

**IMPACTO TÉCNICO POR LA CONEXIÓN DE GENERADORES DISTRIBUIDOS
EN EL ANÁLISIS DE FALLAS DE CORTOCIRCUITO, CON GENERADORES DE
INDUCCIÓN**

EDWIN GILBERTO GÓMEZ CÁCERES

OSCAR IVÁN HERRERA ANDRADES

CLARA INÉS MORANTES APONTE

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO – MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2011**

**IMPACTO TÉCNICO POR LA CONEXIÓN DE GENERADORES DISTRIBUIDOS
EN EL ANÁLISIS DE FALLAS DE CORTOCIRCUITO, CON GENERADORES DE
INDUCCIÓN**

EDWIN GILBERTO GÓMEZ CÁCERES

OSCAR IVÁN HERRERA ANDRADES

CLARA INÉS MORANTES APONTE

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
Ingeniero Electricista

Director:

GERARDO LATORRE BAYONA

Dr Ingeniero Electricista

Codirector:

IVAN DARIO BAUTISTA BARAJAS

Ingeniero Electricista

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO – MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2011**

DEDICATORIA

A Dios quien ilumina nuestras vidas, nos pone los retos que debemos enfrentar y nos ilumina cuando estamos perdidos.

A la virgen Maria, quien ser nuestra Madre escucha las plegarias, peticiones y favores pedidos, tratando siempre de complacernos.

A mis padres, quienes a pesar de atravesar momentos difíciles han podido superar los obstáculos y vencer las dificultades. A ellos que desean verme como profesional y desean ver que mis metas se cumplan.

A mis hermanos Edwing, Sandra y Martha, quienes a pesar de nuestros disgustos siempre nos llevamos bien.

Al resto de familia, que por no mencionar no son menos importantes.

A mis amigos de carrera, que me hicieron crecer como persona y me permitieron conocerlos.

Clara

DEDICATORIA

A Dios

A mis padres Gilberto e Inés, por comprensión, tolerancia, apoyo y cariño

A María del Mar por su compañía, amor y cariño.

Edwin

DEDICATORIA

A Dios por todas sus bendiciones.

A mis padres por todo su esfuerzo, confianza, comprensión y cariño incondicional.

A mis hermanos por estar siempre conmigo.

A Cata por su apoyo constante.

A mis amigos y compañeros por ayudarme en todos los momentos.

Oscar

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento a:

A la UIS, por formarnos profesionalmente.

Al profesor Gerardo Latorre Bayona, por su dedicación a este proyecto.

Al Ingeniero Néstor Marín, por compartir sus experiencias y sus conocimientos.

Al ingeniero Francisco Gonzáles Longatt, por acompañarnos con sus enseñanzas aún a pesar de la distancia,

Al ingeniero Dur Soomro por su colaboración y sus aportes.

A todos los docentes de la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones, por las bases aportadas para la formación profesional.

A todos aquellos que de una u otra manera hicieron posible la culminación de este proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON GENERADORES ASINCRÓNICOS	21
2. MODELADO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN	24
2.1 Ubicación de los generadores asincrónicos	26
2.2 Coordinación de protecciones	26
3. MODELO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	29
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	31
4.1 Análisis de flujo de carga	31
4.2 Análisis de fallas	32
4.3 Coordinación de protecciones	37
CONCLUSIONES	42
RECOMENDACIONES	43
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	44
BIBLIOGRAFÍA	46

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Factores de variación para la carga	25
Tabla 2. Niveles de penetración	26
Tabla 3. Dispositivos de protección de la red	27
Tabla 4. Datos del generador asíncrono	30
Tabla 5. Datos de los transformadores de conexión	30
Tabla 6. Incremento en las magnitudes de tensión	31
Tabla 7. Comparación de tensión entre la conexión de los transformadores unidos al generador asincrónico	32
Tabla 8. Corrientes de cortocircuito para fallas trifásicas	33
Tabla 9. Corrientes de cortocircuito para fallas monofásicas	33
Tabla 10. Corrientes de cortocircuito para falla trifásica en el nodo 844	34
Tabla 11. Comparación de corrientes de falla trifásica según el tipo de conexión de los transformadores	34
Tabla 12. Corrientes de cortocircuito para falla monofásica en el nodo 822	35
Tabla 13. Comparación de corrientes de fallas monofásicas de las barras monofásicas de la red	36
Tabla 14. Comparación entre las corrientes de fallas monofásicas de las barras trifásicas para la fase a	36
Tabla 15. Comparación entre las corrientes de fallas monofásicas de las barras trifásicas para la fase b	37
Tabla 16. Tiempo de operación de los fusibles	38

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Diagrama unifilar de la red de prueba de 34 nodos	24
Figura 2. Ubicación de los generadores asincrónicos	26
Figura 3. Ubicación de los dispositivos de protección	27
Figura 4. Modelo del generador asincrónico	29
Figura 5. Puntos de análisis considerados para las fallas monofásica y trifásica .	32
Figura 6. Coordinación de protección de sobrecorriente para el lateral 1	39
Figura 7. Pérdida de la coordinación de protecciones para el lateral 5 con falla monofásica	40

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Tiempo de operación de dispositivos de protección conexión DY	49
ANEXO B. Gráficas de los dispositivos de protección	52

RESUMEN

TITULO: IMPACTO TÉCNICO POR LA CONEXIÓN DE GENERADORES DISTRIBUIDOS EN EL ANÁLISIS DE FALLAS DE CORTOCIRCUITO, CON GENERADORES DE INDUCCIÓN‡

AUTORES: EDWIN GILBERTO GÓMEZ CÁCERES
OSCAR IVÁN HERRERA ANDRADES
CLARA INÉS MORANTES APONTE**

PALABRAS CLAVES: Generación Distribuida, Generadores de Inducción, fallas, corrientes de cortocircuito, protección de sobrecorriente,

DESCRIPCIÓN:

Los sistemas de distribución fueron planteados para operar sin Generación Distribuida (GD), por eso al conectar este tipo de generación a las redes de distribución se pueden generar impactos en el flujo de potencia hacia los consumidores y los equipos instalados, en las corrientes de cortocircuito y en la coordinación de protecciones, que pueden presentarse de manera positiva o negativa, dependiendo de las características del sistema de distribución y del tipo de generación distribuida, es decir, puede crear innumerables beneficios y enormes retos.

Los generadores de inducción son herramientas eficaces y de gran uso en la GD debido a su bajo costo, su robustez y su simplicidad de operación. Para este caso, la simulación se realizó con el software DIGSILENT Power Factory V14 en el cual se implementó la red de distribución de 34 nodos de la IEEE, con el fin de analizar los efectos que produce las corrientes de cortocircuito en cuanto al funcionamiento de la red en estado estable y la coordinación de protecciones al introducir los generadores de inducción. Con el fin de aportar información técnica sobre el comportamiento y funcionamiento de las redes de distribución con fuentes de GD que empleen generadores asincrónicos y por ende mostrar las ventajas y desventaja que se tendrían con este tipo de generación.

Finalmente con los resultados obtenidos se recomienda analizar la red para respuestas transitorias y obtener resultados más complejos que permitan proyectar las implicaciones que las fuentes de GD originan en los aspectos financieros del sistema.

‡ Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas; Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director de proyecto: Gerardo Latorre Bayona. Codirector: Iván Bautista Barajas.

SUMMARY

TITLE: TECHNICAL IMPACT BY THE DISTRIBUTED GENERATOR CONECTION IN THE ANALYSIS OF FAULTS OF SHORT CIRCUIT, WITH INDUCTION GENERATORS *

AUTHORS: EDWIN GILBERTO GÓMEZ CÁCERES
OSCAR IVÁN HERRERA ANDRADES
CLARA INÉS MORANTES APONTE**

KEY WORDS: Distributed Generation, Induction Generators, faults, short circuit currents, overcurrent protections.

DESCRIPTION:

Distribution systems were raised to operate without Distributed Generation (DG), for that reason connecting this type of generation networks distribution can generate impacts on the power flow to consumers and equipment installed, in the short circuit currents and the overcurrent coordination protection. Those impacts may arise in a positive or negative way, depending on the characteristics of the distribution system and distributed generation, i.e., creates many benefits and enormous challenges.

The induction generators are effective tools that provide great use in the DG due to its low cost, robustness and simplicity of operation. In this case, the simulation was conducted with the software DIgSILENT V14 Power Factory which was implemented in the distribution network of 34 nodes of the IEEE, to analyze the effects that short-circuit currents in the operation of steady-state network and coordination of protection by introducing induction generators. To provide technical information on the behavior and operation of distribution networks with DG sources that use asynchronous generators and thus show the advantages and disadvantages that have this type of generation.

Finally these gotten results are recommended to analyze the network for transient responses and more complex results that allow to project the implications of GD sources originate in the financial aspects of the system

* Grade Work

** Faculty of Physical – Mechanics Engineering. Electrical, Electronic and Telecommunication Engineering School, Gerardo Latorre Bayona, Ivan Bautista Barajas

INTRODUCCIÓN

En el mundo competitivo de hoy día, el sector eléctrico no puede estar ajeno a las exigencias de los procesos productivos y al igual que los otros sectores de la sociedad, deberá experimentar cambios sustantivos. El más importante de ellos el uso de la Generación Distribuida (GD), que se ha convertido en una alternativa prometedora para el suministro energético. Esto debido a que ha ayudado a solucionar parte de los problemas actuales como la escasez de recursos energéticos, económicos y la contaminación ambiental. La tendencia de la GD se sustenta en los siguientes factores: el aumento en la calidad de la energía eléctrica, la disminución en la inversión de líneas y transformadores de distribución, la reducción de las pérdidas de energía eléctrica y en la protección al medio ambiente.

La generación de energías renovables en Colombia es un sector que actualmente no está muy reconocido y menos aún ha sido adecuadamente difundido entre el territorio colombiano. Particularmente porque el costo de la energía generada por estos medios (si se incorpora en la misma el costo de amortización de la infraestructura asociada), supera ampliamente el valor de la energía aportada por el Sistema Interconectado Nacional. No obstante y en atención a que extensas regiones y lugares de la geografía nacional se encuentran aislados y demandan fuentes alternativas de energía, se puede destacar que a la fecha el país registra un gran potencial para su desarrollo y aplicación. Pero antes de conectar nuevos dispositivos a una red de distribución hay que analizarlo los posibles riesgos que podrían presentarse en el sistema para poder definir así los cuidados a tener y los riesgos a evitar.

El propósito de este trabajo es estudiar el impacto que producen las corrientes de cortocircuito al conectar generadores distribuidos asincrónicos en redes de distribución bajo la premisa de aportar información sobre las ventajas y desventajas que se tendrían con este tipo de generación.

El documento se encuentra dividido en cinco partes. La primera trata de las ventajas, desventajas, impacto e integración de las fuentes de GD en sistemas de distribución. La segunda sección muestra el modelado de la red de distribución. El tercer apartado expone el modelo de la generación distribuida. El cuarto ítem presenta el análisis de los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas en el programa DIgSILENT PowerFactory V14. Y finalmente el último numeral presenta las conclusiones que se obtuvieron a lo largo del trabajo.

1. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CON GENERADORES ASINCRÓNICOS

El generador de inducción es una máquina eléctrica que por su simplicidad y robustez de construcción, es empleado en múltiples aplicaciones de generación distribuida. Especialmente se pueden encontrar máquinas de jaula de ardilla en diversos tipos de fuentes de generación distribuida, como: microturbinas de eje partido, turbinas de viento a velocidad variable y en la minihidráulica.

- **Energía eólica**

Ésta tecnología permite aprovechar la energía del viento para transformarla en energía eléctrica. La potencia de estos equipos se sitúa en la actualidad en rangos que van desde unos 30kW hasta más de 2MW. Es una tecnología muy madura que alcanza índices de confiabilidad en las máquinas del 97% [1].

- **Energía Hidráulica**

La energía hidráulica es aquella que proviene del agua y que se manifiesta como energía cinética en el caudal de las corrientes y como energía potencial en la altura de las caídas de los ríos.

Las pequeñas centrales de Generación Hidroeléctrica son centrales de generación de energía que aprovechan un recurso hídrico para producir potencia eléctrica [2].

Las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) se pueden definir como el conjunto de obras civiles y estructuras hidráulicas que integradas con un equipo electromecánico, aprovechan la energía cinética y potencial del agua para producir energía eléctrica.

- **Microturbinas**

Una microturbina es un pequeño motor de ciclo Brayton (turbina a gas de ciclo simple), que emplea la combustión de un elemento combustible (gaseoso o

liquido) para producir un torque en el eje, el cual se emplea para hacer rotar un generador eléctrico y de este modo producir electricidad [3].

Hay especialmente dos tipos de microturbinas:

- Microturbina de un solo eje
- Microturbina de dos ejes o eje partido

Al comparar un generador asincrónico con un generador sincrónico, se encuentran las siguientes ventajas y desventajas [4].

Ventajas:

- Inversión reducida para la adquisición del equipo, dado que el costo de la máquina asincrónica más los condensadores necesarios es inferior al costo del generador sincrónico equivalente. Esto sucede en la mayor parte de los casos y especialmente en bajas potencias, donde se pueden obtener ahorros del 20%.
- Su relación Peso/kW es muy baja, especialmente en casos en los que no requieren reguladores de tensión.
- No deben girar a una velocidad fija, simplemente se debe asegurar que giren por encima de la velocidad sincrónica.
- Soportan sobrevelocidades del orden del 20%.
- Los esquemas de protección son más sencillos.
- Cuando operan en paralelo a la red, no representa un peligro para los operarios debido a que en caso de falla la excitación se pierde muy rápidamente y las corrientes de cortocircuito son menores a las nominales.
- Como la corriente de cortocircuito decae mucho más rápidamente que en un generador sincrónico, se reducen los niveles de cortocircuito.
- Construcción robusta y confiable con un costo de producción bajo.
- Fáciles de conseguir en el mercado, en un variado rango de potencias.
- Dadas sus características constructivas se reducen considerablemente sus costos de operación y mantenimiento.

- Prácticamente no requieren mantenimiento
- No necesita excitatriz, lo que simplifica el equipo y facilita las maniobras secuenciales de arranque.
- Las fallas del rotor, que son las más comunes en los generadores sincrónicos, no lo son en los asíncrónicos, de modo que se aumenta la confiabilidad y se reduce el costo de reparación de los generadores.
- Pueden operar en paralelo con los generadores sincrónicos y sustituir a los generadores obsoletos o averiados que salen de servicio.

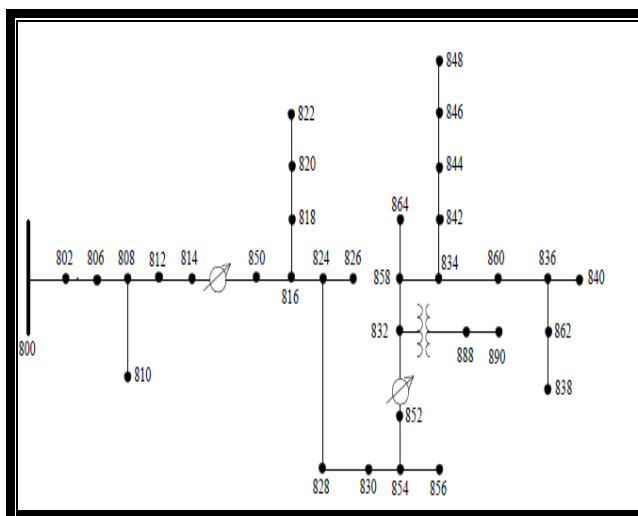
Desventajas:

- Cuando funcionan aislados requieren de un banco de condensadores que suministren los reactivos requeridos para generar energía y los requeridos por la carga. Además demandan complicados sistemas de regulación de tensión.
- Ocasionan variaciones bruscas de tensión en el instante de conexión con la red de suministro, como consecuencia de la baja reactancia transitoria
- Se debe regular su tensión y frecuencia de generación utilizando medios externos.

2. MODELADO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Para determinar el impacto que produce la introducción de GD con generadores de inducción, en parámetros de operación del Sistema de Distribución, se escogió la red de 34 nodos de la IEEE, ver figura 1.

Figura 1. Diagrama unifilar de la red de prueba de 34 nodos



Fuente: IEEE 34 Node Test Feeder

La red de prueba es un sistema de potencia radial que cuenta con una subestación transformadora conectada en el nodo 800 y de tensión nominal 69/24.9 kV. Igualmente tiene un transformador de tensión nominal de 24.9/4.16 kV en el ramal principal ubicado en los nodos 832 y 888. Para elevar la tensión se dispone de dos reguladores de tensión ubicados entre los nodos 814 – 850 el primero (R1) y entre los nodos 832 – 852 el segundo (R2). Además hay dos bancos de condensadores trifásicos ubicados en los nodos 844 (C1) y 848 (C12). La carga total es de 2 060 kVA, con un factor de potencia de 0.86 en atraso,

repartida entre seis cargas puntuales trifásicas y diecinueve cargas distribuidas. Entre las cargas distribuidas se encuentran doce monofásicas, tres bifásicas y cuatro cargas trifásicas que se modelaron como cargas de impedancia, corriente y potencia constante. En [5] se pueden ver los detalles de la red.

Para realizar el estudio se simuló en estado estable el flujo de cargas y el análisis de fallas. El análisis de cortocircuito permitió hacer seguimiento a los posibles cambios en la coordinación de protecciones, debidos a la conexión de las fuentes de GD.

Las simulaciones se realizaron en DIgSILENT PowerFactory V14, para escenarios distintos en los cuales se varió la demanda del sistema (Demanda Máxima, Demanda Media y Demanda Mínima) y el nivel de penetración de la GD introducida (sin GD y con tres niveles de penetración distintos).

Para determinar los factores de variación de la carga mostrados en la tabla 1, se empleó [6] considerando la curva diaria de Estrato 4 para sector residencial.

Tabla 1. Factores de variación para la carga

Factores de variación para los niveles de demanda	Factor k
Máxima	1
Media	0.61
Mínima	0.23

Fuente: los autores

EL nivel de penetración se halló a partir de la ecuación (1.1)

$$\% \text{NivelGD} = \frac{P_{GD}}{P_{LOAD}} \times 100\% \quad (1.1)$$

Donde:

P_{GD} : potencia producida por la GD

Es decir el nivel de penetración es la fracción de la carga total del sistema (P_{LOAD}) que es servida por la GD [7]. Para la red de estudio se tiene los valores de

penetración de la tabla 2.

Tabla 2. Niveles de penetración

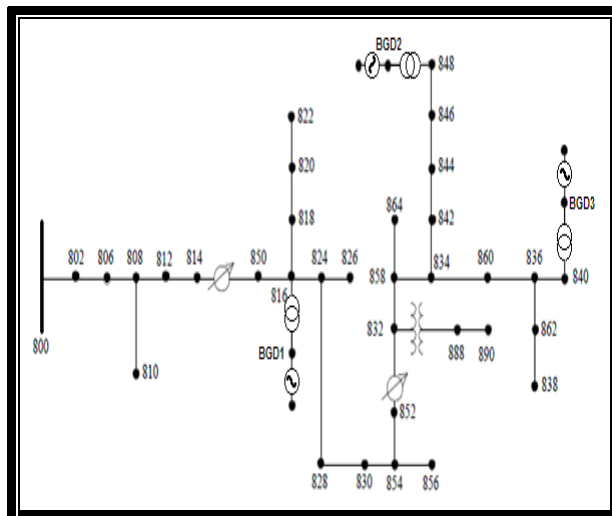
N.P. (%)	Demanda Máxima	Demanda Media	Demanda Mínima
Bajo	10%	14,11%	14,11%
Medio	20%	28,22%	28,22%
Alto	30%	42,33%	42,33%

Fuente: los autores

2.1 Ubicación de los generadores asincrónicos

Los generadores asincrónicos se conectaron a la red en los nodos 816, 840 y 848, por ser estos puntos de la red donde se presenta grandes cargas. Los generadores se acoplaron a la red por medio de transformadores, como se observa en la figura 2.

Figura 2. Ubicación de los generadores asincrónicos



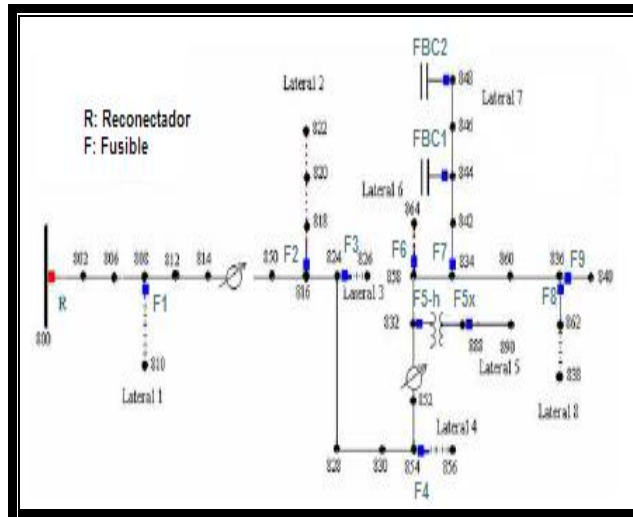
Fuente: los autores

2.2 Coordinación de protecciones

Se diseñó el esquema de protección de la red, empleando el criterio de preservar

los fusibles “fuse saving”. En este esquema se empleó un reconectador, un fusible para cada banco de condensadores y un fusible en el inicio de cada ramal, como puede verse en la figura 3.

Figura 3. Ubicación de los dispositivos de protección



Fuente: los autores

Para la selección de los fusibles se tomó la corriente máxima del flujo de cargas, sin tener conectados los bancos de condensadores ni los generadores distribuidos. Esto para el ramal principal, por cada lateral y la que llega a los nodos donde están localizados los bancos de condensadores. Así se considera el caso más desfavorable. Asimismo, se aplicó un factor de tolerancia del 25% sobre la magnitud de la corriente calculada en el flujo de cargas, para hallar la corriente de ajuste del reanclador. Los fusibles empleados para proteger la red se indican en la tabla 3.

Tabla 3. Dispositivos de protección de la red

Lateral	Rama Central	L1	L2	L3	L4	L5-h	L5-x	L6	L7	L8	L9
Dispositivo de Protección	Reanclador	50K	25K	25K	20K	15T	65K	15K	25K	25K	25K

Fuente: los autores

Se tomó el relé de protección multifunción ABB SPAJ 140 C para efectuar la función de reconectador y para la protección contra sobrecorrientes de los generadores asincrónicos, debido a su capacidad de ajuste por corriente. Este se encuentra en la base de datos del software DIgSILENT.

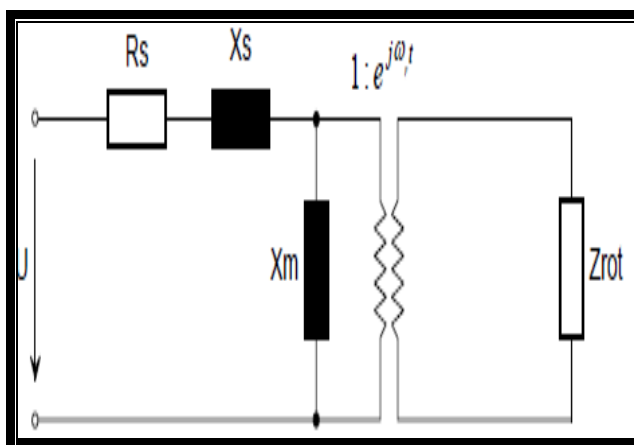
Para la protección de los transformadores de conexión de los generadores distribuidos se emplearon fusibles del tipo 12T y para los bancos de condensadores fusibles del tipo 30K.

3. MODELO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Para el estudio se considero a las microturbinas como las fuentes de Generación Distribuida, por su variado rango de potencia (necesario para los tres niveles de demanda), por su asequible aplicación y además porque emplean generadores de inducción para producir la energía eléctrica.

El generador asincrónico es una máquina de inducción lineal cuya impedancia del rotor (U_r) depende de la frecuencia. En esa máquina, la resistencia del estator R_s , la reactancia del estator X_s , la reactancia de magnetización X_m y la impedancia del rotor Z_{rot} son las variables que caracterizan el modelo, [8] ver figura 4.

Figura 4. Modelo del generador asincrónico



Fuente: DIgSILENT Technical documentation – Induction Machine

Para este caso en particular, se seleccionaron generadores de inducción de doble jaula de ardilla, por ser los más comerciales, robustos, por su alto par de arranque y porque las corrientes de arranque son menores comparadas con el generador de jaula simple.

Pero, los generadores de doble jaula deben emplearse solo en cargas grandes para evitar el sobrecalentamiento que su aceleración producida por el alto par produce. Los datos del generador se indican en la tabla 4 y se encuentran en [8].

Tabla 4. Datos del generador asíncrono

Parámetro	Símbolo	Valor
Tensión nominal	U_n	660 V
Potencia aparente nominal	S_n	295 kVA
Potencia activa nominal	P_n	250 kW
Factor de potencia	fp	0.86 en atraso
Número de polos	p	2
Frecuencia	f	60 Hz
Velocidad nominal	N	1787 rpm
Eficiencia	η	98.5 %
Resistencia del estator	R_s	0.00708 p.u
Resistencia del rotor	R_r	0.00759 p.u
Reactancia del estator	X_s	0.0762 p.u
Reactancia del rotor	X_r	0.23289 p.u
Reactancia de magnetización	X_m	3.4979 p.u

Fuente: Development of models for analyzing the load – following performance of microturbines and fuel cells

Los generadores se conectan a la red a través de transformadores de potencia reductores. Y se seleccionan las conexiones Y_n/Y_n y Δ/Y_n para mirar los efectos que podría generar el tipo de conexión empleada. Los datos característicos son los señalados en la tabla 5.

Tabla 5. Datos de los transformadores de conexión

Parámetro	Símbolo	Valor
Relación de tensión		24.9/0.66 kV
Potencia aparente nominal	S_n	500 kVA
Frecuencia	f	60 Hz
Resistencia	R	1 %
Reactancia	X	5 %

Fuente: los autores

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación se resumen los resultados obtenidos.

4.1 Análisis de flujo de carga

Al comparar las tensiones con y sin GD, se observa que al conectar la fuente de Generación Distribuida se incrementa la magnitud en las tensiones de todos los nodos de la red. Incluso en aquellos nodos en donde la magnitud de la tensión presenta valores inferiores a 0.95 p.u. (nodos: 814, 822, y 890) en todos los niveles de demanda, ver tabla 6

Tabla 6. Incremento en las magnitudes de tensión

NODO	TENSIÓN EN p.u			
	SIN GD	NP BAJO	NP MEDIO	NP ALTO
814	0.946	0.957	0.970	0.982
822	0.946	0.945	0.952	0.952
890	0.875	0.881	0.880	0.883

Fuente: los autores

El tipo de conexión de los transformadores conectados a los generadores de inducción, puede producir algunos cambios en el sistema, debido al pequeño desequilibrio en la red. Para el sistema considerado, una conexión YY con neutro, mejora los resultados del flujo de carga que una conexión DY, ya que aumenta la magnitud de la tensión en todos de la red, sin embargo el aumento no es muy significativo, como se puede ver en la tabla 7.

Tabla 7. Comparación de tensión entre la conexión de los transformadores unidos al generador asincrónico

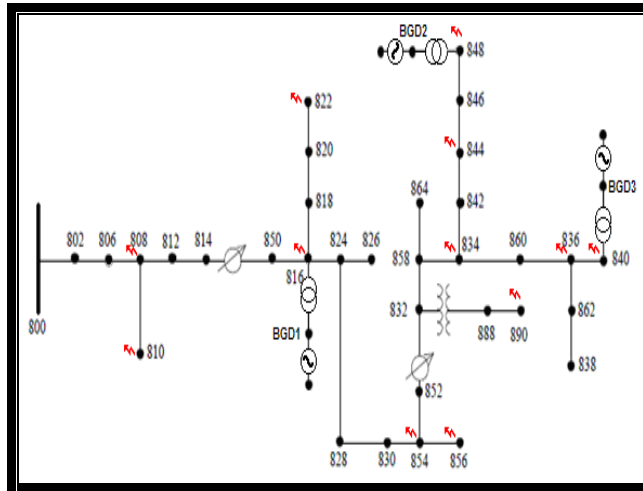
NODO	Tensión en p.u conexión YY0		
	NP BAJO	NP MEDIO	NP ALTO
Bcap2	0.986	0.998	1.008
824	0.973	0.978	0.978
888	0.955	0.967	0.974
NODO	Tensión en p.u conexión DY5		
	NP BAJO	NP MEDIO	NP ALTO
Bcap2	0.986	0.992	0.993
824	0.973	0.972	0.981
888	0.955	0.966	0.963

Fuente: los autores

4.2 Análisis de fallas

Para el análisis de las corrientes de cortocircuito en estado estable, se simularon las fallas trifásicas y monofásicas en los puntos señalados de la figura 5.

Figura 5. Puntos de análisis considerados para las fallas monofásica y trifásica



Fuente: los autores

Puntos de los cuales 9 son trifásicos y 3 monofásicos. Estos fueron escogidos por ser: ubicación de los generadores (816, 840 y 848), inicio de ramales (808, 854, 834 y 836), finalización de ramales (810, 822, 856 y 890) y ubicación de uno de los bancos de condensadores (844).

Las corrientes de cortocircuito para fallas trifásicas y monofásicas, incrementan su magnitud a medida que el nivel de penetración de GD aumenta. Esto es independiente de la conexión de los transformadores (YY o DY), ver tablas 8 y 9.

Tabla 8. Corrientes de cortocircuito para fallas trifásicas

NODO	Corriente en la fase a (A)		
	NP BAJO	NP MEDIO	NP ALTO
808	1001.35	1026.35	1047.87
816	398.80	427.73	545.64
834	197.7	223.86	252.77

Fuente: los autores

Tabla 9. Corrientes de cortocircuito para fallas monofásicas

NODO	Corriente en la fase a (A)		
	NP BAJO	NP MEDIO	NP ALTO
818	314.12	327.19	339.08
820	200.15	205.9	210.92
822	180.51	185.24	189.34

Fuente: los autores

En las fallas trifásicas (independientemente de los nodos donde se presente la falla) no se observa alguna tendencia en las corrientes que circulan por el ramal principal. Para este tipo de falla, las corrientes que pasan por los nodos 802 hasta

el nodo 816 disminuyen al conectarse los generadores. Por ejemplo, para el caso de una falla en el nodo 844 se tienen los datos mostrados en la tabla 10.

Tabla 10. Corrientes de cortocircuito para falla trifásica en el nodo 844

LÍNEA	Corriente en la fase a (A)		
	NP BAJO	NP MEDIO	NP ALTO
L802_806	225.45	223.37	220.85
L806_808	225.45	223.37	220.85
L808_812	225.45	223.37	220.85
L812_814	225.45	223.37	220.85
L814_850	217.05	216.44	215.38
L816_818	7.011	6.97	6.967
L816_824	225.04	224.62	223.69
L818_820	7.011	7.011	6.978

Fuente: los autores

Igualmente, en las fallas trifásicas se obtuvieron los mayores valores de corriente de falla, sin importar el tipo de conexión de los transformadores, que al igual que en la tabla 7 variaron muy poco en magnitud, ver tabla 11.

Tabla 11. Comparación de corrientes de falla trifásica según el tipo de conexión de los transformadores

NODO	Corrientes de falla trifásico fase a conexión DY		
	NP BAJO	NP MEDIO	NP ALTO
808	1001.358	1026.351	1047.807
834	197.7123	223.8634	252.2073
836	193.4943	218.6287	246.7146

NODO	Corrientes de falla trifásico fase a conexión YY		
	NP BAJO	NP MEDIO	NP ALTO
808	1001.209	1026.128	1048.179
834	196.7131	221.717	249.3637
836	192.567	216.6222	244.0905

Fuente: los autores

Para las fallas monofásicas, se encontró que en el caso de una falla monofásica en el nodo 822, la corriente de los ramales donde se encuentran ubicados los generadores asincrónicos aumenta en magnitud, a medida que el nivel de penetración se incrementa. Se estableció que al entrar estos generadores se obtienen corrientes de cortocircuito donde antes no había. Esto debido a la ubicación de estas nuevas fuentes de generación, ver tabla 12.

Tabla 12. Corrientes de cortocircuito para falla monofásica en el nodo 822

LÍNEA	Corriente en la fase a (A)		
	NP BAJO	NP MEDIO	NP ALTO
L816_818	180.78	185.51	189.62
L818_820	180.78	185.51	189.62
L820_822	180.50	185.23	189.34
L834_842	7.165	9.77	9.108
L842_844	7.165	9.77	9.109
L844_846	7.779	15.31	14.90
L846_848	4.531	12.32	11.78
LSub_802	196.60	189.93	183.54

Fuente: los autores

Al realizar fallas monofásicas en las barras monofásicas, los resultados obtenidos muestran valores un poco mayores con la conexión YY de los transformadores, que con la conexión DY, como puede verse en la tabla 13.

Tabla 13. Comparación de corrientes de fallas monofásicas de las barras monofásicas de la red

NODO	Corrientes de falla monofásico en barras monofásicas fase b conexión DY		
	NP BAJO	NP MEDIO	NP ALTO
810	6.967.585	7.057.318	7.132.869
856	2.045.523	2.128.826	220.545
NODO	Corrientes de falla monofásico en barras monofásicas fase b conexión YY		
	NP BAJO	NP MEDIO	NP ALTO
810	7.146.876	7.350.804	7.496.579
856	2.160.947	2.416.046	2.621.497

Fuente: los autores

En las fallas monofásicas de las barras trifásicas, la diferencia en las magnitudes de las corrientes de cortocircuito fue más notoria. Cuando los transformadores de conectaron YY las corrientes de falla presentaron valores mayores que en la conexión DY. Además, cuando se simuló la falla en la fase b, las magnitudes de las corrientes fueron menores que cuando se hizo en la fase a, ver tablas 14 y 15.

Tabla 14. Comparación entre las corrientes de fallas monofásicas de las barras trifásicas para la fase a

NODO	Corrientes de fallas monofásicas en barras trifásicas fase a conexión DY		
	NP BAJO	NP MEDIO	NP ALTO
808	8.105.203	821.861	8.314.904
834	159.68	1.715.918	1.841.316
836	1.560.102	1.674.294	1.797.617

NODO	Corrientes de fallas monofásico en barras trifásicas fase a conexión YY		
	NP BAJO	NP MEDIO	NP ALTO
808	834.576	8.618.304	8.816.291
834	1.664.978	2.060.791	2.450.949
836	1.625.559	2.002.684	2.394.413

Fuente: los autores

Tabla 15. Comparación entre las corrientes de fallas monofásicas de las barras trifásicas para la fase b

NODO	Corrientes de fallas monofásicas en barras trifásicas fase b conexión DY		
	NP BAJO	NP MEDIO	NP ALTO
808	8.123.584	8.237.675	833.446
834	1.654.343	1.772.348	1.897.244
836	1.616.872	1.729.919	1.852.683
NODO	Corrientes de fallas monofásico en barras trifásicas fase a conexión YY		
	NP BAJO	NP MEDIO	NP ALTO
808	8.363.756	8.634.402	8.830.826
834	1.720.661	2.115.469	2.502.698
836	1.680.427	2.056.475	2.445.474

Fuente: los autores

En general del análisis de cortocircuito, se puede decir que al entrar los generadores distribuidos aumenta el valor de la magnitud de las corrientes de falla, pero disminuye la corriente que llega al generador principal, estos cambios pueden observarse de la tabla 7 hasta la tabla 15

4.3 Coordinación de protecciones

Se realizó la coordinación de protecciones considerando que el fusible sólo actuará en caso de fallas permanentes. En consecuencia, para las fallas transitorias actúa el reconectador, el cual se ajusta para una operación rápida.

Además, la operación lenta del reconectador se deja para proporcionar una protección de respaldo al fusible. A partir de las curvas del reconectador rápido y lento, se escogen los fusibles de tal manera que haya una diferencia de 100 a 150 ms entre las curvas del reconectador rápido y el fusible más cercano al punto de falla. Con ello se garantiza el funcionamiento del esquema de protecciones. Para coordinar el funcionamiento de las protecciones se simularon 2 tipos de fallas: trifásicas (3F) con resistencia de falla de 0 (Ω) en los laterales 5, 7, 8 y 9; y monofásicas (LT) con resistencia de falla de 20 (Ω) en los laterales: 2 para la fase a y 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9 para la fase b. Esto con el fin de calcular las corrientes máximas (I_{max}) y mínimas (I_{min}), que pasan por cada dispositivo.

En [10] se registran los tiempos de operación de los dispositivos de protección, para las fallas simuladas, en cada uno de los escenarios de demanda y por nivel de penetración. Como las corrientes de cortocircuito aumentan en los laterales a medida que crece el nivel de penetración, los tiempos de disparo de los fusibles disminuyen; con excepción del lateral 5. En la Tabla 16 se presentan los tiempos de operación de los fusibles de cada uno de los ramales para los tres niveles de penetración:

Tabla 16. Tiempo de operación de los fusibles

Lateral	Falla			Fusible			
	Barra	Tipo	Rf(Ω)	Sin GD	Con Un GD	Con 2 GD	Con 3 GD
L1	810	LT b	0	0.10291	0.10052	0.0984	0.09669
			20	0.28481	0.27888	0.27353	0.26927
L2	818	LT a	0	0.1467	0.13394	0.12276	0.11372
			20	0.24742	0.22836	0.21161	0.19846
L3	826	LT b	0	0.17327	0.15941	0.14613	0.13532
			20	0.28694	0.26659	0.24644	0.2305
L4	856	LT b	0	0.20573	0.19417	0.17962	0.16774
			20	0.30284	0.28722	0.2664	0.24975
L5 FA	888	3F	0	0.47042	0.44299	0.38084	0.33261
		LT b	20	10000	10000	10000	10000
L5 FB	888	3F	0	0.11791	0.11251	0.10036	0.0909
		LT b	20	125.407	12.344	117.309	116.179
L6	864	LT b	0	0.16529	0.15822	0.14066	0.12536
			20	0.21647	0.20765	0.18502	0.16614

Lateral	Falla			Fusible			
	Barra	Tipo		Barra	Tipo		Barra
L7	842	3F	0	0.39159	0.35629	0.35209	0.26586
		LT b	20	0.79523	0.75276	0.7917	0.6704
L7 C1	B CAP1	3F	0	0.54418	0.49907	0.38926	0.31354
		LT b	20	118.281	111.921	0.94409	0.81246
L7 C2	B CAP2	3F	0	0.54694	0.50162	0.39095	0.31498
		LT b	20	118.979	112.597	0.94959	0.81728
L8	862	3F	0	0.41028	0.37378	0.28623	0.22078
	838	LT b	20	0.92724	0.87848	0.75149	0.64741
L9	840	3F	0	0.40411	0.36857	0.28308	0.27725
		LT b	20	0.85613	0.81163	0.69554	0.73153

Fuente: los autores

Los resultados arrojaron dos casos particulares; para el escenario de demanda máxima donde fue posible la coordinación del esquema de protecciones en todos los ramales de la red. Un ejemplo de ello es la figura 6, la cual muestra la coordinación existente para el lateral 1, cuando ocurre una falla monofásica en el nodo 810.

Figura 6. Coordinación de protección de sobrecorriente para el lateral 1



Fuente: los autores

El otro caso se produce en la demanda mínima, donde se presentaron casos en los que se perdió la coordinación de protecciones, ocurriendo esto en el lateral 5. En este caso cuando se aplica una falla LT las corrientes de falla son pequeñas en magnitud debido a la alta impedancia que presenta el transformador, esto causa que el reconectador rápido y el fusible no logren despejar la falla, como se observa en la figura 7, donde se enseña una falla monofásica para el nodo 888.

Figura 7. Pérdida de la coordinación de protecciones para el lateral 5 con falla monofásica



Fuente: los autores

Para realizar la protección a los bancos de condensadores se utilizaron fusibles de tipo 30K. De esta forma se logra que el reconectador vea primero la falla, antes

que el fusible que protege los condensadores. Así se aumenta el tiempo de operación de los fusibles, para que éstos vean la falla en un tiempo que debe estar entre 100 ms y 150 ms después del reconectador. Con ello se evita la circulación de sobrecorrientes en la red.

CONCLUSIONES

La inclusión de GD modifica el comportamiento en la distribución de las corrientes de cortocircuito en la red, causando pérdidas sobre la coordinación de las protecciones en todo el sistema. De esta forma se evidencia la necesidad de realizar estudios sobre la coordinación de las protecciones cuando se instalen generadores distribuidos y en casos particulares desechando la idea de usar fusibles como posible solución.

El estudio en estado estable realizado a la red mostró que en caso de falla no hay aporte de efectos por las micro turbinas. Esto debido a los tiempos considerados en el análisis. En consecuencia, se requieren estudios en régimen subtransitorio y transitorio para observar el efecto de la conexión de generadores de inducción accionados por micro turbinas.

RECOMENDACIONES

Se recomienda hacer nuevos estudios, implementando otros sistemas de protección y expandiendo el análisis a las respuestas transitorias en el impacto sobre la estabilidad de los sistemas de distribución. Igualmente, es necesario realizar un estudio sobre los cambios e impactos que la GD origina en los aspectos financieros del sistema.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] N. Jeckins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen and G. Strbac, "Embedded Generation," The Institution of Electrical Engineers. United Kingdom. 2008.
- [2] F. Coz, "Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas: una guía para el desarrollo de proyectos," Intermediate Technology Development Group, ITDG. Lima, 1995. Disponible en la página web: <http://www.betuco.be/energie/Manual%20de%20mini%20microcentrales%20hidraulicas.pdf>, 01 de Octubre de 2010.
- [3] S. Li, K. Tomsovic, T. Hiyama, "Load following functions using distributed energy resources," IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2000, p.p 1756 – 1761, 16 – 20 July 2000
- [4] F. J. Nava, "Factibilidad de Generación de Energía Eléctrica en la Planta de tratamiento de agua potable Doctor Enrique Bourgoïn," Universidad de los Andes, Venezuela, 2008
- [5] "IEEE 34 Node Test Feeder," Distribution System Analysis Subcommittee, IEEE Power Engineering Society
- [6] "Norma para Cálculo y diseño de Sistemas de Distribución," Proceso Gestión Expansión del Sistema. Electrificadora de Santander S.A. E.S.P, 2005

[7] F. Gonzáles – Longatt, “Impacto de la Generación Distribuida en el comportamiento de los sistemas de potencia,” Universidad Central de Venezuela, Venezuela, 2008

[8] “DIgSILENT Technical documentation – Induction Machine,” DIgSILENT Power Factory V14, 2007

[9] Y. Zhu, K. Tomsovic, “Development of models for analyzing the load – following performance of microturbines and fuel cells,” Electric Power Systems Research, School of EECS, Washington State University, Estados Unidos, 2001

[10] E. Gómez, O. Herrera, C. Morantes, “Impacto técnico por la conexión de generadores distribuidos en el análisis de fallas de cortocircuito, con generadores de inducción: síntesis de resultados” Universidad Industrial de Santander, Colombia, 2011

BIBLIOGRAFÍA

A. Fazanehrafat, S. Javadian, S. Bathace, M. Haghifam, "Maintaining the Recloser – Fuse Coordination in Distribution Systems in presence of DG by determining DG's size," Islamic Azad University, K. N. Toosi University of Technology, Ghods Niroo Consulting Engineers y Tarbial Modares University; Iran, 2008

C. Penche, "Manual de la pequeña hidráulica," European Small Hydropower Association, ESHA, 1998. Disponible en la página web: <http://www.manualespdf.es/manual-hidraulica>, 03 de Octubre de 2010.

C. Zapata, H. Mejía, "Coordinación de relés de sobrecorriente en sistemas radiales utilizando programación lineal, " Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia, 2003

California Electric Commission. Distributed Energy Resource Guide. Disponible en la página web: <http://www.energy.ca.gov/distgen/>, 02 de Octubre de 2010

CIREN, Dispersed Generation; Preliminary Report of CIREN (International Conference on Electricity Distribution), Working Group WG04, Bélgica, Junio de 1999

D. Trebolle, "La generación distribuida en España," Universidad Pontificia Comillas, España, 2006

E. Jiménez, "Impact of Distributed Generation on Unbalanced Power Systems," Universidad de Puerto Rico, 2009

F. Gómez, “Análisis de la coordinación de protecciones en Centrales Eléctricas,” Instituto Politécnico Nacional, México, 2006

F. Gonzáles – Longatt, “Fuentes de Energía Distribuida, Tecnologías Disponibles,” Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada, Venezuela, 2008

F. Gonzalez – Longatt, “Tecnologías de microfuentes actualmente disponibles para la Generación Distribuida,” Universidad Nacional Experimental Politécnica, Venezuela, 2004

H. Funmilayo, K. Butler – Purry, “An Approach to Mitigate the Impact of Distributed Generation on the Overcurrent Protection Scheme for Radial Feeders,” IEEE Power System Automation, 2009

IEEE Std. 1547 – 2003, “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources Electric Power Systems,” 2003

J. A. Morales, “Coordinación de protecciones en Sistemas de Distribución con Generación Distribuida,” Instituto Politécnico Nacional, México, 2007

J. Rasgado, “Metodología de selección, ajuste y análisis de protecciones de sistemas de Generación Distribuida,” Instituto Politécnico Nacional, México, 2004

J. Silva, H. Funmilayo, K. Butler – Purry, “Impact of Distributed Generation on the IEEE 34 Node Radial Test Feeder with Overcurrent Protection,” IEEE North American Power Symposium, 2007

L. Ochoa, L. Da Silva, G. Harrison, A. Padilha, J.Mantovani, "Index for the Evaluation of Distributed Generation Impacts on Distribution System Protection," University of Edimburgh, Reino Unido y Campus de Ilha Solteira, Brasil, 2003

M. Britto , D. Morais, M. Marin, J. Rolim, H. Zürn, R. Buendgens, "Distributed Generation Impacts on the Coordination of protection Systems in Distributed Networks," IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2004

M. Geidi, "Protection of Power Systems with Distributed Generation: State of the Art," Power Systems Laboratory Swiss Federal Institute of Technology (ETH), Zurich, 2005

N. Samaan, T. McDermott, B. Zavadil, J. Li, "Induction Machine Test Case for the 34-Bus Test Feeder – Steady State and Dynamic Solutions," IEEE, 2000

S. Salman, R. Ibrahim, "Investigating the impact of Embedded Generation on Relay Setting of Utilities Electrical feeder," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 16, 2001

P. Barker, R. de Mello, "Determining the impact of Distributed Generation on Power Systems: Part 1 – radial Distribution Systems," IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, pp. 1645 – 1656, 2000

Relé de protección multifunción ABB Westinghouse SPAJ 140 C disponible en:
<http://www.abb.com/product/db0003db004281/c12573990068e57cc1256eb6002c1429.aspx>

W. Kersting, "Distribution System Modeling and Analysis," Electric Power Engineering Series, CRC Press LLC, pp. 145 – 193, 2002

ANEXO A. Tiempo de operación de dispositivos de protección conexión DY

Tabla A.1: Tiempo de operación de los dispositivos de protección para demanda máxima

Tiempo de Operación (s) Dmax.															
Lateral	Falla			Reconectador Rápido				Fusible				Reconectador Lento			
	Barra	Tipo	Rf(Ω)	Sin GD	Con Un GD	Con 2 GD	Con 3 GD	Sin GD	Con Un GD	Con 2 GD	Con 3 GD	Sin GD	Con Un GD	Con 2 GD	Con 3 GD
L1	810	LT b	0	0.01003	0.010025	0.010025	0.0100251	0.10291	0.10052	0.0984	0.09669	0.2005	0.2005	0.200501	0.200501
			20	0.01003	0.010025	0.010025	0.0100251	0.28481	0.27888	0.27353	0.26927	0.2005	0.2005	0.200501	0.200501
L2	818	LT a	0	0.01412	0.013068	0.012118	0.0113375	0.1467	0.13394	0.12276	0.11372	0.28236	0.26135	0.242364	0.22675
			20	0.02361	0.022103	0.020722	0.0196166	0.24742	0.22836	0.21161	0.19846	0.47224	0.44206	0.41444	0.392331
L3	826	LT b	0	0.01774	0.016559	0.015348	0.014332	0.17327	0.15941	0.14613	0.13532	0.35478	0.33119	0.306956	0.28664
			20	0.02791	0.026334	0.024638	0.0232481	0.28694	0.26659	0.24644	0.2305	0.55813	0.52669	0.492752	0.464962
L4	856	LT b	0	0.03562	0.033925	0.031524	0.0294767	0.20573	0.19417	0.17962	0.16774	0.71248	0.67849	0.630476	0.589534
			20	0.05119	0.049128	0.045961	0.0432958	0.30284	0.28722	0.2664	0.24975	1.02375	0.98256	0.919225	0.865916
L5 FA	888	3F	0	1.21366	1.352551	1.551764	1.831321	0.47042	0.44299	0.38084	0.33261	7.58539	8.45344	9.698526	11.44576
		LT b	20	4.23388	4.292432	4.29048	4.430619	10000	10000	10000	10000	84.6777	85.8486	85.80959	88.61237
L5 FB	888	3F	0	1.21366	1.352551	1.551764	1.831321	0.11791	0.11251	0.10036	0.0909	7.58539	8.45344	9.698526	11.44576
		LT b	20	4.23388	4.292432	4.29048	4.430619	12.5407	12.344	11.7309	11.6179	84.6777	85.8486	85.80959	88.61237
L6	864	LT b	0	0.05028	0.048311	0.043059	0.0387673	0.16529	0.15822	0.14066	0.12536	1.00553	0.96621	0.861182	0.775345
			20	0.06669	0.064364	0.057783	0.0526658	0.21647	0.20765	0.18502	0.16614	1.3338	1.28729	1.155652	1.053316
L7	842	3F	0	0.55663	0.586221	0.594508	0.6044449	0.39159	0.35629	0.35209	0.26586	3.47897	3.66388	3.715677	3.777781
		LT b	20	0.06928	0.066918	0.059903	0.0544645	0.79523	0.75276	0.7917	0.6704	1.38553	1.33836	1.198066	1.08929
L7 C1	B CAP1	3F	0	0.57198	0.603497	0.612463	0.6251934	0.54418	0.49907	0.38926	0.31354	3.57486	3.77186	3.827891	3.907459
		LT b	20	0.07233	0.069938	0.062514	0.0570148	1.18281	1.11921	0.94409	0.81246	1.44666	1.39876	1.25029	1.140296
L7 C2	B CAP2	3F	0	0.57362	0.605347	0.614387	0.6274234	0.54694	0.50162	0.39095	0.31498	3.58512	3.78342	3.839916	3.921397
		LT b	20	0.07266	0.070257	0.06279	0.0572837	1.18979	1.12597	0.94959	0.81728	1.45312	1.40515	1.255791	1.145673
L8	862	3F	0	0.57127	0.602686	0.613296	0.6242839	0.41028	0.37378	0.28623	0.22078	3.57041	3.76679	3.833098	3.901774
	838	LT b	20	0.07514	0.072704	0.065421	0.059573	0.92724	0.87848	0.75149	0.64741	1.50274	1.45407	1.308424	1.19146
L9	840	3F	0	0.5731	0.604748	0.615641	0.6266596	0.40411	0.36857	0.28308	0.27725	3.58185	3.77968	3.847755	3.916623
		LT b	20	0.0725	0.070098	0.06294	0.0571281	0.85613	0.81163	0.69554	0.73153	1.44996	1.40195	1.258803	1.142561

Fuente: los autores

Tabla A.2: Tiempo de operación de los dispositivos de protección para demanda media

Tiempo de Operación (s) Dmed.															
Lateral	Falla			Reconector Rápido				Fusible				Reconector Lento			
	Barra	Tipo	Rf(Ω)	Sin GD	Con Un GD	Con 2 GD	Con 3 GD	Sin GD	Con Un GD	Con 2 GD	Con 3 GD	Sin GD	Con Un GD	Con 2 GD	Con 3 GD
L1	810	LT b	0	0.01003	0.01003	0.01003	0.01003	0.10329	0.10057	0.09818	0.09622	0.2005	0.2005	0.2005	0.2005
			20	0.01003	0.01003	0.01003	0.01003	0.29116	0.28562	0.28072	0.27683	0.2005	0.2005	0.2005	0.2005
L2	818	LT a	0	0.01305	0.01213	0.01133	0.01067	0.13456	0.12335	0.11367	0.10568	0.2609	0.24266	0.22659	0.21341
			20	0.0219	0.02062	0.01948	0.01858	0.23029	0.21362	0.19924	0.18781	0.43808	0.4123	0.3895	0.37165
L3	826	LT b	0	0.01633	0.0153	0.01427	0.01342	0.16336	0.15087	0.13892	0.12902	0.3266	0.3061	0.2855	0.26839
			20	0.02608	0.02471	0.02328	0.02214	0.27256	0.25436	0.23643	0.22206	0.52157	0.49428	0.46562	0.44271
L4	856	LT b	0	0.0329	0.03145	0.02943	0.02774	0.19642	0.18613	0.17314	0.16234	0.65796	0.629	0.58853	0.55474
			20	0.04774	0.046	0.04334	0.04117	0.28832	0.27463	0.25633	0.2415	0.95481	0.91995	0.86677	0.82349
L5 FA	888	3F	0	1.65064	1.90987	2.32098	2.90966	0.46897	0.44293	0.3828	0.33545	10.3165	11.9367	14.5061	18.1854
		LT b	20	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000
L5 FB	888	3F	0	1.65064	1.90987	2.32098	2.90966	0.11534	0.11081	0.10063	0.09276	10.3165	11.9367	14.5061	18.1854
		LT b	20	10000	10000	10000	10000	100.11	98.3828	91.6946	87.2387	10000	10000	10000	10000
L6	864	LT b	0	0.04587	0.04424	0.03975	0.03603	0.16085	0.1542	0.13699	0.12253	0.91738	0.88489	0.79505	0.72068
			20	0.06174	0.05982	0.05415	0.04956	0.21208	0.20427	0.18329	0.16611	1.23472	1.19635	1.08309	0.99115
L7	842	3F	0	0.61821	0.6545	0.66396	0.67369	0.35341	0.32358	0.32035	0.24758	3.86379	4.09061	4.14973	4.21054
		LT b	20	0.06412	0.06218	0.05613	0.05123	0.74225	0.70619	0.74324	0.64091	1.28245	1.24367	1.12269	1.02452
L7 C1	B CAP1	3F	0	0.63872	0.67778	0.68814	0.70112	0.49565	0.4579	0.36267	0.2975	3.99201	4.23612	4.30087	4.38199
		LT b	20	0.06702	0.06506	0.05864	0.05366	1.07838	1.02477	0.8743	0.766	1.34049	1.30122	1.17288	1.07327
L7 C2	B CAP2	3F	0	0.64093	0.68029	0.69075	0.70408	0.49818	0.46027	0.36429	0.2989	4.0058	4.25179	4.31716	4.40052
		LT b	20	0.06733	0.06537	0.05891	0.05392	1.08498	1.03123	0.87943	0.77056	1.34667	1.30734	1.1782	1.07844
L8	862	3F	0	0.63766	0.67657	0.68906	0.69979	0.32674	0.29508	0.2209	0.2	3.9854	4.22856	4.3066	4.37368
	838	LT b	20	0.06972	0.06773	0.06146	0.05613	0.84556	0.80284	0.68514	0.5891	1.39442	1.35456	1.22922	1.12259
L9	840	3F	0	0.6401	0.67934	0.6922	0.70293	0.36854	0.33812	0.26283	0.26038	4.00064	4.24588	4.32625	4.3933
		LT b	20	0.06719	0.06522	0.05906	0.05378	0.79491	0.7572	0.65524	0.69361	1.34387	1.30448	1.18119	1.07557

Fuente: los autores

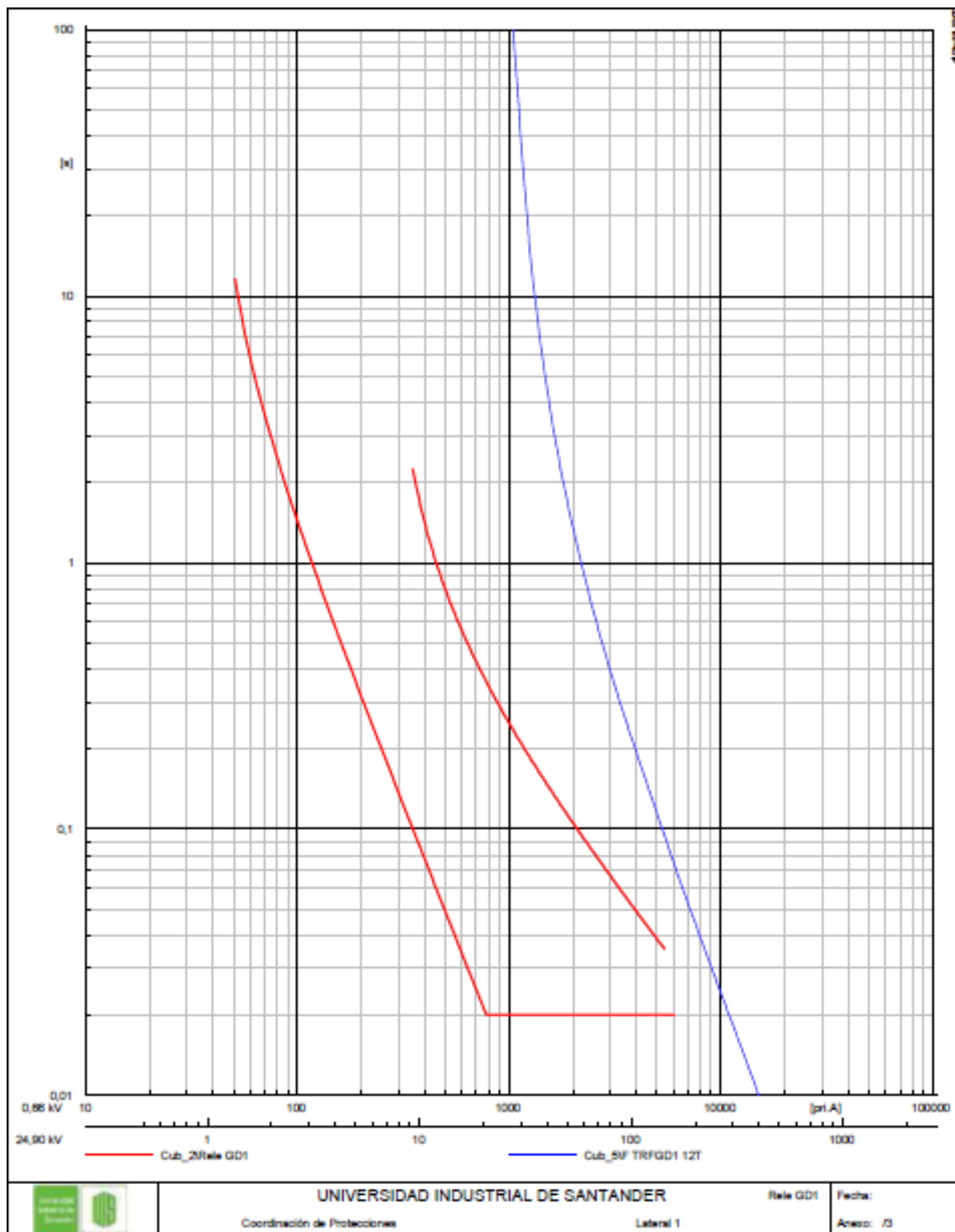
Tabla A.3: Tiempo de operación de los dispositivos de protección para demanda mínima

Tiempo de Operación (s) Dmin.															
Lateral	Falla			Reconectador Rápido				Fusible				Reconectador Lento			
	Barra	Tipo	Rf(Ω)	Sin GD	Con Un GD	Con 2 GD	Con 3 GD	Sin GD	Con Un GD	Con 2 GD	Con 3 GD	Sin GD	Con Un GD	Con 2 GD	Con 3 GD
L1	810	LT b	0	0.01003	0.01003	0.01003	0.01003	0.10312	0.10065	0.09841	0.09656	0.2005	0.2005	0.2005	0.2005
			20	0.01003	0.01003	0.01003	0.01003	0.28748	0.28275	0.27852	0.2752	0.2005	0.2005	0.2005	0.2005
L2	818	LT a	0	0.01228	0.01152	0.01082	0.01023	0.12565	0.11611	0.10857	0.10236	0.24566	0.23039	0.21635	0.20463
			20	0.02071	0.01966	0.0186	0.01775	0.2181	0.20411	0.1924	0.18311	0.41414	0.39322	0.37209	0.35501
L3	826	LT b	0	0.01529	0.01444	0.01353	0.01275	0.15572	0.14498	0.13522	0.12713	0.30577	0.28885	0.27053	0.25509
			20	0.02474	0.02364	0.02228	0.02117	0.26196	0.2466	0.23136	0.21917	0.49475	0.47271	0.44557	0.42336
L4	856	LT b	0	0.03087	0.02975	0.02786	0.02626	0.1893	0.18079	0.16973	0.16053	0.61744	0.59492	0.55727	0.52529
			20	0.04516	0.04386	0.04128	0.03913	0.27749	0.26652	0.25068	0.23781	0.90323	0.87714	0.82563	0.78266
L5 FA	888	3F	0	2.28655	2.74138	3.36781	10000	0.47155	0.44931	0.38943	0.34231	14.2909	17.1336	21.0488	10000
		LT b	20	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000
L5 FB	888	3F	0	2.28655	2.74138	3.36781	10000	0.1158	0.11192	0.10173	0.09391	14.2909	17.1336	21.0488	10000
		LT b	20	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000	10000
L6	864	LT b	0	0.04256	0.04137	0.03717	0.03377	0.15162	0.14636	0.13252	0.11972	0.85115	0.82744	0.74349	0.67537
			20	0.05789	0.05654	0.05095	0.04665	0.20075	0.19473	0.17734	0.16209	1.15789	1.13078	1.01901	0.93307
L7	842	3F	0	0.67957	0.71937	0.71972	0.72218	0.32683	0.30223	0.30215	0.23701	4.24734	4.49605	4.49828	4.51365
		LT b	20	0.06011	0.05875	0.05279	0.04821	0.7069	0.67916	0.71199	0.62318	1.20214	1.175	1.05571	0.96426
L7 C1	B CAP1	3F	0	0.70595	0.74908	0.74947	0.75485	0.46217	0.43126	0.34956	0.28973	4.41221	4.68176	4.6842	4.71779
		LT b	20	0.06287	0.06151	0.05517	0.05052	1.00332	0.9628	0.84051	0.74615	1.25737	1.23019	1.10333	1.01039
L7 C2	B CAP2	3F	0	0.7088	0.7523	0.75269	0.75839	0.46455	0.43351	0.35114	0.29111	4.43002	4.70186	4.70433	4.73996
		LT b	20	0.06316	0.0618	0.05542	0.05077	1.00969	0.96898	0.84547	0.75063	1.26329	1.2361	1.10841	1.01532
L8	862	3F	0	0.70447	0.7474	0.75015	0.75311	0.34335	0.31795	0.25258	0.20085	4.40294	4.67128	4.68847	4.70696
	838	LT b	20	0.06272	0.06135	0.05524	0.05038	0.75346	0.72441	0.63838	0.56457	1.25432	1.22706	1.10487	1.00758
L9	840	3F	0	0.7076	0.75093	0.75398	0.75686	0.34392	0.31859	0.2533	0.25098	4.42249	4.69333	4.71236	4.73039
		LT b	20	0.06304	0.06168	0.05555	0.05064	0.75259	0.72378	0.63832	0.66863	1.26085	1.23356	1.11099	1.01274

Fuente: los autores

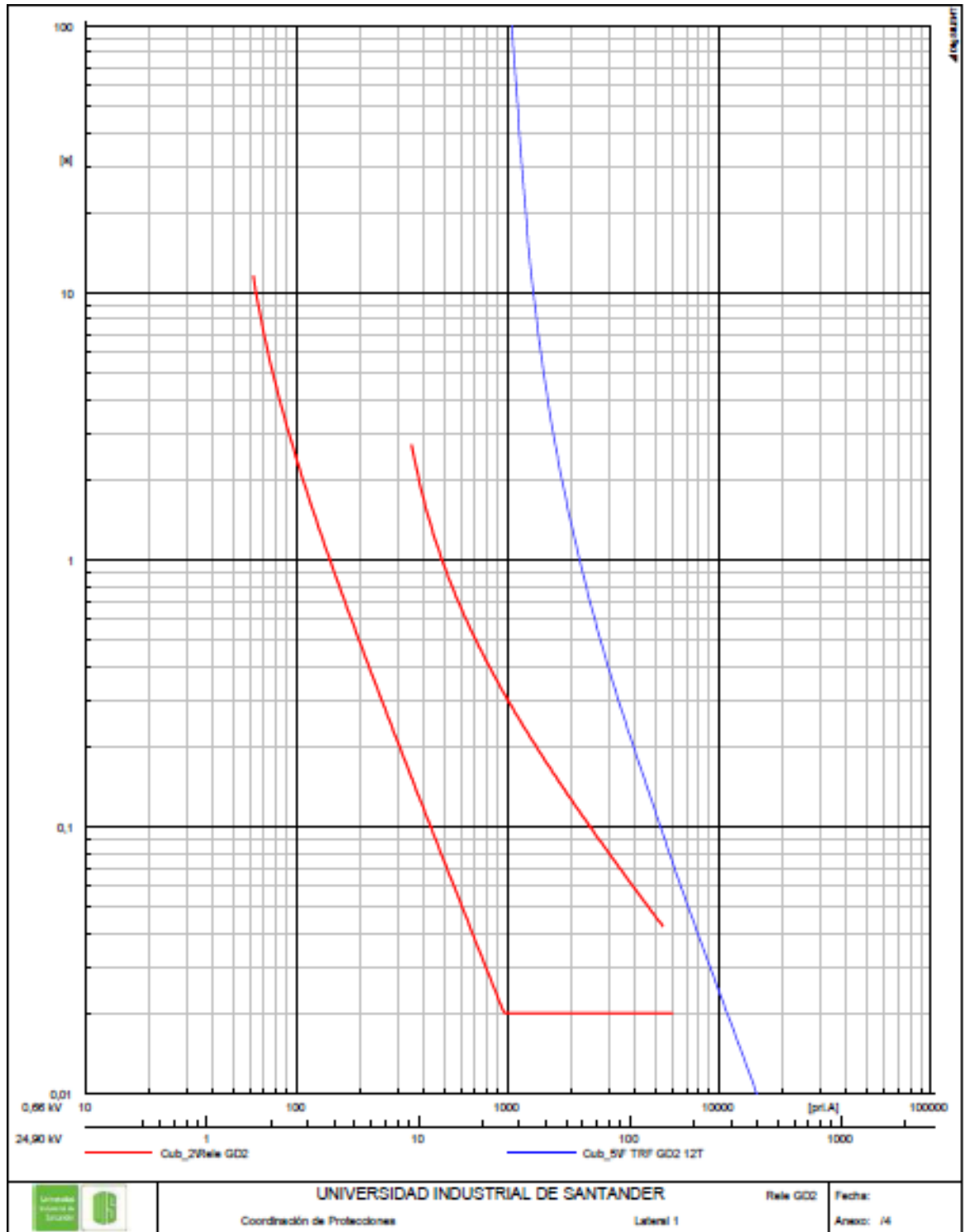
ANEXO B. Gráficas de los dispositivos de protección

Figura B.1: Gráfica del Relé para el Generador Asíncrono GDA1



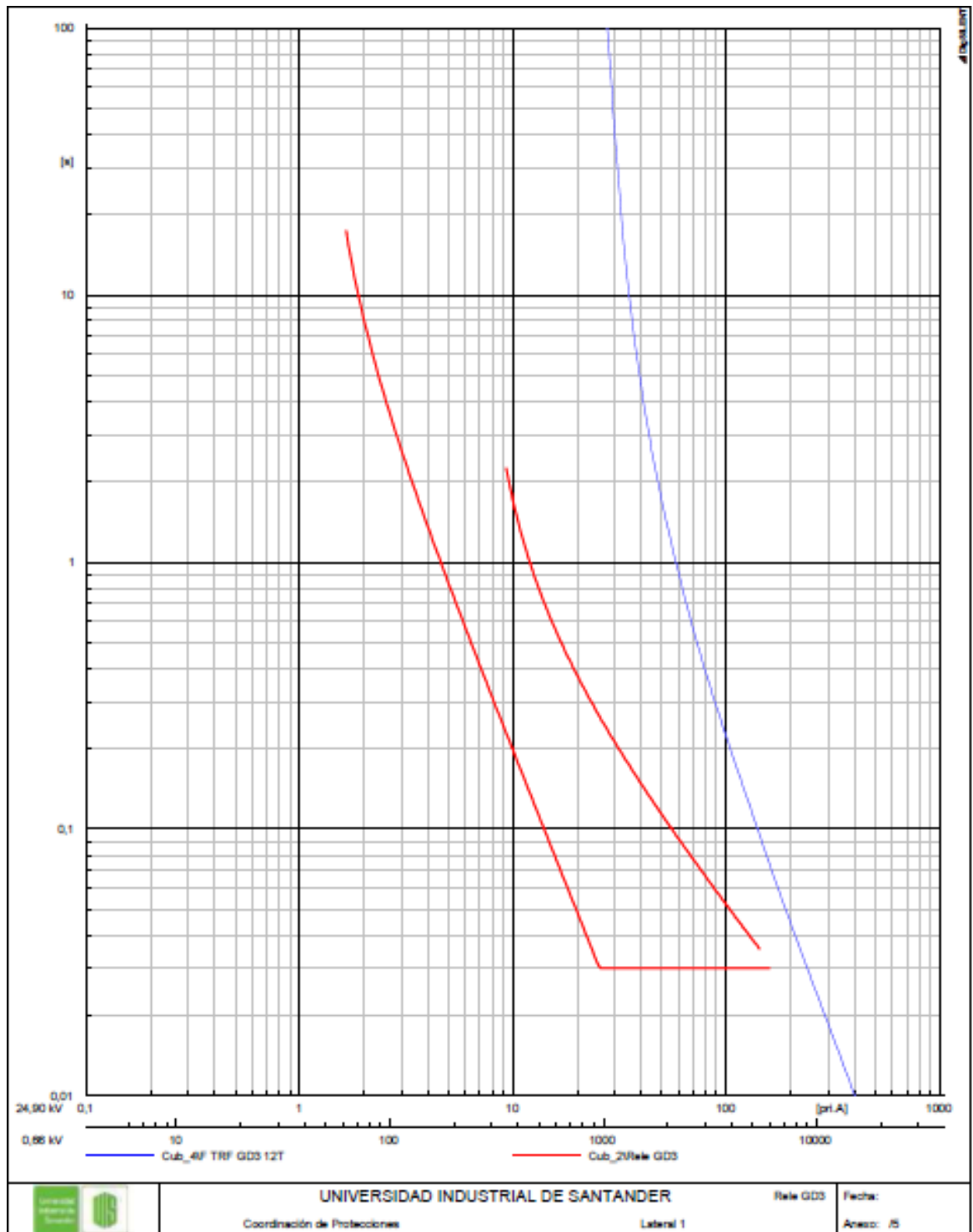
Fuente: los autores

Figura B.2 Gráfica del Relé para el Generador Asíncrono GDA2



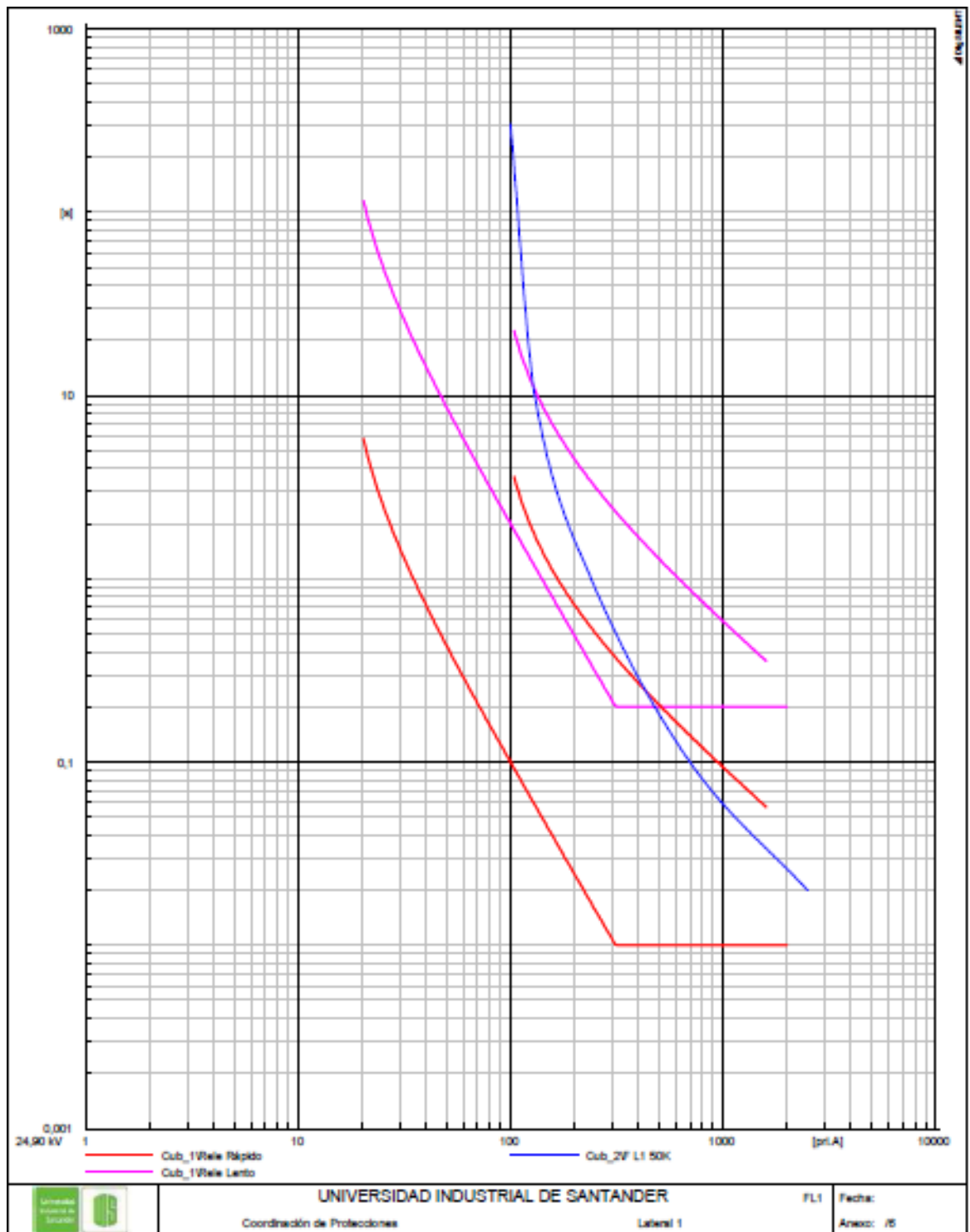
Fuente: los autores

Figura B.3: Gráfica del Relé para el Generador Asíncrono GDA3



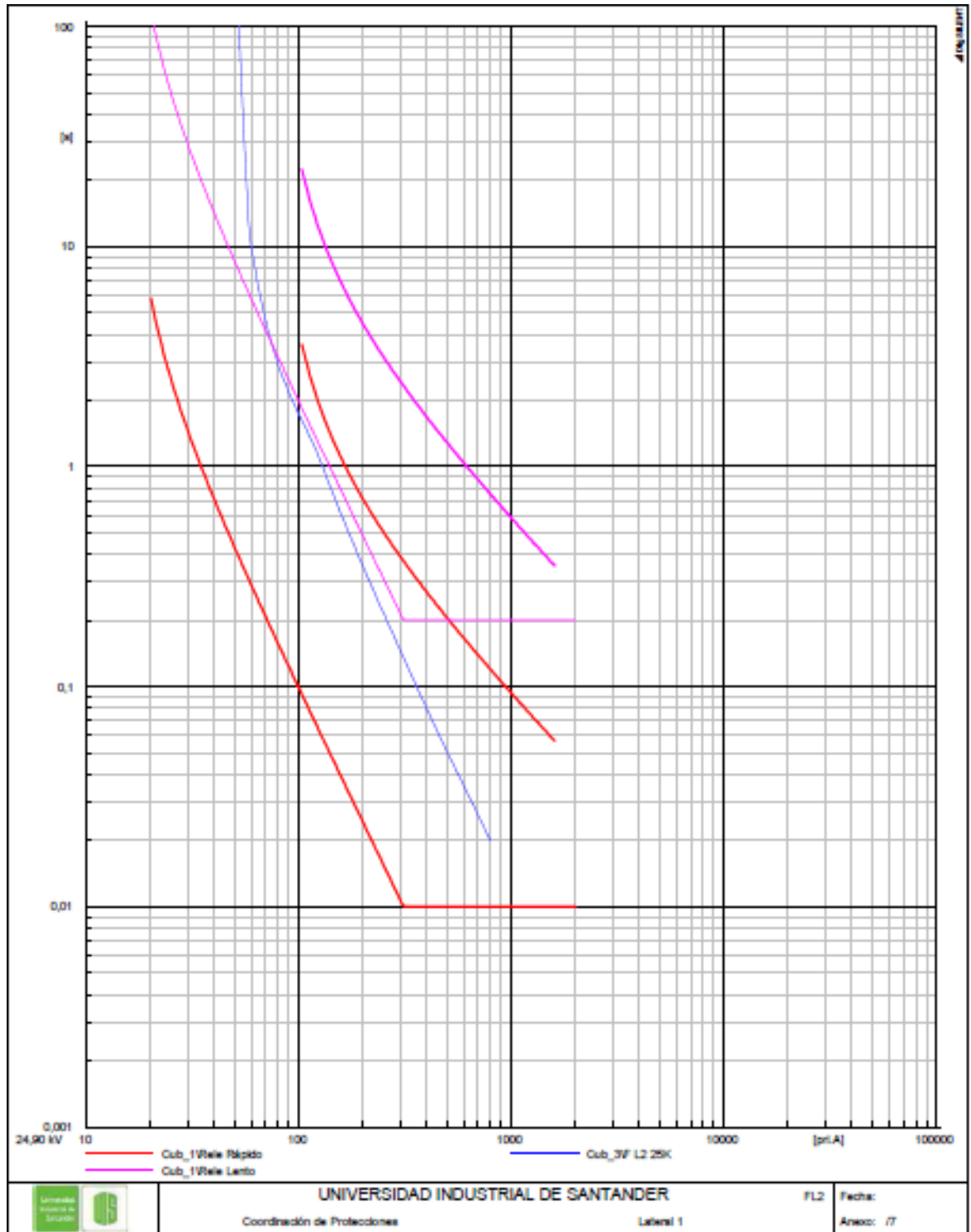
Fuente: los autores

Figura B.4: Gráfica del esquema de protección para el Lateral 1



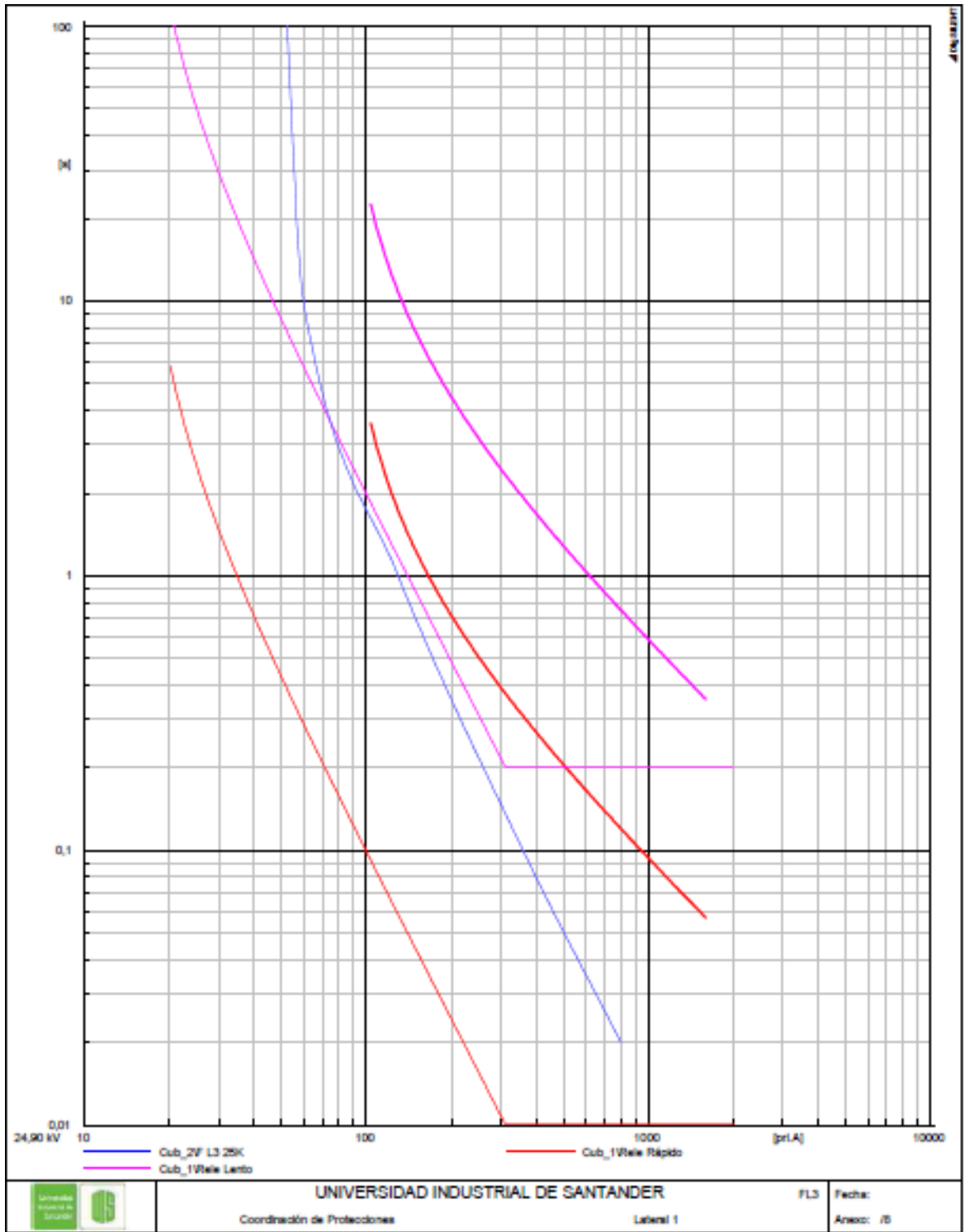
Fuente: los autores

Figura B.5: Gráfica del esquema de protección para el Lateral 2



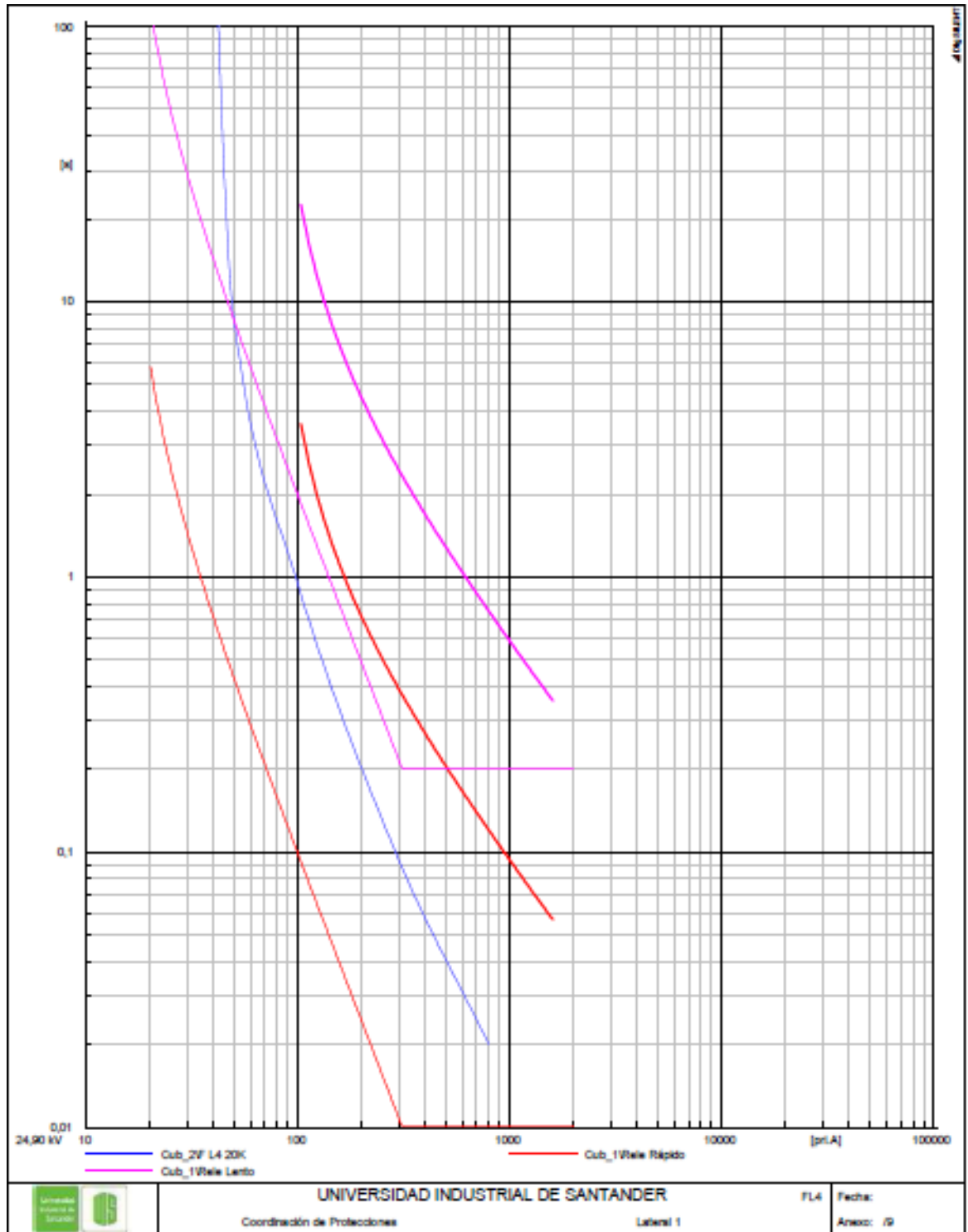
Fuente: los autores

Figura B.6: Gráfica del esquema de protección para el Lateral 3



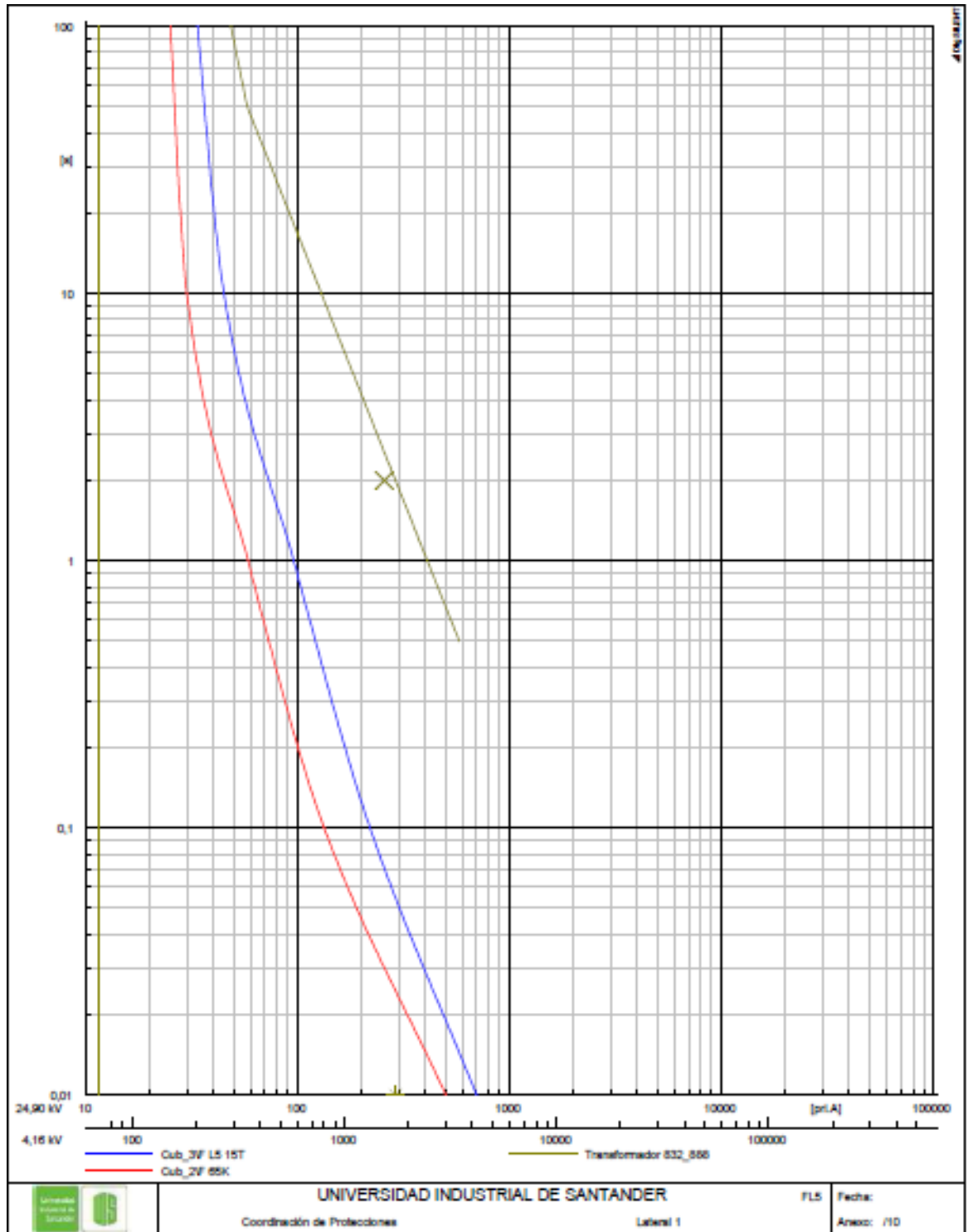
Fuente: los autores

Figura B.7: Gráfica del esquema de protección para el Lateral 4



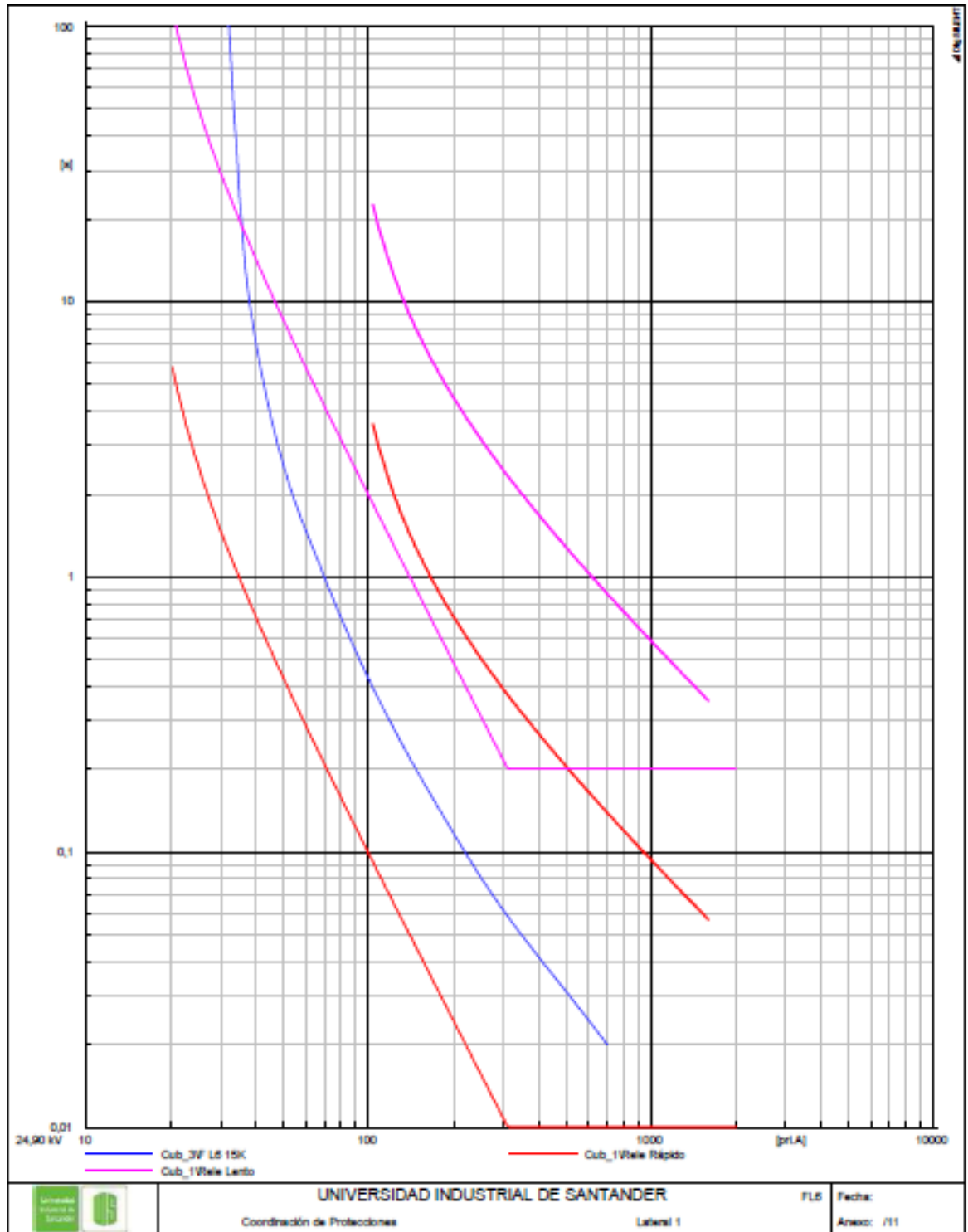
Fuente: los autores

Figura B.8: Gráfica del esquema de protección para el Lateral 5



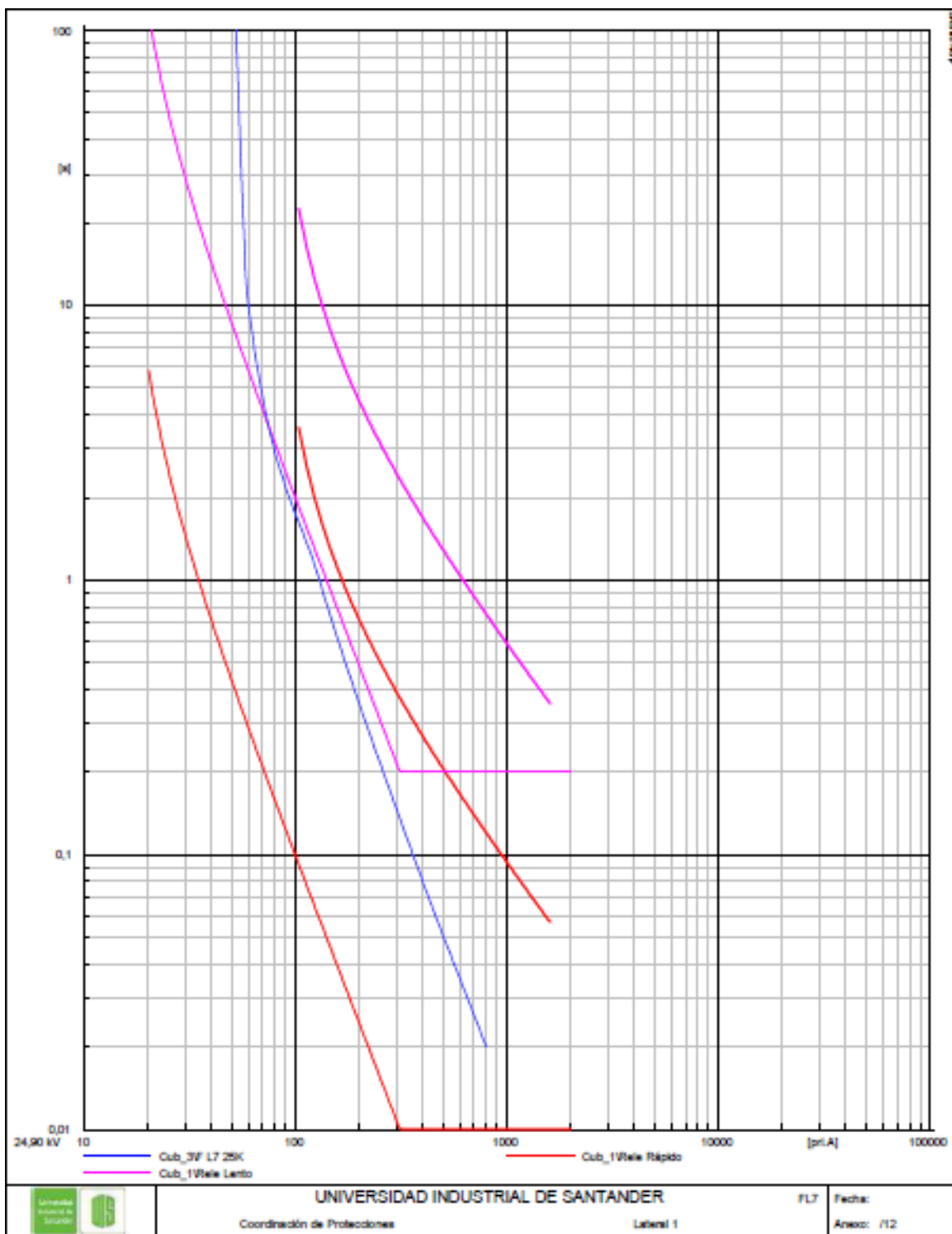
Fuente: los autores

Figura B.9: Gráfica del esquema de protección para el Lateral 6



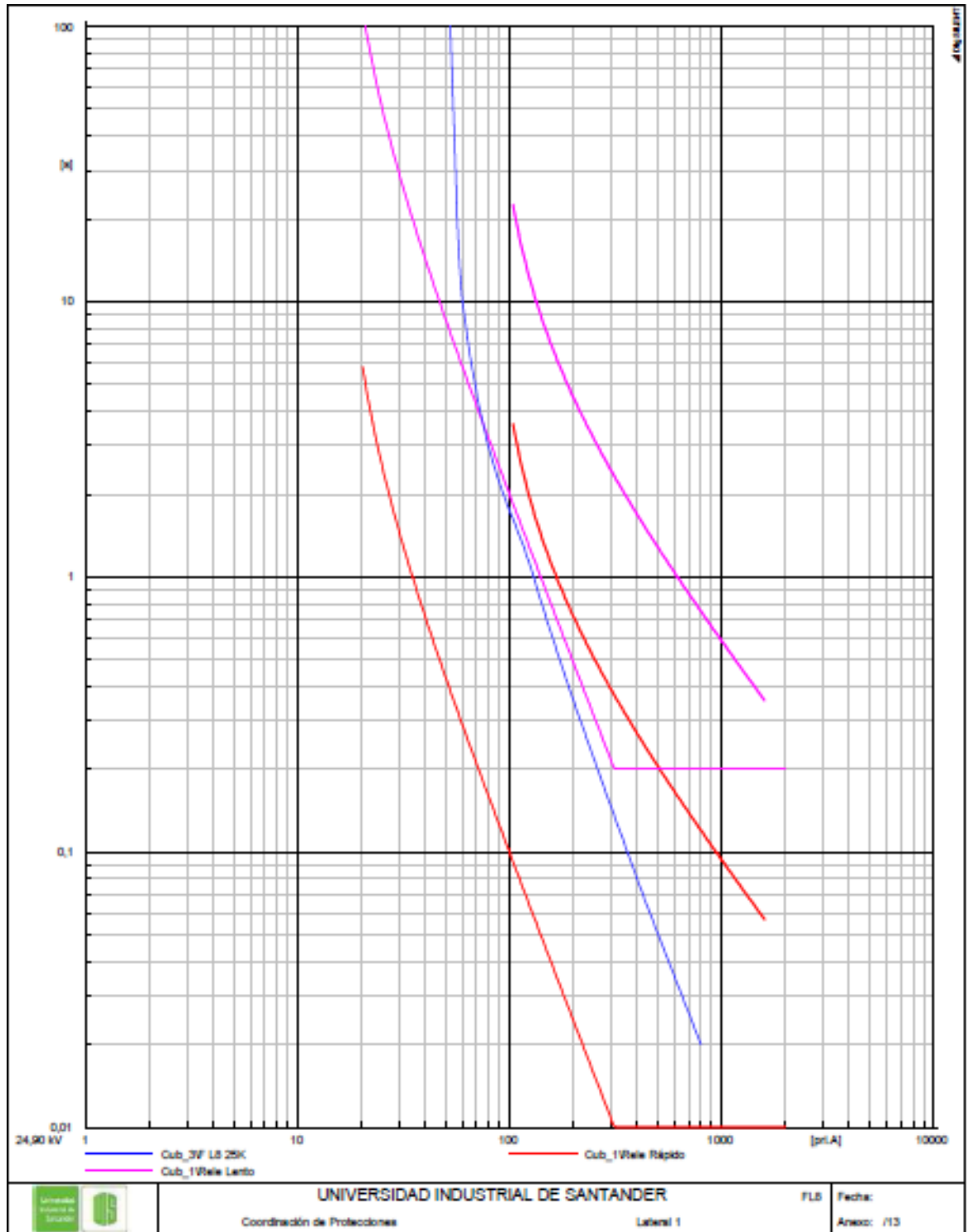
Fuente: los autores

Figura B.10: Gráfica del esquema de protección para el Lateral 7



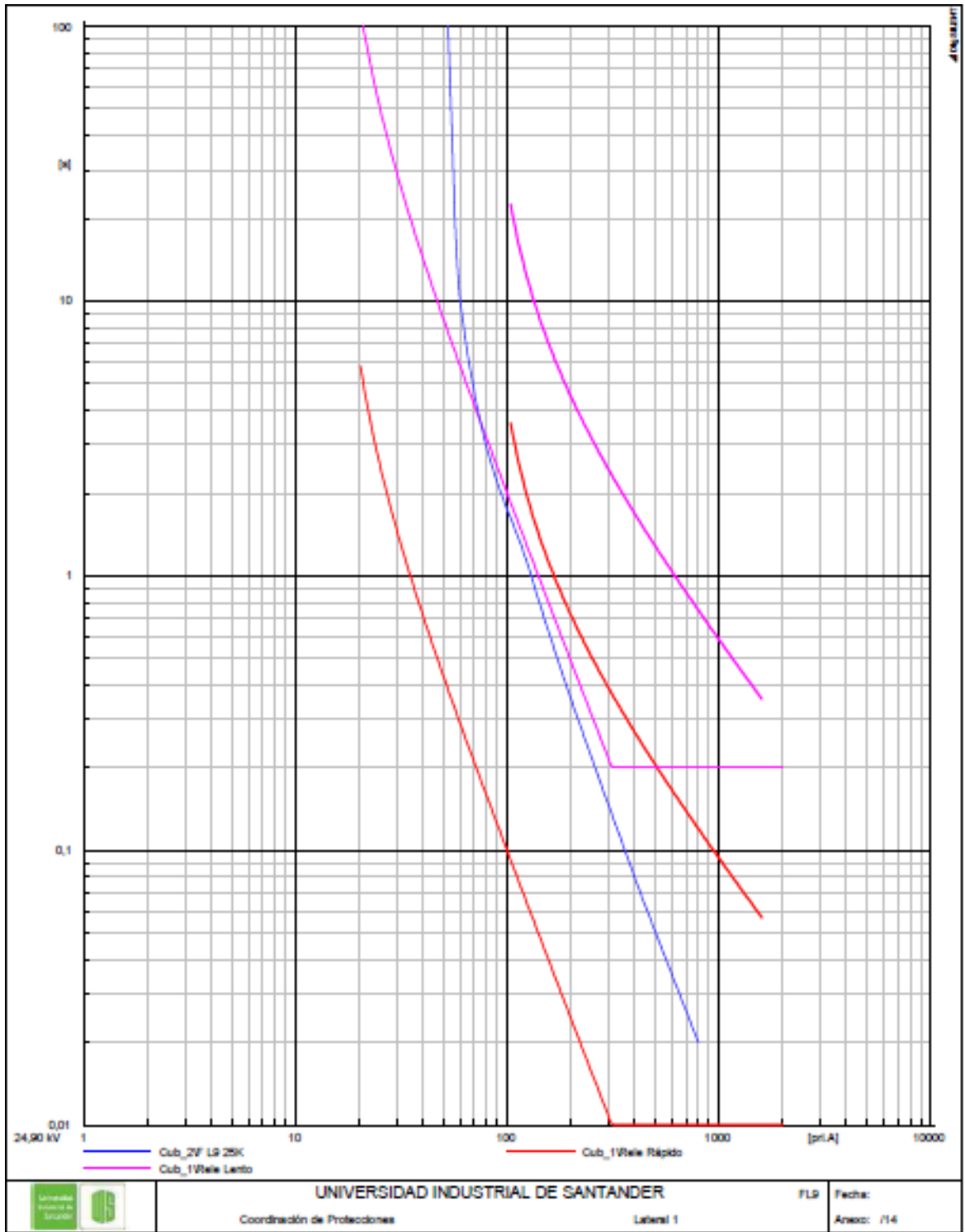
Fuente: los autores

Figura B.11: Gráfica del esquema de protección para el Lateral 8



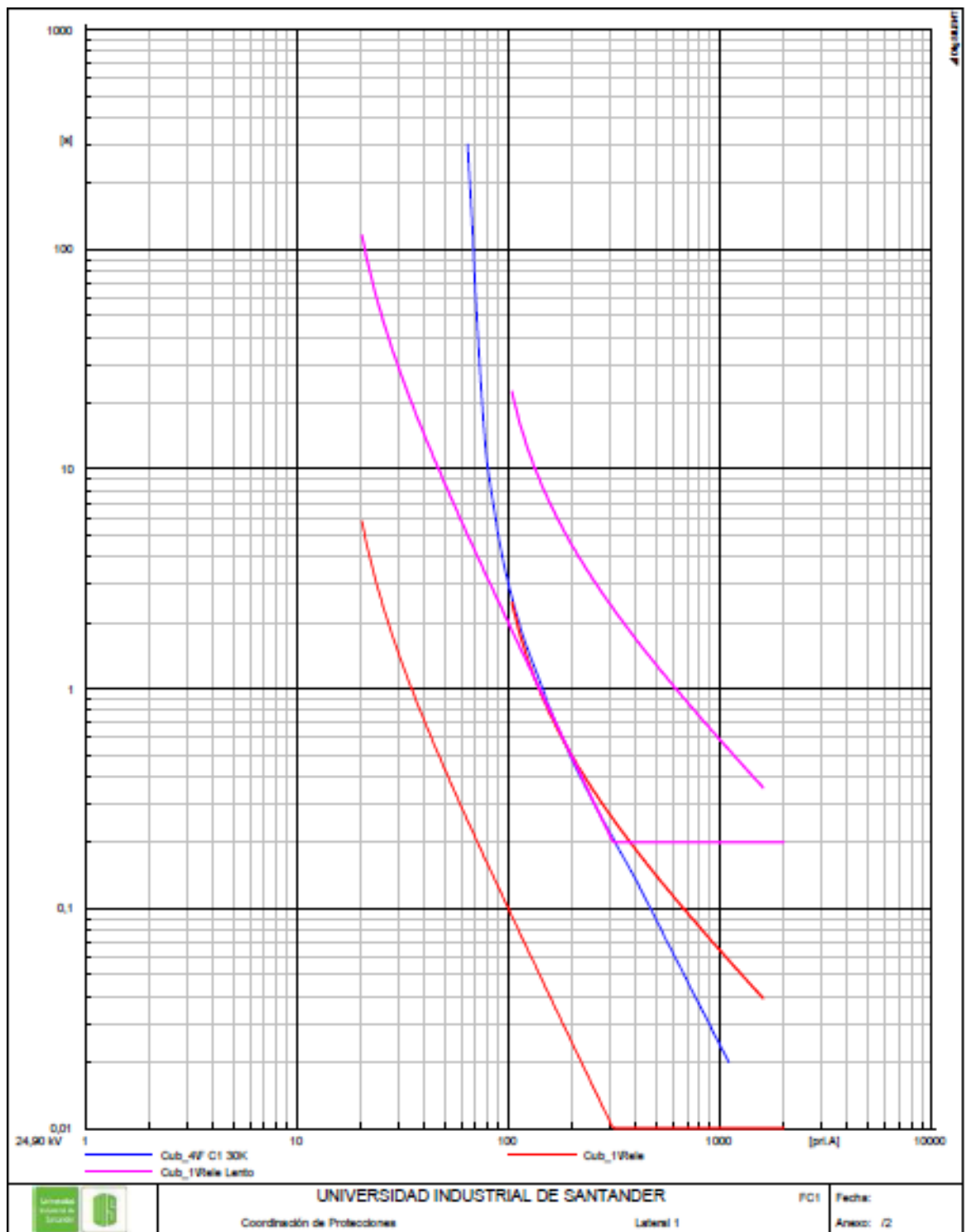
Fuente: los autores

Figura B.12: Gráfica del esquema de protección para el Lateral 9



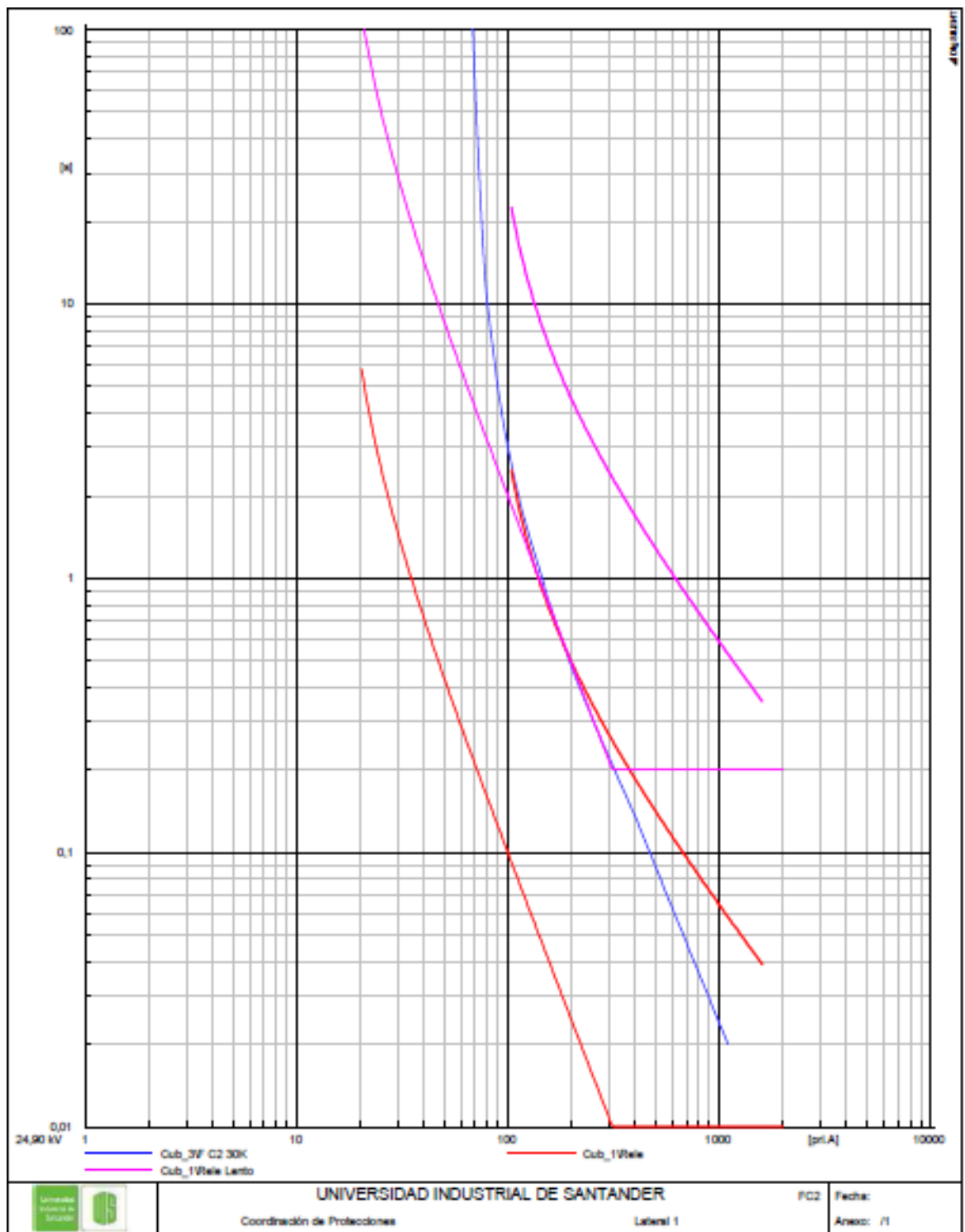
Fuente: los autores

Figura B.13: Gráfica del esquema de protección para el bancos de condensadores del Nodo 844



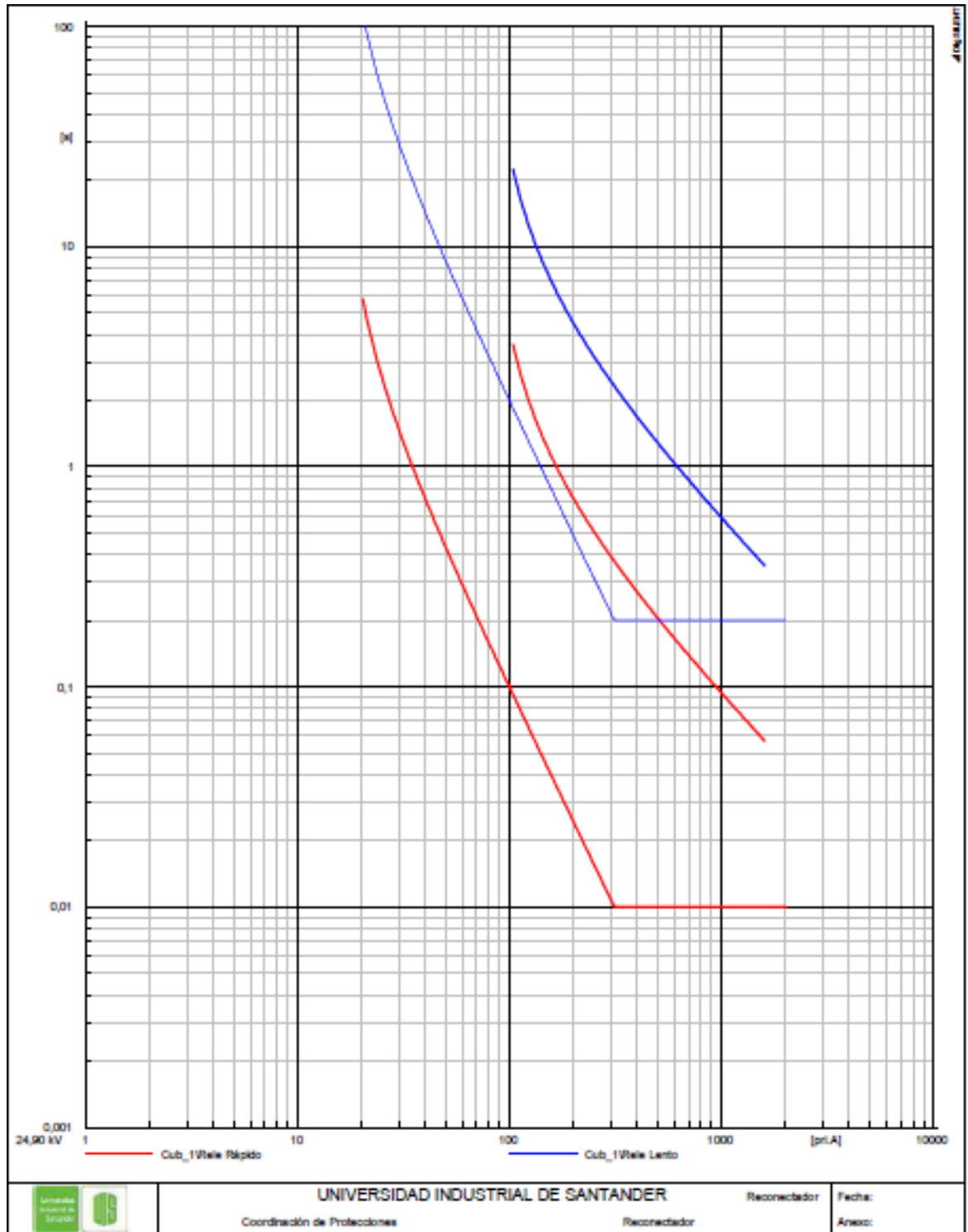
Fuente: los autores

Figura B.14: Gráfica del esquema de protección para el bancos de condensadores del Nodo 848



Fuente: los autores

Figura B. 15: Grafica del reconnector SPAJ 140C



Fuente: los autores