

Restauración Rápida de Parque Eólico con el Uso de Sensores Inalámbricos de Falla para Identificar Segmentos Fallados

Afonso César Tavares
CPFL Renováveis

Andrei Coelho y Mauro Magalhães
Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.

Edición original liberada en abril 2020

Traducido al español en enero de 2021

Restauración Rápida de Parque Eólico con el Uso de Sensores Inalámbricos de Falla para Identificar Segmentos Fallados

Afonso César Tavares, *CPFL Renováveis*
Andrei Coelho y Mauro Magalhães, *Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.*

Resumen—Nuevas fuentes de energía eólica están en línea todos los días. A medida que la demanda de fuentes de energía renovable se incrementa, también lo hace el desarrollo relacionado con las particularidades de la generación eólica. Según el proyecto y la aplicación, los parques eólicos suelen cubrir una amplia extensión geográfica que consiste en sistemas aéreos y subterráneos de medio voltaje que interconectan varios aerogeneradores a sus respectivas bahías en la subestación elevadora primaria. Debido a su gran tamaño, trasladarse a través de un parque eólico para localizar fallas del sistema puede consumir demasiado tiempo. Es por esta razón que se desarrollan soluciones inteligentes para minimizar los recursos de búsqueda y reparación. Este documento presenta mejoras en los sistemas de identificación de fallas en parques eólicos, basadas en innovadores sistemas de sensores de fallas con comunicaciones inalámbricas.

I. INTRODUCCIÓN

En Brasil, extensos parques eólicos tienen numerosas ramas de circuitos colectores que interconectan aerogeneradores con el Sistema Interligado Nacional (SIN). Cuando ocurre un cortocircuito en el sistema de medio voltaje de uno de los circuitos colectores, se espera que el interruptor respectivo se abra. Todas las máquinas conectadas a ese circuito colector se desconectan y no hay selectividad posible con el uso de interruptores. Más máquinas apagadas significan menos generación del parque eólico, lo que resulta en una reducción

de las utilidades del operador. Una vez que se abre el interruptor del circuito, el personal de mantenimiento localiza la falla para aislar el área, en el menor segmento posible, y reinician la generación con rapidez. Existe una fuerte correlación entre el tiempo de localización de la falla y la pérdida de utilidades del parque eólico. Por esta razón hay gran demanda de soluciones que reduzcan el tiempo de localización de fallas en parques eólicos.

La Fig. 1 muestra un diagrama unifilar simplificado de un parque eólico y señala uno de varios colectores. En este colector (Colector 1), un interruptor de circuito (BK1) está en la subestación donde el colector se conecta con la barra. Un relé responsable de eliminar las fallas descendentes del colector dispara este interruptor de circuito. Si se presenta una falla, el interruptor de circuito se abre, interrumpe la corriente de cortocircuito y desconecta toda la capacidad de generación del colector.

Entonces, el personal de mantenimiento localiza la falla y la aísla con el uso de interruptores de desconexión. Cuando la falla está aislada, BK1 puede cerrarse de nuevo. Los otros aerogeneradores pueden continuar generando energía y, por tanto, hay ingreso monetario.

Este documento es una traducción de [1] e incluye actualizaciones de la localización de puntos de instalación.

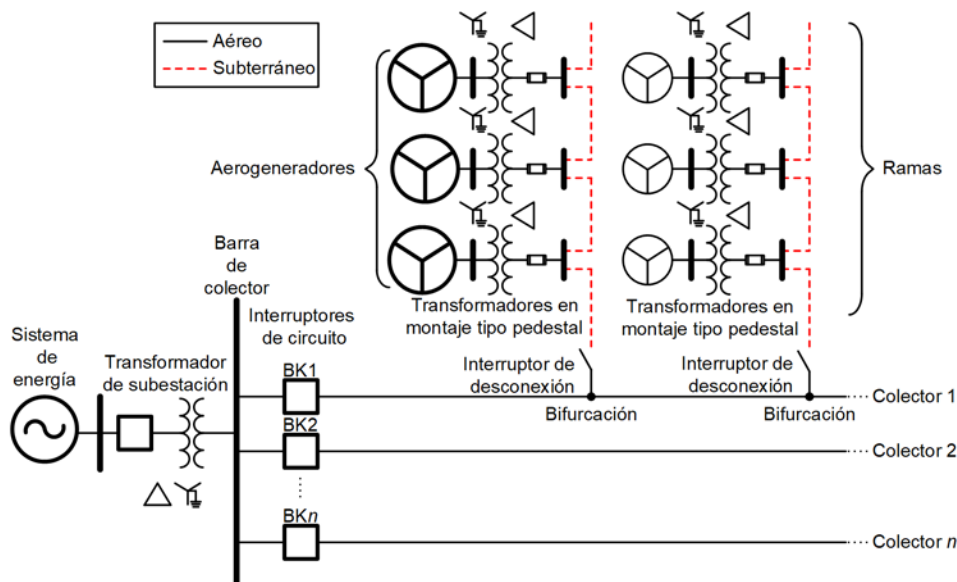


Fig. 1. Diagrama unifilar de un parque eólico

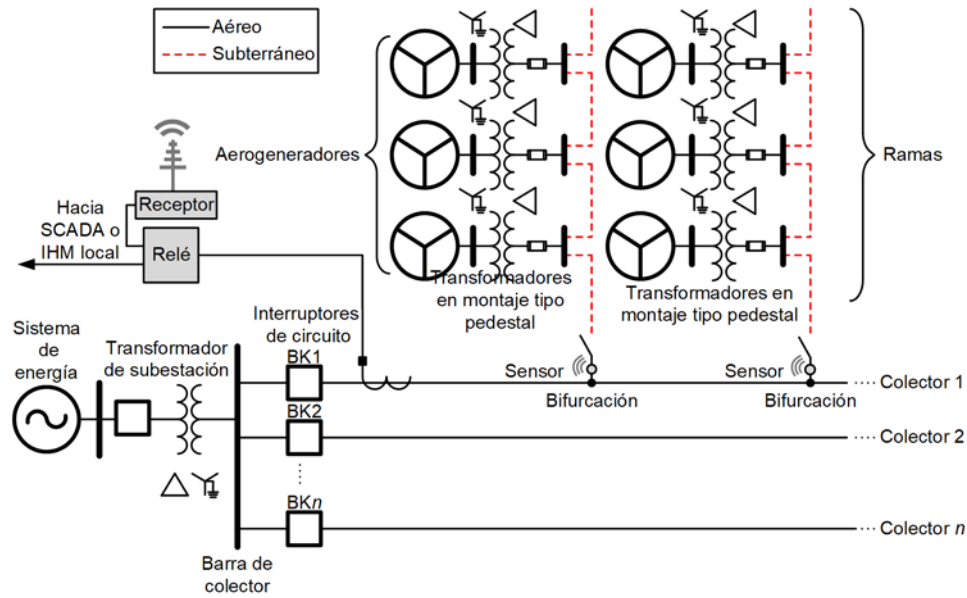


Fig. 2. Diagrama unifilar que incluye equipo para la solución

II. SISTEMA DE IDENTIFICACIÓN DE FALLAS

En un parque eólico en Morro dos Ventos, Brasil, se instaló un sistema de identificación de fallas basado en innovadores sistemas de sensores de fallas con comunicaciones inalámbricas [2] [3] en cada bifurcación del colector. El sistema cuenta con sensores de fallas instalados en las bifurcaciones [4] [5] y está configurado para detectar fallas descendentes del punto de instalación. Los sensores de fallas son dispositivos robustos y monofásicos que incluyen un elemento detector de fallas de alta velocidad. Se instaló un sensor en cada conductor de fase, en la bifurcación de cada rama.

Si cualquier sensor de falla instalado detecta un cortocircuito descendente a partir del punto de instalación, envía un mensaje inalámbrico de alta velocidad a un receptor instalado cerca del relé de subestación, usando un protocolo propietario. Por un puerto serial, el receptor transmite señales de estatus al relé de protección para indicar en cuál de las bifurcaciones ocurrió el cortocircuito. La lógica del relé de protección está configurada para capturar el estatus de falla recibido y, después del disparo del interruptor, comunicar la información de la rama fallada al centro de control con el uso de un protocolo estándar de comunicaciones.

Una importante característica diferenciadora del equipo utilizado en esta solución es su alta velocidad de transmisión de datos. Los sensores de fallas se alimentan de la corriente del conductor y no requieren baterías. En condiciones donde los cables de medio voltaje conducen suficiente corriente para alimentar al sensor (alrededor de 5 A), el tiempo de transmisión de mensaje de falla desde el sensor hasta el relé está en el orden de un ciclo (16.6 ms para un sistema de 60 Hz).

La Fig. 2 muestra un diagrama unifilar del sistema que incluye los puntos de instalación del equipo mencionado. Los sensores de fallas están representados con círculos grises en cada bifurcación de colector y el receptor está colocado cerca del relé del colector.

III. INSTALACIÓN

La primera aplicación de esta solución fue en Brasil, en un parque eólico de 145.2 MW. En este parque eólico se instalaron nueve sensores en tres bifurcaciones del mismo colector, en el sistema de medio voltaje de 34.5 kV. Las bifurcaciones tienen una energía nominal de 14.4 MW, 4.8 MW y 9.6 MW, que suman corrientes nominales de 241 A, 80 A y 161 A, respectivamente. Dado que las instalaciones se componen de tres sensores de fallas (uno por fase), la nomenclatura “trío” es común, donde un trío son los indicadores combinados de las Fases A, B y C de la misma rama.

Para asegurar que los sensores de fallas se comuniquen de manera efectiva con el receptor, se requiere un estudio de conectividad. El objetivo de dicho estudio es determinar la altura de la antena del receptor, de manera que la línea de visión entre el receptor y las antenas del sensor de fallas sea suficiente para superar la interferencia topográfica de la instalación. Para realizar este estudio es necesario proporcionar las coordenadas geográficas tanto de los sensores de fallas como de la antena del receptor. Después de analizar las características geográficas de la región, es posible determinar la altura mínima de la antena. La Fig. 3 es un esquema que representa la línea de vista aérea de los equipos en el parque eólico.

La parte inferior de la Fig. 3 muestra la ubicación de la subestación, incluso los puntos de instalación del relé, el receptor y la antena. La parte superior de la Fig. 3 muestra los puntos de instalación de los tres tríos de sensores de fallas. Para esta aplicación, el trío más lejano está a 1.82 km de la subestación en línea recta. Con estos datos, la altura requerida para la antena se calculó en 4.2 m.

La Fig. 4 muestra los sensores instalados en líneas de medio voltaje (izquierda) y la antena del receptor en la subestación (derecha).

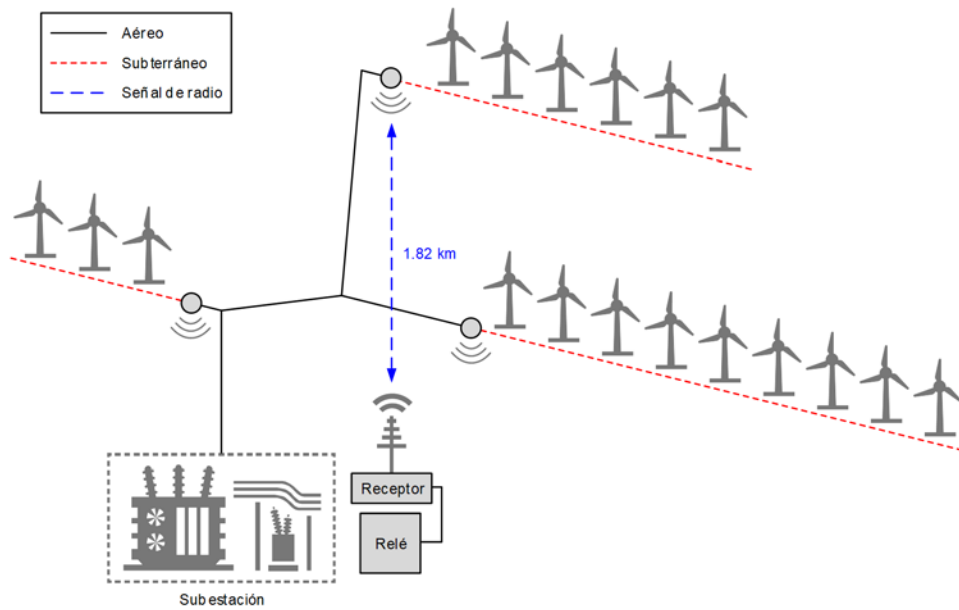


Fig. 3. Diagrama unifilar que incluye equipo para la solución

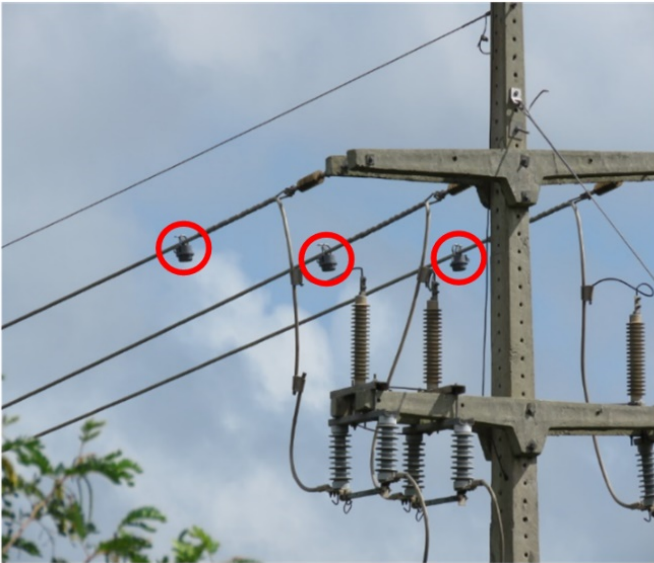


Fig. 4 Instalaciones de sensores en líneas de medio voltaje (izquierda) y la antena del receptor en la subestación de Brasil (derecha).

IV. CONFIGURACIONES

A. Ajustes de los Sensores

Los sensores de fallas tienen ocho niveles de ajustes para la función de sobrecorriente, lo cual permite una selectividad operativa. Es preciso notar que hay varios generadores en el sistema, uno de los cuales está representado por el punto de interconexión con el sistema nacional (un generador de alta inercia) y varios aerogeneradores dentro del parque, mismos que están conectados con el sistema AC usando inversores de frecuencia. Los aerogeneradores no contribuyen a los cortocircuitos de la misma manera que un generador convencional de sistema de energía. Es importante seleccionar un valor de inicio que impida que los sensores respondan a corrientes de falla en ramas adyacentes.

Cada tipo de aerogenerador contribuye de manera distinta a las fallas en el sistema de energía. Normalmente los aerogeneradores tipo IV tienen contribuciones de cortocircuito limitadas a entre 1.1 y 1.2 veces la corriente nominal del equipo [6], mientras que los tipo III tienen contribuciones de cortocircuito limitadas por la reactancia subtransitoria del generador, en el peor caso de estado crowbar. Esta aplicación utiliza aerogeneradores tipo III y la contribución máxima posible a cortocircuito es 2.63 veces la corriente nominal de la rama, considerando la reactancia subtransitoria del generador y la impedancia del transformador. Una suposición conservadora es que todos los aerogeneradores tienen la capacidad de contribuir la máxima corriente de cortocircuito al mismo tiempo para una falla en una rama paralela.

Considerando las corrientes nominales de las ramas ya descritas, se estima que las máximas corrientes contribuyentes para cortocircuito serían 634 A, 210 A y 423 A, respectivamente. También es necesario considerar los rangos de tolerancia de los sensores de fallas, los cuales varían de acuerdo con el inicio, como se muestra en la Tabla I.

TABLA I
RANGO DE TOLERANCIA DE SENSORES

Nivel de arranque del sensor	Tolerancia
≤ 50 A	50%
>50 A y <400 A	30%
≥ 400 A	20%

La Tabla I proporciona las tolerancias para los sensores de fallas aplicadas en esta instalación específica. Sensores más precisos pueden estar disponibles para proyectos futuros.

Considerando el margen de error, esta aplicación usa configuraciones de inicio de 800 A, 400 A y 600 A para cada una de las ramas monitoreadas. Estos valores son lo bastante sensibles para detectar fallas en el sistema y también lo bastante seguros para evitar indicaciones falsas.

Se implementó otro monitoreo necesario para proporcionar seguridad durante condiciones de irrupción. Cuando uno de los interruptores de circuito se cierra, numerosos transformadores descendentes se energizan y drenan una alta corriente de magnetización. Los sensores de fallas pueden ser sensibles a estas corrientes y esta sensibilidad no es deseable. Las corrientes de irrupción son ricas en armónicos [7] y es posible utilizar elementos específicos del relé para bloquear la operación de forma adecuada cuando son detectados. Esta estrategia de seguridad para irrupción no fue utilizada en la instalación.

B. Ajustes del Relé de Protección

El relé de protección recibe datos del receptor, el cual a su vez recibe información de los sensores de fallas. La rápida comunicación entre dispositivos se realiza con el uso de un protocolo de alta velocidad, el cual envía ocho bits en ambas direcciones o full-dúplex. Los ocho bits de datos transmitidos en el protocolo se etiquetan TMB1 al TMB8 y los bits recibidos correspondientes se etiquetan RMB1 al RMB8.

Es importante considerar que el relé recibe datos desde doce sensores de fallas, pero el protocolo proporciona ocho datos a la vez. Los datos pueden transmitirse al relé de manera que estos datos alternan.

Además de recibir ocho datos del receptor, el relé también puede transmitir ocho datos hacia el receptor. Al alternar un bit específico en el relé de protección es posible cambiar la composición de los datos que el receptor transmite al relé, como se muestra en la Tabla II y la Tabla III.

El relé de protección está configurado con una lógica que alterna el estado del TMB4. Cuando $TMB4=0$, los ocho datos que el relé recibe corresponden a los primeros seis sensores de fallas (es decir, los dos primeros tríos). Los datos 1 y 2 recibidos por el relé indican si cualquier trío detectó una falla; los datos 3 al 8 representan de manera individual y por fase cuál detector ha identificado una falla.

Cuando el relé ejecuta la lógica alterna, la variable $TMB4=1$ causa que los ocho datos correspondan a los últimos dos tríos.

Los datos 1 y 2 recibidos por el relé se relacionan con la presencia de fallas; los datos 3 al 8 indican la información individual por fase de los últimos seis sensores de fallas. Por tanto, el relé recibe información desde los doce sensores de fallas a través de lógica simple que alterna el estado de la variable digital TMB4 de manera periódica.

TABLA II
DATOS RECIBIDOS CUANDO $TMB3 = 1$ Y $TMB4 = 0$

Datos transmitidos por el relé hacia el receptor de sensores							
TMB1	TMB2	TMB3	TMB4	TMB5	TMB6	TMB7	TMB8
0	0	1	0	0	0	Reiniciar estatus de enlace	Reinicio del estado de LEDs
Datos recibidos por el relé desde el receptor de sensores							
RMB1	RMB2	RMB3	RMB4	RMB5	RMB6	RMB7	RMB8
Falla trío 1	Falla trío 2	Falla 1	Falla 2	Falla 3	Falla 4	Falla 5	Falla 6

TABLA III
DATOS RECIBIDOS CUANDO $TMB3 = 1$ Y $TMB4 = 1$

Datos transmitidos por el relé hacia el receptor de sensores							
TMB1	TMB2	TMB3	TMB4	TMB5	TMB6	TMB7	TMB8
0	0	1	1	0	0	Reiniciar estatus de enlace	Reinicio del estado de LEDs
Datos recibidos por el relé desde el receptor de sensores							
RMB1	RMB2	RMB3	RMB4	RMB5	RMB6	RMB7	RMB8
Falla trío 3	Falla trío 4	Falla 7	Falla 8	Falla 9	Falla 10	Falla 11	Falla 12

V. INDICADORES

Con base en la información que el receptor recibe desde los sensores de fallas, el relé puede indicar el circuito fallado y también las fases. El relé de protección contiene una lógica con variables que el usuario puede consultar con facilidad. La Tabla IV muestra las variables utilizadas para representar el trío con falla.

Al detectar la apertura del interruptor, el operador del parque eólico puede ver cuál de las variables (LT01, LT02, LT03 y LT04) está activa. Estas variables indican cuál trío y, por tanto, cuál bifurcación presentó una falla. Además, el sistema muestra las variables descritas en la Tabla V e indica la fase con falla.

Se proporciona otro conjunto de indicadores para que cada sensor tenga un indicador individual, como se muestra en la Tabla VI.

TABLA IV
TRÍO CON FALLA

Lógica Set/Reset (LT)	Falla en trío
LT01	1
LT02	2
LT03	3
LT04	4

TABLA V
FASE CON FALLA

Lógica Set/Reset (LTnn)	Falla
LT05	A
LT06	B
LT07	C

TABLA VI
INDICADORES DE SENSOR

Lógica Set/Reset (LTnn)	Indicador
LT08	1
LT09	2
LT10	3
LT11	4
LT12	5
LT13	6
LT14	7
LT15	8
LT16	9
LT17	10
LT18	11
LT19	12

Además de la interfaz local del operador del parque eólico, estas variables están disponibles en el sistema SCADA, donde existe una consulta remota automática del punto de defecto. Con base en esta indicación, el operador puede abrir las desconexiones correspondientes y re-energizar el interruptor de circuito y los aerogeneradores no afectados por el cortocircuito.

VI. SIGUIENTES PASOS DEL PROYECTO

Este sistema fue instalado en 2019 y monitorea fallas futuras. De esta solución se esperan considerables ganancias operativas y ahorros de costos. Los ahorros de costos esperados podrían permitir futuras optimizaciones en el sistema, como la instalación de interruptores motorizados de desconexión.

En la actualidad los interruptores son operados de forma manual, lo cual requiere que los operadores se encuentren físicamente cerca de los interruptores para operarlos. Cuando los interruptores actuales son reemplazados por interruptores motorizados, toda la operación puede realizarse de forma remota vía SCADA. También es posible considerar abrir los interruptores de manera automática con el uso del relé de protección que ejecuta una lógica de identificación de fallas.

VII. CONCLUSIÓN

La demanda de energía renovable propicia la instalación de más parques eólicos. Estos parques operan en amplias extensiones geográficas, lo cual dificulta la localización de fallas internas. Durante el proceso de localización de fallas los generadores se encuentran fuera de línea, lo cual tiene un impacto negativo en las utilidades del proyecto.

En un parque eólico brasileño se utilizó una solución innovadora basada en sensores inalámbricos instalados en la red de medio voltaje. Tras detectar una falla, los sensores envían señales a un receptor y de este hacia el relé para indicar la rama donde ocurrió el evento. Esto permite el rápido aislamiento de la falla y mitiga la pérdida de utilidades. El ahorro de costos derivado de este proceso podría posibilitar la implementación de interruptores motorizados en el futuro, lo cual hará que el sistema sea más efectivo para el aislamiento de fallas.

VIII. REFERENCIAS

- [1] A. Tavares, A. Coelho y M. Magalhães, "Rápido Restablecimiento de Parque Eólico com Utilização de Sensores de Falta para Identificação do Trecho sob Defeito," actas del XIII SIMPASE (Simpósio de Automação de Sistemas Eléctricos), Recife, Brasil, septiembre 2019.
- [2] S. V. Achanta, B. MacLeod, E. Sagen y H. Loehner, "Apply Radios to Improve the Operation of Electrical Protection," actas de la 37th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, octubre 2010.
- [3] J. Fowler, S. V. Achanta, K. Hao y D. Keckalo, "Apply a Wireless Line Sensor System to Enhance Distribution Protection Schemes," actas de la 43rd Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, octubre 2016.
- [4] *SEL-FT50/SEL-FR12 Fault Transmitter and Receiver System Instruction Manual*. Disponible: selinc.com.
- [5] *SEL-FT50/SEL-FR12 System Installation Sheet*. Disponible: selinc.com.
- [6] B. Kasztenny, M. V. Mynam y N. Fisher, "Sequence Component Applications in Protective Relays – Advantages, Limitations, and Solutions," actas de la 72nd Annual Conference for Protective Relay Engineers, College Station, TX, marzo 2019.
- [7] *SEL-751 Feeder Protection Relay Instruction Manual*. Disponible: selinc.com.

IX. BIOGRAFÍAS

Afonso César Tavares es licenciado en ingeniería eléctrica por parte de la Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) y tiene 27 años de experiencia en este campo profesional. Terminó una especialización en protección/JICA y sistemas eléctricos de potencia en UNIFEI, además del programa de desarrollo de dirección de la Fundação Getúlio Vargas (FGV). También se especializó en pequeñas plantas hidroeléctricas en UNIFEI. Trabajó como coordinador de administración de activos y estudios de protección en el distribuidor de energía Energisa Minas Gerais. En la actualidad labora para CPFL Renováveis como especialista II en línea, en mantenimiento de subestación y protección para parques eólicos y activos de generación de pequeñas plantas hidroeléctricas. Tiene gran experiencia en administración de activos y estudios de protección en el sector de la energía.

Andrei Coelho recibió la licenciatura en ingeniería eléctrica con énfasis en sistemas eléctricos de potencia por parte de la Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI) en 2014 y la especialización en automatización de sistemas eléctricos del Instituto Nacional de Telecomunicações (INATEL) en 2019. Ha trabajado en ingeniería de aplicación y soporte técnico en Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. (SEL) desde 2014, enfocado en aplicaciones de transmisión y distribución de potencia, además de apoyar a varios sectores industriales en las áreas de protección, control y automatización. Contribuye al desarrollo de artículos y presentaciones técnicas en seminarios industriales y es instructor de cursos en la Universidad SEL.

Mauro Magalhães recibió el título de licenciado en ingeniería de producción con énfasis en administración en 2008 por parte de la Faculdade de Ciência e Tecnologia–Area1. Trabajó en la Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA) de agosto 1983 a febrero 2009 como analista de mantenimiento del sistema eléctrico. Es especialista en aplicaciones de protección en Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. desde 2009.