y durante la falla. En segundo lugar, se calcula la impedancia a lo largo del alimentador suponiendo los fallos en cada sección sucesiva. Comparando la impedancia medida con la impedancia calculada del alimentador, se puede obtener una indicación de la localización de la avería [5].

De las 616 fallas del registro del sector de distribución, quedaron un total de 481 casos de fallas que afectan aguas arribas, en la zona de protección del transformador de potencia, los cuales incluyen desde los alimentadores, la barra de 23 kV, el mismo transformador de potencia y la barra de alta tensión. En términos de tiempo, tenemos que, durante los 6 años de registro, desde el primero de enero del 2014 hasta el 31 de diciembre del 2019, se contabilizó un total de tiempo de interrupción del suministro eléctrico de 625 horas con 17 minutos en la ES-SAN. Para simular la implementación de un sistema RAP en ES-SAN ante las fallas según la Tabla I ocurrido en el tiempo de estudio, se decidió suponer dos escenarios, donde éstos representan valores de tiempo; primeramente, para un escenario más auspicioso y otro para un escenario menos ventajoso, a estos los denominaremos como escenario A y escenario B respectivamente. Como resultado de una estimación en reducción de tiempo al despejar las fallas lo más pronto posible mediante una implementación de un sistema RAP, hemos conseguido ahorrar un total de tiempo de 385 horas y 07 minutos de las 625 horas con 17 minutos durante los 6 años de datos para el escenario A. Esto equivale a 16 días con 16 horas y 52 minutos. Mientras que para el escenario B, hubo un ahorro en energía de 194 horas y 32 minutos, lo que equivale a 192 días con 2 horas y 32 minutos.

Luego, se aplicó la fórmula (1) por año para lograr la ENS en kWh para finalmente poder multiplicar por *Te* para conseguir la CENS según la fórmula (2) y así comparar los beneficios económicos implementando el sistema RAP. Mirando la Figura 3 y haciendo un pequeño calculo, notamos que se puede obtener potenciales beneficios o ahorros de al menos 108.209,28 USD considerando el escenario más estricto (B), el cual vendría a ser el 42,07% del monto total de fallas sin implementar un RAP. Por supuesto este porcentaje puede variar bastante según lo que se estimó en el presente trabajo. Sin embargo, considerando ambos escenarios nos da una pauta o mejor idea de los beneficios económicos que se puedan obtener implementando un sistema RAP. En la Figura 3, la simulación de ambos escenarios nos da una idea general acerca de los umbrales para ambos escenarios.

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

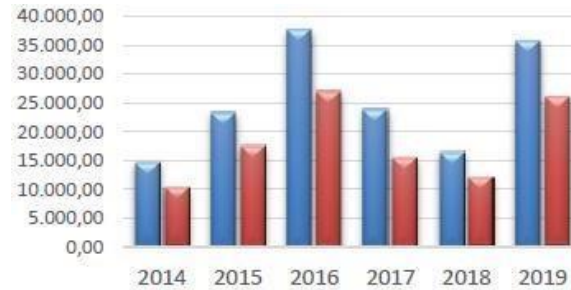


Figura 3: Histograma de los potenciales beneficios económicos en dólares al implementar un sistema RAP por año, donde la barra de color azul representa un escenario más ventajoso y la barra de color rojo que representa un escenario más exigente.

3.2 Utilizando conexionado contra fallas simultáneas

En el caso de las fallas simultáneas, fueron halladas en menor medida que el caso anterior, 114 casos fueron debido a fallas simultáneas, el cual representa el 23,7% comparando con los 481 casos anteriores. Si traducimos este resultado en términos de duración de interrupción por energía no suministrada o ENS, tenemos un total de 201 horas y 57 minutos, esto equivale a 8 días 09 horas y 57 minutos sin energía eléctrica durante el tiempo analizado. Para reducir el impacto negativo en el transformador de potencia y en la energía no suministrada disminuye se propone un esquema de conexionado contra fallas simultáneas. Según Héctor Lemus et al. (2012), existen dos tipos de esquemas de protecciones para las fallas simultáneas, estas son las distribuidas y las centralizadas. En los esquemas distribuidos, la lógica de protección contra fallas simultáneas está integrada en los IED's de los alimentadores (Figura 4). En esquemas centralizados, puede estar integrada en el relé del transformador o en un procesador lógico adicional [6].

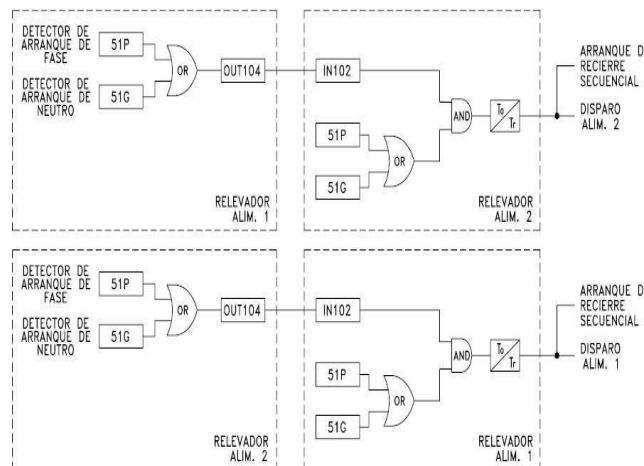


Figura 4: Esquema con lógica alambrada entre los relevadores de los alimentadores.

La ventaja de contar con un sistema distribuido como el de la Figura 4 es que los IED's de diferentes fabricantes pueden ser utilizados sin otros dispositivos adicionales. Mientras que los esquemas centralizados usan comunicación digital directa entre dispositivos a través de cable de cobre o fibra óptica, la ventaja de este método es que los IED's y el procesador lógico pueden monitorear continuamente la condición del canal de comunicación y emitir una alarma en caso de problemas, este método puede ser aplicado con relés de diferentes marcas por medio de un módulo de entradas y salidas instalado en el esquema [6].

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

Tabla III: Potencial beneficio económico implementando el esquema de protección contra fallas simultáneas.

n	AÑO	ENS [hh:mm]		Beneficio (Sin prot. - Con prot.)		ENS [kWh]	CENS [USD]
		Sin protección	Con protección	hh:mm	Horas y decimales		
0	2014	14:42	7:28	7:14	7,23	45.570	2.975,72
1	2015	34:27	20:51	13:36	13,60	85.680	5.594,90
2	2016	53:06	29:12	23:54	23,90	150.570	9.832,22
3	2017	34:05	18:21	15:44	15,73	99.120	6.472,54
4	2018	18:41	8:46	9:55	9,92	62.475	4.079,62
5	2019	46:56	21:22	25:34	25,57	161.070	10.517,87
						USD	39.472,87

4. CONCLUSIONES

Tantos las fallas tipificadas del sector de distribución bajo los códigos de avería de la Tabla I como las fallas simultáneas, no solamente comprometen al transformador de potencia, también interrumpen el suministro de la energía eléctrica, lo cual se traduce en pérdidas económicas. Se halló que las fallas que corresponden a los 481 casos del sector de media tensión corresponden a un total de ENS de 625 horas con 17 minutos en la ES-SAN, equivalente a 26 días con 1 hora y 17 minutos sin suministro de energía eléctrica. Mientras que, para las fallas simultáneas, se observó un total de 201 horas y 57 minutos, o 8 días con 09 horas y 57 minutos sin energía eléctrica durante los 6 años de registros analizados.

Como medida de mitigación del impacto negativo que conllevan estas fallas analizadas, se han propuesto y simulados sistemas de protecciones que contrarresten los efectos de estas fallas. Uno es el sistema Registrador Automático de Perturbaciones (RAP) para los 481 casos de fallas y el otro modelo propuesto es el conexionado entre las protecciones. Como resultado de la simulación se obtuvo un ahorro del 62,5% y del 37,5% de las 625 horas con 17 minutos implementando el sistema RAP según los escenarios A y B respectivamente. Mientras que, para las conexiones contra fallas simultáneas, se encontró un potencial de ahorro del ENS del 47,51% de las 201 horas con 57 minutos. En ambas situaciones, la implementación de las protecciones respectivas es bastante viables según los números expuestos en el presente trabajo.

BIBLIOGRAFIA

- [1] García Ríos, Sara. Análisis de desequilibrios en transformadores y máquinas de inducción trifásicos. Tesis doctoral. Universitat Rovira I Virgil - Tarragona, España, 2019, pág. 76.
- [2] Giménez Sánchez, Miguel Ángel. Desarrollo e implementación de una función de protección diferencial en el sistema SASensor de la empresa Locamation UPC, 2012, pág. 7.
- [3] Lemus, Héctor; Betanzos, Jorge; Eliseo, Alcázar; Sánchez, David y Altuve, Héctor. Protección de Alimentadores de Distribución contra Fallas Simultáneas. Energy Management Magazine, 2012.
- [4] SIEMENS. Manual SIMEAS R. Recuperado de: https://www.siemens.com/download?DLA03_1142. Año 2012.
- [5] Saha, Murari Mohan; Izykowski, Jan; Rosolowski, Eugeniusz. Fault location on power networks. London: Springer, 2010.
- [6] Sánchez, D.; Alcázar, E.; Márquez, O.; Altuve, H. y Martínez, A. “Aplicación de relevadores multifuncionales y procesadores de protección en subestaciones de distribución”, Decimonovena Reunión de Verano de Potencia del IEEE Sección México, Acapulco, Gro., Julio 2005.