

# Aplicación de selectividad lógica y protección adaptativa para una red de media tensión hospitalaria

Enrique Salazar Jaramillo  
[ensaja50@gmail.com](mailto:ensaja50@gmail.com)

Citar: J. PAIME, 2025, 4, 61-69

13 de diciembre de 2025

**Resumen** — En el presente artículo se describe la aplicación de selectividad lógica y protección adaptativa en una red radial de 20 KV para un hospital, con topología variable de la red. En redes distribución en media tensión, radiales, se presentan esquemas en los cuales los relés se encuentran en cascada y el criterio de selectividad amperimétrica y/o cronométrica, para una coordinación efectiva de la protección contra cortocircuitos, no es posible. Por un lado, las corrientes de cortocircuito son prácticamente iguales y por otro, los ajustes de disparo instantáneo, en los dispositivos de protección del suministro son muy cortos. Esto requiere aplicar otros métodos de selectividad de protección. Los relés numéricos modernos pueden comunicarse entre ellos, lo que permite realizar una selectividad lógica y de ese modo mantener un tiempo corto, igual para todos los relés en cascada y menor que el tiempo de disparo de la protección de la red de suministro, logrando de este modo una perfecta selectividad. Algunos relés también disponen de dos o más grupos de ajuste, que se pueden fijar previamente, en base al cálculo de las corrientes de cortocircuito o corrientes de carga para las diferentes configuraciones, esto permite aplicar lo que se llama protección adaptativa.

**Abstract** — This article describes the application of logical selectivity and adaptive protection in a 20-kV radial network supplying a hospital, under variable network topology. In medium-voltage radial distribution networks, protection schemes are often arranged with relays in cascade, where the principle of time-current selectivity—either amperimetric or time-graded—cannot be achieved for effective short-circuit protection coordination. On one hand, the short-circuit currents at the different protection points are practically the same, and on the other, the instantaneous trip settings of the upstream protection devices are very short. This requires the application of alternative protection selectivity methods. Modern numerical relays are capable of communicating with each other, which enables the implementation of logical selectivity, thereby allowing all relays in cascade to operate with a short and identical trip time, but still lower than the trip time of the utility's upstream protection, thereby achieving perfect selectivity. Some relays also provide two or more setting groups that can be pre-configured based on calculated short-circuit currents or load currents for the different network configurations. This makes it possible to apply what is known as adaptive protection.

**Términos clave** — Media tensión, protección, selectividad lógica, protección adaptativa, relés de protección.

## I INTRODUCCIÓN

En las redes de media tensión con capacidades de cortocircuito de cierta magnitud, se requiere de interruptores automáticos para interrumpir las corrientes de falla más elevadas (10 kA y mayores). Los interruptores automáticos no tienen inteligencia de disparo propia y deben utilizarse junto con los relés. Son los relés los que proporcionan la inteligencia y la lógica de control para disparar los interruptores automáticos. [1],[4]

Siendo la continuidad del servicio, esto es, la ausencia de interrupciones en el suministro, especialmente importante en instalaciones eléctricas hospitalarias, la *selectividad* juega un rol primordial. La selectividad, se refiere a que solo los dispositivos de protección más cercanos a una falla operarán para eliminar el componente fallado. Esto implica una gradación del umbral, la temporización o las características operativas del dispositivo de protección [1]. Para lograr selectividad se tiene que determinar los ajustes graduales de los dispositivos de protección, esto la *coordinación*.

Esta selectividad tradicionalmente se realiza ajustando en los relés, los umbrales de disparo de corriente, los tiempos de disparo o mediante una combinación de ambos en forma escalonada. Sin embargo, estos métodos pueden resultar imposibles de aplicarlos si las corrientes de falla son similares, de tal modo que no haya una diferencia discriminante entre ellas y que además los tiempos de disparo que fija el distribuidor sean muy cortos, de tal modo que el escalonamiento de los tiempos de los relés aguas debajo de la protección del distribuidor, superaría el tiempo de disparo dado por este.

Gracias a los relés numéricos modernos, que permiten una comunicación entre ellos es posible realizar una *selectividad lógica* y mantener un tiempo corto, igual para todos los relés en cascada, y menor que el tiempo de la protección del distribuidor, consiguiendo de este modo una perfecta selectividad.

Además, muchos relés numéricos, disponen de dos o más grupos de ajuste, seleccionable por comunicación. Esto es particularmente útil, si la configuración de la red eléctrica del consumidor por razones de operatividad puede cambiar su topología. Este tipo de protección es una forma básica de *protección adaptativa*.

## II MÉTODOS DE SELECTIVIDAD TRADICIONALES

Dentro de los métodos tradicionales de selectividad se utiliza la selectividad amperimétrica, la selectividad cronométrica y una combinación de las dos.

En la Figura 1, se muestra un diagrama unifilar de una red radial, con dos subestaciones A y B en cascada. Un cortocircuito trifásico en barras de la subestación B, produce una corriente  $I_{CCB}$ , que será “vista” únicamente por el relé de protección de la subestación B, el relé de la subestación A no se “entera”. Sin embargo, un cortocircuito trifásico en la subestación A, produce una corriente  $I_{CCA}$  que será “vista” por ambos relés. Para un cortocircuito en la subestación B, no sería necesario tener en cuenta ninguna selectividad; sin embargo, si se produce un cortocircuito en las barras de la subestación A, como ambos relés ven la falla, se tiene aplicar algún método de selectividad para que disipe la falla el interruptor que se encuentra más cercano a ella (en este caso debe ser el de la subestación A).

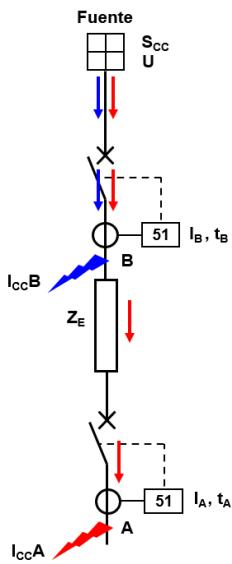


Figura 1. Diagrama unifilar donde se indican las corrientes de cortocircuitos  $I_{ccA}$  e  $I_{ccB}$  en las estaciones A y B respectivamente, así como los ajustes de corriente y tiempo  $I_A$ ,  $t_A$  e  $I_B$ ,  $t_B$  de los relés de protección ubicados en cada subestación

Del esquema de la Figura 1 y los conocimientos básicos de sistemas de potencia, podemos establecer las siguientes relaciones. La impedancia equivalente  $Z_s$  ( $\Omega$ ), vista desde la subestación B, aguas arriba estará dada en este caso por

$$Z_s = \frac{U^2}{S_{cc}} \quad (1)$$

Donde

$U$  tensión nominal del sistema (kV)

$S_{cc}$  potencia de cortocircuito en el punto de suministro (MVA)

Por lo tanto, la corriente de cortocircuito trifásica en las barras de la subestación B será

$$I_{CCB} = \frac{U}{\sqrt{3}Z_s} \quad (2)$$

Y la corriente trifásica en las barras de la subestación A será

$$I_{CCA} = \frac{U}{\sqrt{3}(Z_s + Z_E)} \quad (3)$$

Analicemos ahora los métodos de selectividad

### Selectividad amperimétrica

En la selectividad amperimétrica, la magnitud a controlar es la corriente. En una red, una corriente de cortocircuito en una ubicación se va reduciendo conforme esta se encuentre más lejos de la fuente.

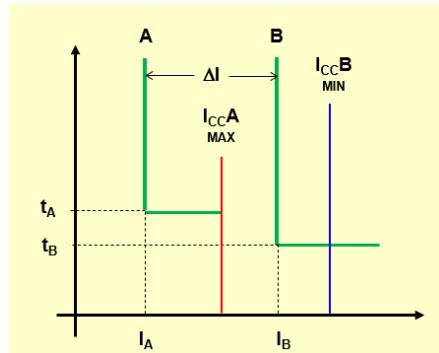


Figura 2. Selectividad amperimétrica. Las líneas verdes representan las curvas de disparo de los relés A y B respectivamente, la roja la corriente de cortocircuito en barras de la subestación A y la azul en barras de la subestación B

Teniendo en cuenta la Figura 2, y considerando el criterio propuesto por [1], para el ajuste de la corriente de arranque del relé (pick up)  $I_{PU}$ , tenemos (para el relé ubicado en la subestación B) que

$$\begin{aligned} I_{PU} &\leq 0.5 |I_{CC\_MIN} B| \\ I_{PU} &\geq 1.25 |I_{CC\_MAX} A| \end{aligned} \quad (4)$$

Podemos concluir que

$$\frac{|I_{CC\_MIN} B|}{|I_{CC\_MAX} A|} \geq 2.5 \quad (5)$$

La corriente  $I_{CC\_MIN} B$ , se produce prácticamente en las fallas fase-fase, y considerando (2), obtenemos

$$I_{CC\_MIN} B = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{CCB} = \frac{U}{2Z_s} \quad (6)$$

La corriente máxima en A, sería la misma corriente trifásica, es decir, según (3)

$$I_{CC\_MAX} A = \frac{U}{\sqrt{3}(Z_s + Z_E)} \quad (7)$$

De (5), (6) y (7) obtenemos

$$1 + \left| \frac{Z_E}{Z_s} \right| \geq 2.5 \cdot \frac{2}{\sqrt{3}}, \quad \left| \frac{Z_E}{Z_s} \right| \geq 1.9 \quad (8)$$

Podemos establecer entonces que la relación entre las impedancias entre las dos subestaciones ( $Z_E$ ) y la impedancia aguas arriba de la subestación más cercana a la fuente ( $Z_s$ ) debe ser mayor o igual a 2 para que se pueda aplicar selectividad amperimétrica. Si se cumple cualquiera de las dos condiciones (5) u (8), se puede aplicar la selectividad amperimétrica.

En las redes de media tensión dentro de un área, donde las distancias entre subestaciones son relativamente pequeñas (menores a un kilómetro), las condiciones (5) u (8) no se cumplirán, por lo tanto, no es posible aplicar selectividad amperimétrica

Para graficar esta conclusión, asumamos una red en 20 kV, que en el punto de suministro nos indican una potencia de cortocircuito de 300 MVA. Consideremos dos casos, uno en el cual la subestación A está conectada a través de un cable de longitud 0.6 Km y de 240 mm<sup>2</sup> de sección (Figura 3a) y otro caso en que la unión se hace mediante un transformador de 2 MVA, 20/0.4 kV,  $u_k = 6\%$  (Figura 3b).

Si expresamos estos datos en valores por unidad (pu) sobre una base de 100 MVA/20kV, tendremos  $U = 1.0 \text{ pu}$ ,  $S_{cc} = 3.0 \text{ pu}$ . La impedancia base será  $Z_B = 20^2/100 = 4.0 \Omega$ , de donde podemos obtener que  $Z_S = 0.333 \text{ pu}$ . En el caso del cable su impedancia será aproximadamente  $Z_E = 0.036 \text{ pu}$  y en el caso del transformador  $Z_E = 3.0 \text{ pu}$ .

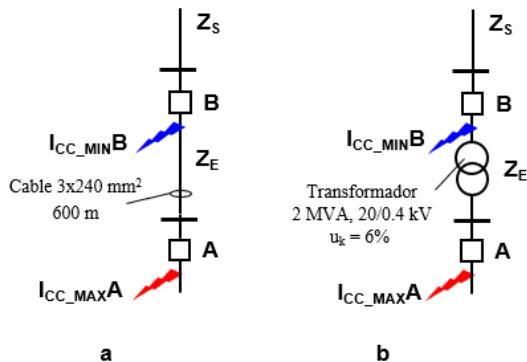


Figura 3. Dos subestaciones A y B en cascada. a). Unión entre subestaciones con cable. b). Unión mediante un transformador.

Así obtenemos, para el caso de la unión con cable (Figura 3a), aplicando (8), obtenemos  $Z_E/Z_S = 0.108$ . Para el caso de unión con transformador  $Z_E/Z_S = 9.009$ . En este último caso, podemos aplicar selectividad amperimétrica, pero en el primero no. Podemos recurrir en este caso a otro método de selectividad, la selectividad cronométrica.

#### Selectividad cronométrica

La selectividad cronométrica consiste en ajustar los tiempos de disparo de los relés escalonadamente. Cuanto más cerca estén de la fuente, mayor será la temporización. Si no es posible hacer una discriminación por corrientes, se consigue selectividad escalonando el tiempo de ajuste de disparo de los relés.

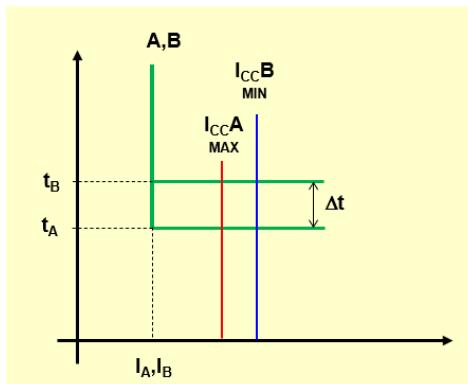


Figura 4. Selectividad cronométrica. Las líneas verdes representan las curvas de disparo de los relés A y B respectivamente, la roja la corriente de cortocircuito en barras de la subestación A y la azul en barras de la subestación B

En la Figura 4 se muestra el concepto de la selectividad cronométrica. Se debe tener en cuenta el intervalo  $\Delta t$ , que es el tiempo total de despeje de la falla más un margen de tolerancia. El tiempo total de despeje de falla es la suma del tiempo del relé y el tiempo de corte del interruptor (ver Figura 5). El tiempo de relé se considera desde el instante de la falla hasta la energización del circuito de disparo (detección, procesamiento y cierre del contacto de salida) y el tiempo de corte del interruptor se considera desde el cierre del circuito de disparo hasta la extinción final del arco (tiempo de apertura, tiempo de arco) [5],[6].

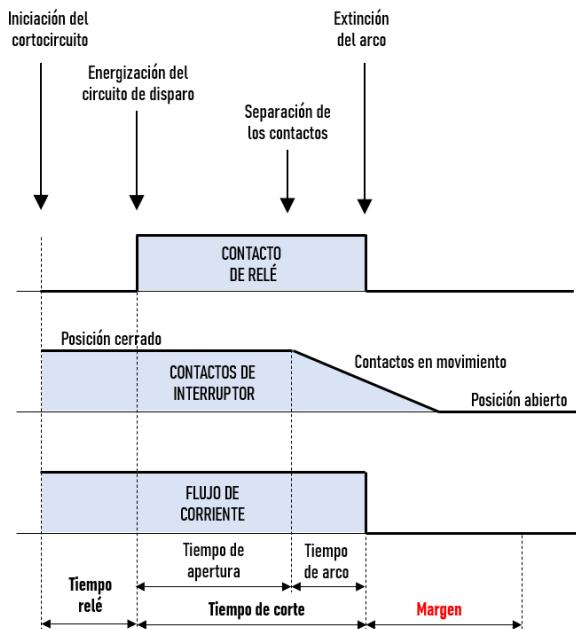


Figura 5. Tiempos que intervienen desde la iniciación de un cortocircuito hasta la extinción del arco, cuando el flujo de corriente es cero, donde se aprecian todos los tiempos involucrados, además de un margen de seguridad.

Según [3], considera tiempos de relé (numéricos) de 33 ms y el tiempo de corte del interruptor (break time) de 67 ms. Según manuales de fabricantes el tiempo de los relés está entre 1 o 2 ciclos (16.7 – 33.3 ms) y el tiempo de corte de interruptores de media tensión entre 50 o 60 ms. Tomaremos los tiempos dados por en [3], que son más conservadores. El tiempo total de despeje será de 100 ms, más un margen de seguridad de 100 ms, podemos considerar el intervalo  $\Delta t = 200 \text{ ms}$ . Esto es, que el escalonamiento de tiempo entre relés aguas arriba será, si el mínimo se establece como 20 ms, 220, 420, 620 ms, para 2, 3 y 4 niveles aguas arriba de la falla más alejada de la fuente. Se puede ver entonces, que el tiempo de disparo de la protección de la empresa de servicios tendría que estar al menos a 820 ms, lo cual compromete su coordinación a niveles aguas arriba.

Por lo tanto, las corrientes de cortocircuito en barras de varias subestaciones en una red de media tensión, al ser muy cercanas, como hemos visto, no se podría aplicar selectividad amperimétrica ni cronométrica. Para dar solución a esto, recurrimos a las opciones de comunicación que brindan los modernos relés numéricos facilidades, que nos permiten otro método de selectividad: la selectividad lógica

### III SELECTIVIDAD LÓGICA Y PROTECCIÓN ADAPTATIVA

Hemos visto que los métodos tradicionales de selectividad que se basan en el escalonamiento de corriente y tiempo de operación de los relés, en el caso de sistemas de distribución en media tensión con sus subestaciones relativamente cerca, no es posible. El desarrollo de relés que se comunican entre sí, permite realizar una *selectividad lógica*, también llamada *selectividad de zona*.

La selectividad lógica (o selectividad de zona) se basa en la interconexión y el intercambio directo de mensajes entre las protecciones ubicadas en la red para identificar y aislar únicamente el segmento afectado por la falla [2]. En particular, se instala un número definido de interruptores automáticos (Q) en la red de media tensión; cada Q está controlado por un relé de protección (R) que se comunica con los demás R (ver Figura 6). Según la selectividad lógica, cada R que detecta la falla envía una señal de bloqueo, a la protección aguas arriba, inhibiendo su intervención [2].

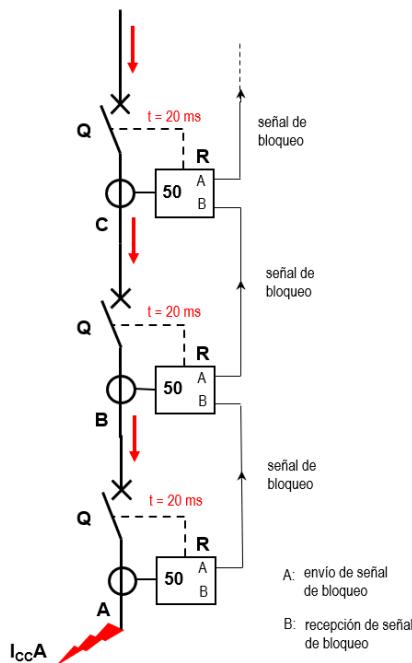


Figura 6. Selectividad lógica. En cada una de las subestaciones A, B y C se ubica un interruptor automático Q, que recibirá la orden de abrir de su relé de protección R asociado al detectar una corriente de cortocircuito, siempre y cuando no haya recibido una señal de bloqueo del relé aqes abajo.

En la Figura 6 se indica una falla en la subestación A, todos los relés aguas arriba “verán la falla” y cada uno de ellos envía una señal de bloqueo al relé aguas arriba. En este caso el único relé que no recibe señal de bloqueo es el de la subestación A que dará la orden de abrir su interruptor en 20 ms. Siempre el relé que está inmediatamente aguas arriba de la falla, no recibirá orden de bloqueo y por lo tanto actuará en los 20 ms ajustados en cada relé.

Si por operatividad de la red se producen cambios en la topología de la red, intermedio a la señal de bloqueo se puede tener una condición lógica que será función de la configuración adoptada que se debe cumplir antes de producir el bloqueo. Este cambio de topología de la red, puede ocasionar que varíen los valores de las corrientes de cortocircuito o las corrientes de

carga que requieran que se configuren también los ajustes de los relés en las subestaciones; es decir, aplicar el concepto de *protección adaptativa*. Algunos de los modernos relés digitales (numéricos), tienen dos o más grupos de ajuste, de tal modo que se pueden configurar los ajustes de acuerdo a los cálculos previos para cada configuración que presentará.

En el presente artículo solo se analizan redes radiales, con único suministro de la empresa de servicio. Por lo tanto, no se producirán cambios de dirección del flujo de la corriente de cortocircuito. Los cambios solo se deberán a la reconfiguración de la red. En este caso se puede aplicar dos enfoques de la protección adaptativa [7], uno es calcular en función de contingencias de la red predefinidas y almacenar como grupos de ajuste o se puede hacer uso de un algoritmo totalmente adaptativo que calcula nuevos ajustes en función de la nueva configuración de la red. En ambos casos se requiere comunicación entre relés.

El estudio de caso tratado en este artículo utilizará el enfoque de grupos de ajuste.

## IV ESTUDIO DE CASO: RED DE MEDIA TENSIÓN HOSPITALARIA

## Descripción del Sistema

La red en estudio es de 20 kV, alimentada por la empresa de servicios (ESE) en un solo punto, llega a una subestación principal (SEP) de la cual se derivan 3 subestaciones denominadas SE1, SE2 y SE3 con posibilidad de enlaces entre SE1-SE2 y SE2-SE3. De cada una de las cuales se derivan a su vez tres salidas con transformadores de 2000 kVA, 20/0.4 kV, como se puede apreciar en la Figura 7.

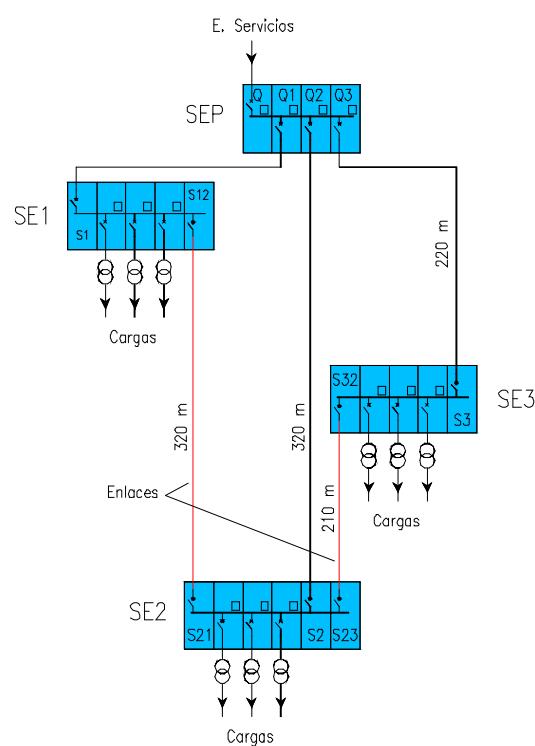


Figura 7. Representación esquemática simplificada de la red de 20 kV. Se indican las longitudes de los cables entre la SEP y las SEs, así como las longitudes de enlace entre SEs.

En la Figura 7, los cuadrados pequeños mostrados en algunas celdas, representan los relés de protección R instalados.

Con la finalidad de analizar las configuraciones posibles, por el cambio de estado de algunos de sus dispositivos de maniobra (Interruptor automático Q y seccionador S) la red mostrada en la Figura 7, se puede representar como un sistema de tres barras con acoplamiento entre ellas, tal como se puede apreciar en el diagrama unifilar mostrado en la Figura 8, donde solo se ha representado la red de 20 KV, ya que el estudio de coordinación de protección (ECP) se limita a la media tensión. En este diagrama, además, solo se muestran los dispositivos de maniobra que intervendrán en el cambio de la topología de la red.

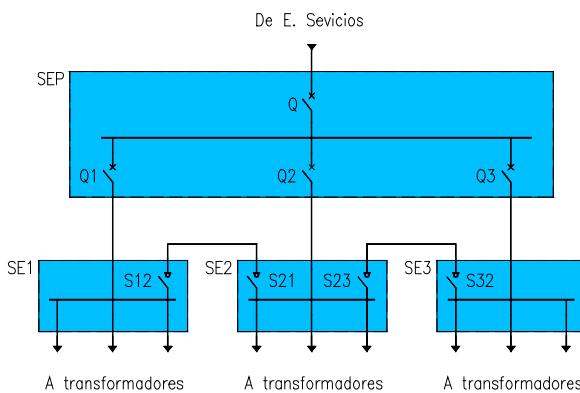


Figura 8. Diagrama unifilar simplificado de la red de 20 KV. En este diagrama solo se muestran los dispositivos de maniobra que pueden cambiar la topología de la red.

#### Configuraciones posibles del sistema

El funcionamiento normal de la red es con los interruptores Q1, Q2 y Q3 cerrados, alimentando cada uno su SE respectiva y con todos los seccionadores abiertos. Ante la eventualidad de que una SE no reciba directamente tensión de su alimentador normal, se puede alimentar de las barras de una SE adyacente, cerrando los seccionadores correspondientes. En ningún caso se debe producir una alimentación paralela, esto es, no se formará un anillo, se seguirá manteniendo una red radial.

Las configuraciones posibles se muestran en la Tabla 1

Tabla 1. Configuraciones de operación del sistema

Configuración		Interruptores			Seccionadores			
		Q1	Q2	Q3	S12	S21	S23	S32
Normal	C1	1	1	1	0	0	0	0
	C2	0	1	1	1	1	0	0
Falla de un alimentador	C3	1	0	1	1	1	0	0
	C4	1	0	1	0	0	1	1
	C5	1	1	0	0	0	1	1
Falla de dos alimentadores	C6	0	0	1	1	1	1	1
	C7	0	1	0	1	1	1	1
	C8	1	0	0	1	1	1	1

0 dispositivo de maniobra abierto

1 dispositivo de maniobra cerrado

Para realizar el ECP, se requiere hacer primero un estudio de flujo carga y un cálculo de las corrientes de cortocircuito para los diferentes tipos que se pueden presentar (trifásico, fase-fase,

doble fase-tierra y fase-tierra considerando resistencia de arco y de tierra, para cada una de las 8 configuraciones

#### Flujos de carga:

Con el estudio de flujo de carga se analiza el comportamiento de la red en condiciones normales de estado estacionario, garantizando una operación segura, eficiente y confiable. Entre sus objetivos está, determinar las tensiones en barras y las corrientes de carga de cables, transformadores tal que no excedan de sus valores nominales de operación.

Para nuestro de estudio de caso, se ha realizado el estudio de flujo de carga con ayuda del software ETAP 20.0.0 para cada una de las configuraciones posibles. La potencia contratada considerada es de 7,500 kW de carga total distribuidos igualmente entre los 9 transformadores del sistema. En la Tabla 2 se muestra el resumen de los cálculos de las corrientes de carga para cada configuración

Tabla 2. Resultado de las corrientes de carga para cada configuración (A)

De A	ES SEP	SEP			SE <sub>1</sub> Tl <sub>1,2,3</sub>	SE <sub>2</sub>	SE <sub>3</sub>
		SE <sub>1</sub>	SE <sub>2</sub>	SE <sub>3</sub>			
C1		83.1	83.1	83.1	0.0	0.0	0.0
C2		0.0	166.2	83.1	83.1	0.0	0.0
C3		166.2	0.0	83.1	83.1	0.0	0.0
C4	249.3	83.1	0.0	166.2	27.7	0.0	83.1
C5		83.1	166.2	0.0	0.0	83.1	0.0
C6		0.0	0.0	249.3	83.1	166.2	0.0
C7		0.0	249.3	0.0	83.1	83.1	0.0
C8		249.3	0.0	0.0	166.2	83.1	0.0

Si analizamos la Tabla 2, vemos que por los cables derivados de la SEP a cada SE, las corrientes que pasan son de 83.1 A en situación normal (C1) y en caso de falla de un alimentador son de 166.2 A (C2-C5). En caso de falla de las dos fuentes, la corriente que pasa será la total de la instalación, 249.3 A (C6-C8). Esto lo tendremos en cuenta para la protección adaptativa.

#### Corrientes de cortocircuito.

Se han calculado las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas para los diferentes tipos de falla y configuraciones posibles. Estas corrientes se utilizan para la coordinación, ajustando las curvas corrientes-tiempo de cada relé y lograr una adecuada protección y selectividad. Los cálculos se han realizado con el software ETAP 20.0.0. Los datos de los cables y transformadores se dan en la Tabla 3 y 4 respectivamente. La potencia de cortocircuito dada por ESE es de 280 MVA max, 110 MVA min, y el tiempo máximo de disparo de su relé 200 ms.

Para un mejor análisis el sistema se ha dividido en los siguientes niveles de protección

Cortocircuito en barras de:	Relé aguas arriba más cercano
Nivel 0	Salida de SE ESE
Nivel 1	Acometida
Nivel 2	SEP
Nivel 3	SEs (1,2,3)
Nivel 4	entrada transformadores
Nivel 5	salida transformadores

Tabla 3. Datos de los cables

De A	ES	SEP			SE <sub>1</sub> T <sub>1,2,3,n</sub>	SE <sub>2</sub>	SE <sub>3</sub>
		SE <sub>1</sub>	SE <sub>2</sub>	SE <sub>3</sub>			
L(m)	220	10	320	220	10	320	210
n	2	2	2	1	1	1	1

Tipo	: NXS0H
Tensión	: 18/30 kV
Sección	: 1x240 mm <sup>2</sup>
Resistencia	: 0.0975 Ω/km a 90°C (disposición plana)
Reactancia inductiva	: 0.1979 Ω/km a 60 Hz
Capacidad	: 470 A enterriado

Tabla 4. Datos de los transformadores

Descripción	Valor
Tipo	: seco, encapsulado
Potencia	: 2000 kVA
Impedancia de cortocircuito	: 6%
Conexión	: Delta-estrella
Relación de transformación	: 20/0.4 kV
Puesta a tierra del neutro	: sólidamente
Relación X/R	: 6
Constante de tiempo de inserción	: 470 A enterriado

En la Figura 9 se muestra un panorama general con los dispositivos de maniobra, sus relés correspondientes y los niveles de cortocircuito indicados arriba.

En las Tabla 5 se muestra un resumen de los valores de corrientes de cortocircuito entre fases y fase a tierra, máximas y mínimas por niveles, como resultado de los cálculos realizados con el programa ETAP para todas las configuraciones posibles.

Tabla 5. Corrientes de cortocircuito (A) reflejadas al lado de 20 kV por Niveles

Tipo de corriente de cortocircuito	Nivel de cortocircuito				
	0	1	2	3	4
Fases	Mínima	7,000	6,892	6,892	6,321
	Máxima	8,083	7,969	7,969	7,959
Fase-tierra	Mínima	421	421	421	421
	Máxima	3,175	3,154	3,154	3,152
					555

Se puede observar que en toda la red de media tensión (niveles 0 a 4) las corrientes máximas de un determinado nivel, son mayores que las corrientes mínimas del nivel aguas arriba. Esto impide aplicar selectividad amperimétrica. Solo es posible aplicar selectividad amperimétrica entre los niveles 4 y 5, donde se cumple la condición (5). Si aplicamos selectividad cronométrica, hasta el nivel 1 se requerirá un tiempo de 620 ms, que supera el tiempo máximo de 200 ms dado por la ESE, resulta también inaplicable la selectividad cronométrica.

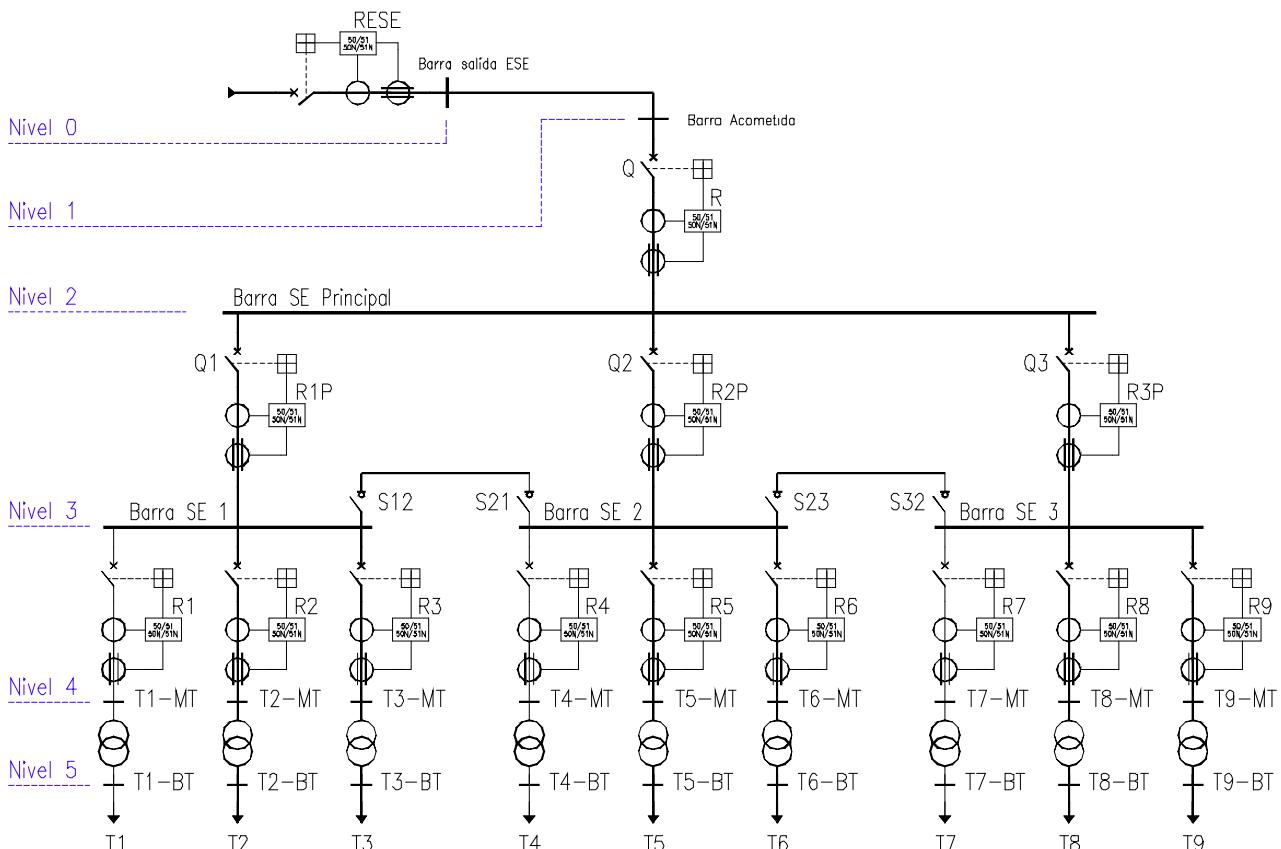


Figura 9. Diagrama unifilar, que muestra todos los elementos de maniobra principales (Q... y S...), con sus relés de protección asociados (R...), los transformadores de corriente de fase y homopolares, los transformadores y las barras con su nivel de cortocircuito asignado.

**Aplicación de selectividad lógica y protección adaptativa.**

Debido a que se tienen 8 diferentes configuraciones, las órdenes de bloqueo que darán los relés aguas abajo que detecten una corriente de falla y arranquen su unidad de sobrecorriente, la señal de bloqueo que envíen no siempre será al mismo relé aguas arriba de él, sino que variará según la configuración.

En la Figura 10, se muestra un diagrama donde se muestran las señales (contactos auxiliares) que los equipos de maniobra tienen que enviar al PLC (Controlador Lógico Programable) para indicar su estado (cerrado o abierto) y autorizar el bloqueo correspondiente, una vez que algún relé de la orden.

La lógica requerida para bloquear el disparo de los relés R1P, R2P y R3P se muestran en los diagramas lógicos de las Figuras 11, 12 y 13 respectivamente. El bloqueo de la unidad instantánea del relé R se dará ante la orden de cualquiera de los relés R1P, R2P o R3P que detecte una falla y no requeriría pasar por el PLC, ya que la lógica es muy simple.

Las señales de los seccionadores e interruptores que interviene en los esquemas lógicos se deben llevar a un dispositivo inteligente, así como las señales de arranque de los relés. El tiempo desde la emisión de la orden de bloqueo hasta la recepción, no debe ser mayor de la mitad que se considere para el tiempo de disparo de la unidad instantánea (se está considerando 20 ms). Las señales de estado de los equipos de maniobra, solo definen la configuración del sistema y no requieren la velocidad que las señales para el bloqueo. Se pueden llevar mediante las RTU (Unidad de Telemetría Remota) instaladas para la implementación de un sistema SCADA (control de supervisión y adquisición de datos).

Esta propuesta permitirá que los tiempos de disparo instantáneo se reduzcan a tiempos muy cortos (20 ms) en cualquiera de los niveles de MT y que la selectividad dentro de la red quede asegurada.

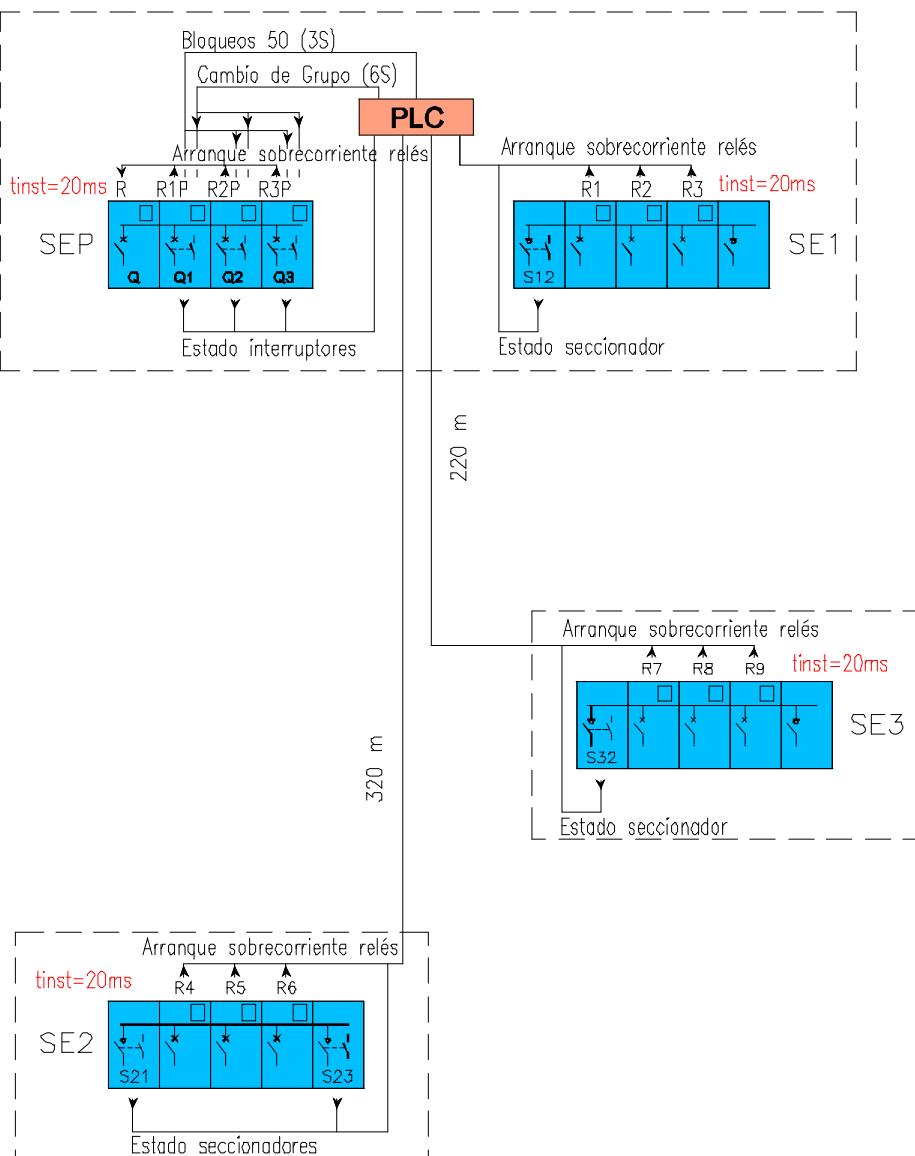


Figura 10. Esquema general de protección donde se indican los dispositivos de maniobra con sus contactos auxiliares para implementar la lógica de bloqueo para la selectividad lógica y la protección adaptativa, así como los contactos de los relés para las órdenes de bloqueo.

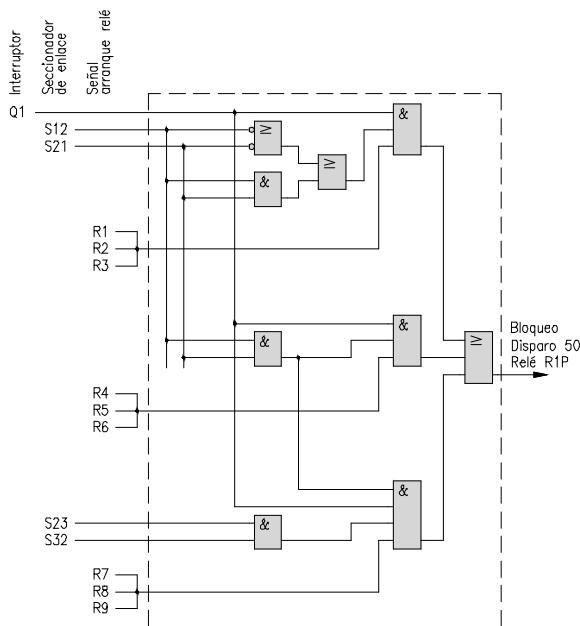


Figura 11. Esquema lógico para bloqueo de disparo instantáneo de relé R1P, para implementar en PLC

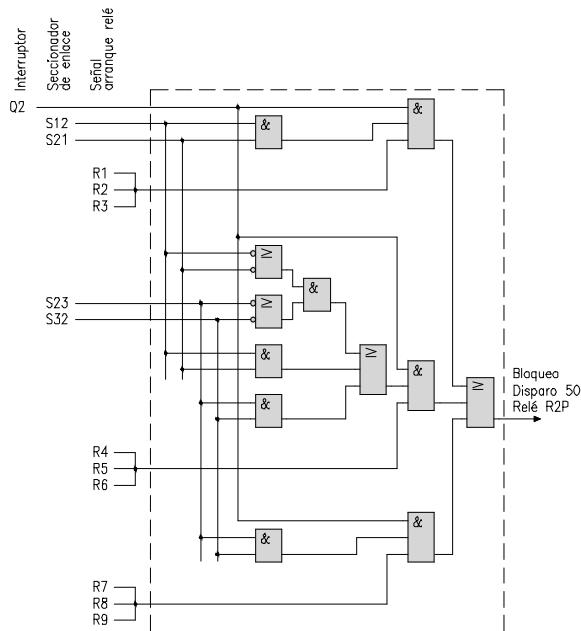


Figura 12. Esquema lógico para bloqueo de disparo instantáneo de relé R2P, para implementar en PLC

En la Tabla 2, vimos que las corrientes en los alimentadores que van desde la SEP hasta las SE1, SE2 y SE3 varían de acuerdo a la configuración adoptada. Si proyectamos estos resultados a la corriente de plena carga de los transformadores, esto es, 57.7 A en 20kV, en la configuración normal (C1), la corriente en cada alimentador será 173.1 A (3 transformadores), y, por lo tanto, para los ajustes de los relés R1P, R2P y R3P se tomará como base esta corriente. Este ajuste se puede hacer eligiendo una curva tiempo-corriente (función 51), de tal forma que actúen como respaldo a los relés que protegen cada transformador (Relés R1, ..., R9) ante un cortocircuito en bornes

de baja tensión, que solo “verán” los relés instalados en media tensión, ya que se produce aguas arriba de la protección del interruptor general de baja tensión.

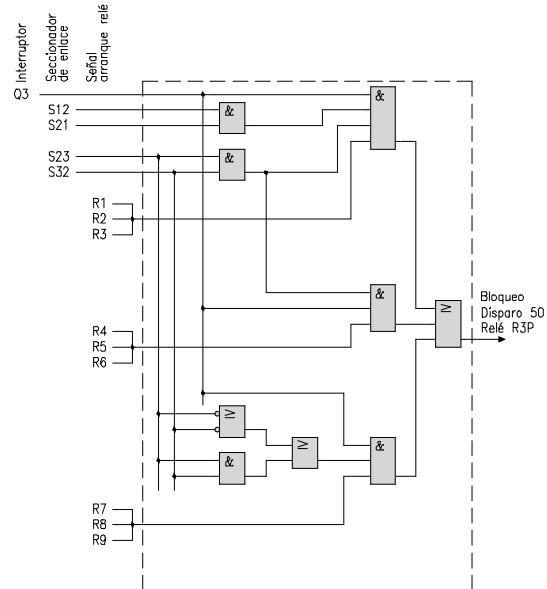


Figura 13. Esquema lógico para bloqueo de disparo instantáneo de relé R3P, para implementar en PLC

En una configuración de contingencia (C2 a C8) la corriente de base de ajuste de los relés R1P, R2P y R3P tendría que ser mayor, de 346.2 A para un alimentador deshabilitado y de 519.3 A para dos alimentadores deshabilitados. En este caso ya no será posible ajustar una curva de tiempo inverso, por lo tanto, en estas configuraciones se tiene que cambiar el ajuste de los relés R1P, R2P y R3P. Es en estos relés donde se aplicará el concepto de *protección adaptativa*. La lógica requerida para el cambio de grupo de ajuste en estos relés se muestra en el diagrama lógico de la Figura 14.

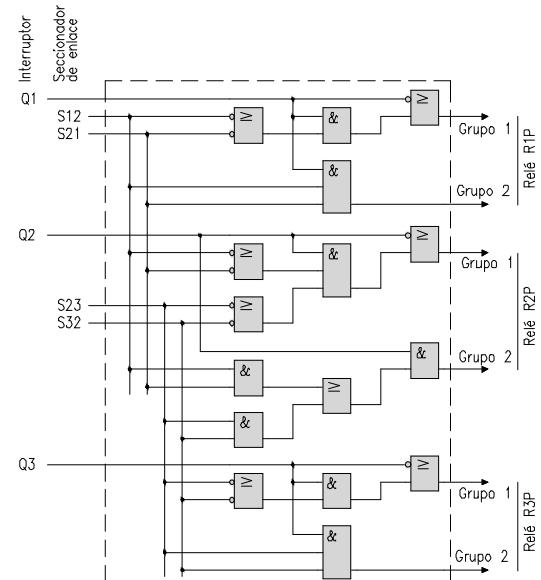


Figura 14. Esquema lógico para selección de grupos de ajuste en los relés R1P, R2P y R3P, para implementar en PLC

### Curvas de coordinación y ajustes de relés

En las Figuras 15 y 16 se muestran las curvas tiempo-corriente resultantes de los valores de ajuste de los relés para brindar protección de equipos y cables y garantizar selectividad en la instalación. Se puede apreciar los dos grupos de ajuste para el relé R1P (serán similares para R2P y R3P). Obtenido del programa ETAP

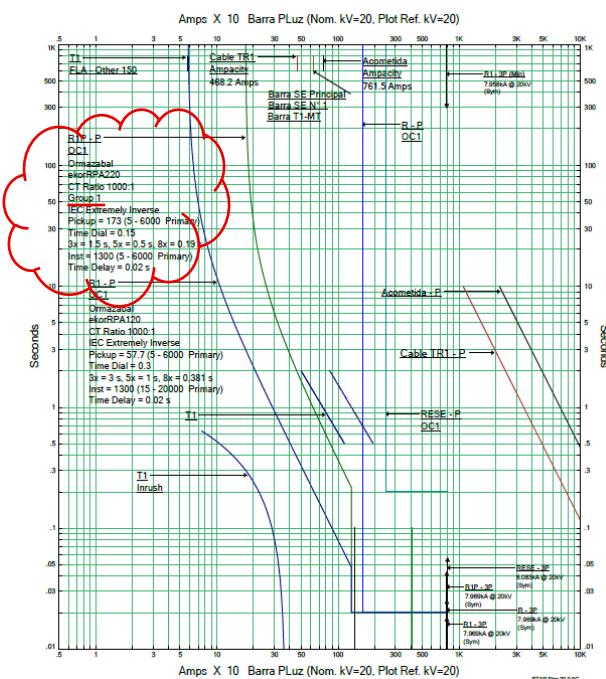


Figura 15. Curvas tiempo-corriente de los relés de protección, para la configuración C1. Se aprecia que se está utilizando el Grupo 1 de ajuste para el relé R1P (encerrado en una nube).

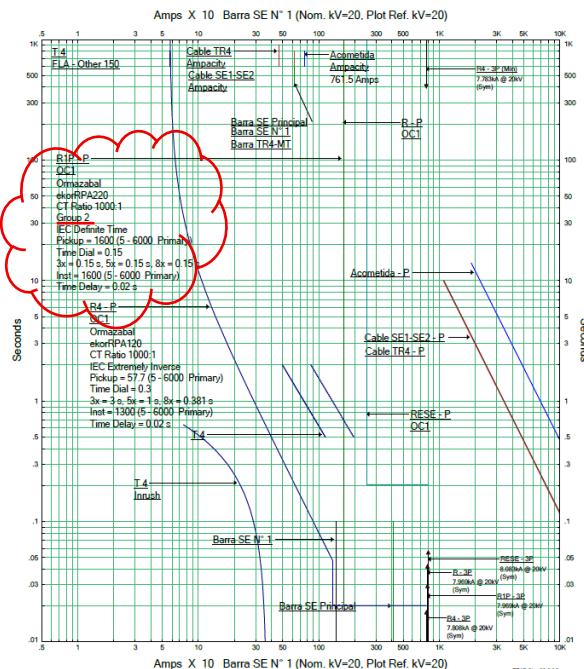


Figura 16. Curvas tiempo-corriente de los relés de protección, para las configuraciones C2 a C8. Se aprecia que se está utilizando el Grupo 2 de ajuste para el relé R1P (encerrado en una nube).

### V FUTURAS EXTENSIONES

Esta aplicación se puede utilizar para otros casos donde se pueda selectividad lógica. Normalmente, las empresas de servicios eléctricos entregan un punto de suministro en media tensión con un umbral de tiempo no mayor a 300 ms, esto dificulta implementar una selectividad efectiva, si dentro de la instalación del usuario hay más de una subestación en cascada. Se debe ahondar en la aplicación de la selectividad de largo alcance (LoRa) para la protección de redes de media tensión.

### VI CONCLUSIONES

La selectividad lógica, gracias a la capacidad de comunicación de los relés digitales numéricos, actualmente es aplicable en las instalaciones de media tensión, donde no hay diferencia práctica en las corrientes de cortocircuito producidas en las barras de las subestaciones (a relativamente poca distancia entre ellas). De este modo se logra una selectividad perfecta.

La protección adaptativa, en su enfoque de grupos de ajuste ha permitido mejorar la protección en la operación normal del sistema, introduciendo una protección de respaldo para cortocircuitos en el lado de baja tensión de los transformadores.

### REFERENCIAS

- [1] Anderson, Paul M. Power System Protection – IEEE PRESS Wiley - Second Edition 2022.
- [2] Angrisani, Leopoldo; Bonavolonta, Francesco; Liccardo, Annalisa, and Schiano Lo Moriello, Rosario. *On the Use of LoRa Technology for Logic Selectivity in MV Distribution Networks* – energies 8 November 2018
- [3] Criterios de ajuste y coordinación de los sistemas de protección del SEIN (Comisión de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional) – Julio de 2022
- [4] Das, J.C. Power System Handbook – Volume 4: Power System Protective Relaying – CRC Press Taylor & Francis Group Boca Raton London New York – Edition 2018
- [5] IEC 62271-100 High-voltage switchgear and controlgear – Part 100: High-voltage alternating-current circuit breaker
- [6] Rao, Sunil S. Switchgear Protection and Power Systems – Khanna Publishers Nai Sarak, Delhi 110002 – Edition 2010
- [7] Slabbert, Martin J.; Naidoo, Raj; Bansal, Ramesh C. - Adaptive Protection Setting for Medium Voltage Feeders – SAIEE SMART GRID CONFERENCE FEB 2016