



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN MECATRÓNICA

TEMA:

“Tablero de control y protección de un grupo generador de 470 kW”

Trabajo de grado previo a la obtención de título de Ingeniero en Mecatrónica

Línea de investigación: Control y Automatización

Autor:

David Sebastian Espinosa Ortiz

Director:

Diego Luis Ortiz Morales

Asesor:

Cosme Damián Mejía Echeverría

Ibarra, Ecuador 2026



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1005444854		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Espinosa Ortiz David Sebastian		
DIRECCIÓN:	Padre Raimundo de Santa Cruz 423 y Víctor Hugo Jaurequi		
EMAIL:	dsespinosao@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:	0988522605	TELÉFONO MÓVIL:	0988522605

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	Tablero de control y protección de un grupo generador de 470 kW
AUTOR (ES):	Espinosa Ortiz David Sebastian
FECHA: DD/MM/AAAA	11/02/2026
PROGRAMA:	☒ GRADO ☐ POSGRADO
TITULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero en Mecatrónica
ASESOR /DIRECTOR:	MSc. Diego Ortiz MSc. Cosme Mejía

2. CONSTANCIAS

El autor (es) manifiesta (n) que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es (son) el (los) titular (es) de los derechos patrimoniales, por lo que asume (n) la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá (n) en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 11 días del mes de febrero de 2026

EL AUTOR:

.....
Espinosa Ortiz David Sebastian



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN MECATRÓNICA

**CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR DEL TRABAJO DE INTEGRACIÓN
CURRICULAR**

Ibarra, 11 de febrero de 2026

MSc. Diego Luis Ortiz Morales

DIRECTOR DEL TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

CERTIFICA:

Haber revisado el presente informe final del Trabajo de Integración Curricular, el mismo que se ajusta a las normas vigentes de la Universidad Técnica del Norte; en consecuencia, autorizo su presentación para los fines legales pertinentes.

(f)

MSc. Diego Luis Ortiz Morales
C.C.: 1001586997



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICAS
CARRERA DE INGENIERÍA EN MECATRÓNICA

APROBACIÓN DEL COMITÉ CALIFICADOR

El Comité Calificado del trabajo de Integración Curricular “TABLERO DE CONTROL Y PROTECCIÓN DE UN GRUPO GENERADOR DE 470 kW” elaborado por David Sebastian Espinosa Ortiz, previo a la obtención del título de INGENIERO EN MECATRÓNICA, aprueba el presente informe de investigación en nombre de la Universidad Técnica del Norte:

(f).....

MSc. Diego Luis Ortiz Morales
C.C.: 1001586997

(f).....

MSc. Cosme Damián Mejía Echeverría
C.C.: 1002641288

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de manera especial a mis padres, Andrés Espinosa y Adriana Ortiz, quienes con su amor incondicional y esfuerzo incansable han sido el motor de mi vida. Gracias por enseñarme que con perseverancia todo es posible y por sacrificar tanto para que yo pudiera alcanzar mis metas; este logro es tan suyo como mío.

A Noelia Pantoja, mi novia, por ser mi compañera constante y mi apoyo inquebrantable en cada etapa universitaria, celebrando mis alegrías y sosteniéndome en los momentos más difíciles.

A mis abuelos, Jenny Báez y Diego Ortiz, por ser mi guía y luz en este camino. De manera muy especial, a mi abuelo Diego Ortiz, quien tuvo el privilegio y la dedicación de desempeñar un doble rol fundamental en mi vida: como mi guía familiar y como mi profesor en las aulas. Gracias por compartir conmigo tu sabiduría académica y, sobre todo, por esos consejos de vida que han moldeado para ser una mejor versión de mí.

A mi tía Majo Ortiz, quien, a pesar de la distancia, ha estado presente en cada paso de mi vida. Gracias por tu preocupación constante por mi bienestar y por enseñarme a transformar los errores en lecciones de vida, impulsándome siempre a ser una mejor persona y un profesional íntegro.

Hago extensivo este agradecimiento a toda mi familia: a mis bisabuelos, abuelos, tíos y primos, quienes siempre han creído en mi capacidad y me han brindado su apoyo en cada etapa. Su confianza ha sido el impulso necesario para llegar a esta meta.

Finalmente, a mis amigos, quienes transformaron las dificultades en momentos memorables. Gracias por ayudarme a sostener el ritmo entre el trabajo y la universidad, y por hacer este camino mucho más fácil.

AGRADECIMIENTO

A la Universidad Técnica del Norte, por haberme abierto sus puertas y convertirse en mi segundo hogar durante esta etapa fundamental de mi vida. En sus aulas no solo encontré conocimiento, sino las vivencias que me permitieron crecer como profesional.

Expreso mi más sincero agradecimiento a todos mis profesores, por su esfuerzo y dedicación diaria.

Un agradecimiento profundo a mis tutores de tesis, el Ing. Cosme Mejía y el Ing. Diego Ortiz. Gracias por su acompañamiento constante, por brindarme su sabiduría en cada momento de dificultad y por ser los pilares técnicos que guiaron este proyecto. A mi abuelo Diego, le agradezco doblemente por haber sido mi mentor en el aula y mi guía en este proceso de titulación, dándome siempre los mejores consejos para mi futuro profesional.

RESUMEN

El presente trabajo de titulación aborda el rediseño del tablero de control y protección del grupo generador G3 de la central hidroeléctrica HIDROCAROLINA, ubicada en la provincia de Imbabura, Ecuador. Dicho generador, con una potencia nominal de 470 kW y una tensión de salida de 440 V, presenta fallos en componentes clave tales como los relés de protección, el sistema de sincronización, la interfaz HMI, los medidores de temperatura y los dispositivos de monitoreo eléctrico, lo cual afecta su operación en modo semiautomático y compromete la seguridad operativa del sistema.

El objetivo principal del proyecto es diseñar un tablero de control que integre funciones de sincronización, monitoreo y protección eléctrica, con el fin de mejorar la confiabilidad y la eficiencia del sistema de generación. Para ello, se desarrolla un análisis técnico de los parámetros eléctricos y mecánicos del generador, basado en la información técnica oficial proporcionada por los manuales del fabricante. A partir de este análisis, se seleccionan componentes adecuados a las condiciones reales de operación y se propone una arquitectura de control basada en controladores lógicos programables (PLC) y relés de protección.

La metodología aplicada incluye una revisión documental y el diseño esquemático del nuevo tablero de control, el cual permite una gestión eficiente del sistema de excitación, la sincronización semiautomática del generador y la actuación de las protecciones eléctricas en tiempo real. Como resultado, se presenta una solución técnica viable y adaptable a las condiciones operativas de la planta, que contribuye a la prevención de fallos eléctricos y facilita la operación segura y automatizada de la central hidroeléctrica.

Palabras clave: Tablero de control, generador síncrono, sincronización, sistema de excitación, protecciones eléctricas.

ABSTRACT

This graduation project addresses the redesign of the control and protection panel of generator unit G3 at the **HIDROCAROLINA** hydroelectric power plant, located in the province of Imbabura, Ecuador. This generator, with a nominal power of 470 kW and an output voltage of 440 V, presents failures in key components such as protection relays, the synchronization system, the HMI interface, temperature measuring devices, and electrical monitoring equipment. These deficiencies affect its operation in semi-automatic mode and compromise the operational safety of the system.

The main objective of the project is to design a control panel that integrates synchronization, monitoring, and electrical protection functions in order to improve the reliability and efficiency of the power generation system. To achieve this, a technical analysis of the electrical and mechanical parameters of the generator is carried out based on official technical information provided in the manufacturer's manuals. Based on this analysis, suitable components are selected according to the operating conditions, and a control architecture based on programmable logic controllers (PLC) and protection relays is proposed.

The applied methodology includes a documentary review and the schematic design of the new control panel, which enables efficient management of the excitation system, semi-automatic generator synchronization, and real-time operation of electrical protections. As a result, a technically feasible solution is presented, adaptable to the operational conditions of the plant, contributing to the prevention of electrical faults and facilitating the safe and automated operation of the hydroelectric power plant.

Keywords: control panel, synchronous generator, synchronization, excitation system, electrical protections.

INDICE DE CONTENIDOS

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA.....	2
2. CONSTANCIAS.....	3
CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR DEL TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR	
4	
APROBACIÓN DEL COMITÉ CALIFICADOR	5
DEDICATORIA.....	6
AGRADECIMIENTO.....	7
RESUMEN.....	8
ABSTRACT	9
INDICE DE CONTENIDOS	10
ÍNDICE DE FIGURAS	15
ÍNDICE DE TABLAS	16
CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN.....	17
1.1 Planteamiento del problema	17
1.2 Objetivos	18
1.2.1 General	18
1.2.2 Específicos	18
1.3 Alcance y delimitación.....	18
1.4 Justificación.....	18

CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO	19
2.1 Antecedentes	19
2.2 Bases Teóricas	24
2.2.1 Generación Eléctrica	24
2.2.2 Componentes del sistema de generación hidroeléctrica.....	27
2.2.2.1 Turbina Hidráulica	27
2.2.2.2 Generador sincrónico	29
2.2.2.3 Sistema de excitación	31
2.2.2.4 Eje de acoplamiento y sistema de transmisión mecánica.....	33
2.2.2.5 Sistema de sincronización	34
2.2.2.6 Dispositivos de protección eléctrica.....	36
CAPÍTULO 3: MARCO METODOLÓGICO	40
3.1 Enfoque y tipos de investigación	40
3.2 Diseño de la Investigación	40
CAPÍTULO 4: RESULTADOS Y ANÁLISIS	43
4.1 Especificaciones del sistema a diseñar.....	43
4.2 Solución técnica propuesta.....	44
4.3 Cálculos y Criterios de Dimensionamiento.....	44
4.3.1 Cálculos Justificativos de Potencias y Corriente.....	45
4.3.2 Requerimientos Críticos para la Selección de Equipos.....	46

Componentes a Seleccionar	46
4.4 Selección de componentes	47
4.4.1 Selección del regulador de voltaje (AVR)	47
4.4.2 Selección del relé de protección.....	50
4.4.3 Selección del medidor de frecuencia.....	53
4.4.4 Selección del PLC	56
4.4.5 Selección del Disyuntor	59
4.4.6 Selección del multímetro digital	62
4.5 Componentes del sistema.....	64
4.5.1 Regulador Automático de Voltaje (AVR) GRT7 H4 de Basler Electric	65
4.5.2 Relé de Protección VAMP 255 de Schneider Electric.....	66
4.5.3 Medidor de Frecuencia TDS-4339	68
4.5.4 PLC Delta DVP-12SA	69
4.5.5 Disyuntor Siemens 9VT9500	71
4.5.6 Multímetro Digital DMK21 de Lovato Electric.....	73
4.5.7 Medidores Analógicos de Panel modelo CP-96 de Camsco	75
4.6 Integración funcional y diseño del tablero	77
4.7 Funcionamiento del sistema.....	77
4.7.1 Funcionamiento del sistema de medición del tablero de control	77
4.7.1.1 Medición digital de parámetros eléctricos	78

4.7.1.2	Medición analógica de tensión del generador y de la red	78
4.7.1.3	Medición analógica de frecuencia.....	79
4.7.1.4	Medición del sistema de excitación	79
4.7.1.5	Integración del sistema de medición	80
4.7.2	Funcionamiento del sistema de excitación del generador	80
4.7.3	Funcionamiento del sistema de señalización y del PLC	81
4.7.3.1	Sistema de señalización luminosa y acústica	82
4.7.3.2	Entradas digitales del PLC	83
4.7.3.3	Salidas digitales del PLC.....	85
4.7.3.4	Alimentación del PLC	86
4.7.4	Funcionamiento del disyuntor principal y sus señales de control	86
4.7.4.1	Bobinas de actuación del disyuntor.....	87
4.7.4.2	Integración funcional del disyuntor en el sistema propuesto	88
4.7.5	Funcionamiento del sistema de protección del generador	88
4.7.5.1	Señales de entrada del relé de protección.....	89
4.7.5.2	Lógica de actuación del relé de protección VAMP 255.....	89
4.7.5.3	Circuito de disparo del disyuntor	90
4.7.5.4	Circuito de la bobina de subtensión	91
4.7.6	Funcionamiento del sistema de sincronización del generador	91
4.8	Descripción y estructura de los planos eléctricos del sistema.....	94

4.8.1	Listado general de planos	94
4.8.2	Diagrama de potencia	95
4.8.3	Diagrama de mediciones	95
4.8.4	Sistema de excitación	95
4.8.5	Diagrama de PLC y señalización	96
4.8.6	Diagrama del disyuntor	96
4.8.7	Diagrama de protección	96
4.8.8	Diagrama de sincronización	97
4.8.9	Diagrama de potencia central	97
CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		98
5.1	Conclusiones	98
5.2	Recomendaciones	99
BIBLIOGRAFÍA		101
ANEXOS		105

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Ciclo de Generación de Energía Hidroeléctrica [19].....	25
Figura 2 Turbina tipo Francis de HidroImbabura.....	27
Figura 3 Líneas de flujo de presión estática de turbina tipo Francis [12].....	28
Figura 4 Velocidad con líneas de corriente de turbina tipo Francis [12].....	28
Figura 5 Generador Síncrono del grupo G3 de HidroImbabura.....	29
Figura 6 sistema de excitación con diodos del generador G3	32
Figura 7 Regulador de Excitación del grupo generador G3.....	32
Figura 8 Eje de transmisión y el volante de inercia del grupo generador G3.....	34
Figura 9 sincronoscopio analógico y el sincronizador automático del grupo generador G3.	35
Figura 10 Sistema de protección del grupo generador G3	37
Figura 11 Regulador automático de voltaje GRT7 H4 de Basler Electric	65
Figura 12 Relé de Protección VAMP 255 de Schneider Electric.....	67
Figura 13 Medidor de Frecuencia TDS-4339	68
Figura 14 PLC Delta DVP-12SA.....	70
Figura 15 Disyuntor Siemens 9VT9500.....	72
Figura 16 DMK21 de Lovato Electric.....	74
Figura 17 Medidores Analógicos de Panel modelo CP-96 de Camsco	75

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1 Especificaciones Técnicas del Generador Síncrono G3.</i>	<i>30</i>
<i>Tabla 2 Requerimientos Técnicos Críticos para Selección de Componentes.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabla 3 Comparativa técnica del regulador de voltaje.</i>	<i>48</i>
<i>Tabla 4 Matriz de selección ponderada del regulador de voltaje.</i>	<i>49</i>
<i>Tabla 5 Comparativa técnica del relé de protección.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 6 Matriz de selección ponderada del relé de protección.....</i>	<i>52</i>
<i>Tabla 7 Comparativa técnica de medidores de frecuencia.....</i>	<i>54</i>
<i>Tabla 8 Matriz de selección ponderada del medidor de frecuencia.....</i>	<i>55</i>
<i>Tabla 9 Comparativa técnica de PLC.....</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 10 Matriz de selección ponderada del PLC</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 11 Comparativa técnica del Disyuntor.....</i>	<i>60</i>
<i>Tabla 12 Matriz de selección ponderada del disyuntor.....</i>	<i>61</i>
<i>Tabla 13 Comparativa técnica del multímetro digital.....</i>	<i>62</i>
<i>Tabla 14 Matriz de selección ponderada del multímetro digital.....</i>	<i>63</i>
<i>Tabla 15 Especificaciones técnicas del modelo GRT7 H4.</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 16 Especificaciones técnicas del modelo VAMP 255 de Schneider Electric.....</i>	<i>67</i>
<i>Tabla 17 Especificaciones técnicas del modelo TDS-4339.</i>	<i>69</i>
<i>Tabla 18 Especificaciones técnicas del modelo Delta DVP-I2SA.</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 19 Siemens 9VT9500.....</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 20 Especificaciones técnicas del modelo DMK20 de Lovato Electric.</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 21 Especificaciones técnicas del modelo CP-96 de Camsco.....</i>	<i>76</i>

CAPITULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del problema

En la provincia de Imbabura en el km. 63 de la Vía Ibarra - San Lorenzo, frente al Control Policial Gema se encuentra la central hidroeléctrica “HIDROCAROLINA” perteneciente a la empresa HidroImbabura.

Dispone de tres grupos generadores que suman una potencia total instalada de 980 kW. El grupo generador denominado G3, con una potencia de 470 kW, presenta inconvenientes en su tablero de control debido a daños en varios equipos electrónicos clave, afectando su operación en modo semiautomático y comprometiendo el control adecuado de los parámetros eléctricos operativos.

El tablero de control en un generador cumple funciones esenciales, como controlar la corriente de excitación de alimentación al generador, sistema de sincronización del generador con el sistema de la empresa eléctrica a nivel de 13,8 kV, control del factor de potencia, monitoreo de los parámetros eléctricos de generación y de línea, monitoreo de temperaturas de los cojinetes y control del regulador oleo hidráulico de velocidad.

La falta de un control de los parámetros eléctricos y sistemas de protección incrementa el riesgo de fallas eléctricas que afectarían la vida útil del equipo e inclusive pueden provocar daños en el generador y excitatriz, que provocarían la paralización de este equipo generador.

Los daños detectados en el tablero de control del grupo generador G3 son: relés de protección del generador y excitatriz, sistema HMI, medidor multifunción, sistema de sincronización automático, medidor de frecuencia, medidor de temperaturas de los cojinetes y bobinados, entre los principales.

1.2 Objetivos

1.2.1 General

Desarrollar un tablero de control y protección del grupo generador número tres de la central hidroeléctrica “HIDROCAROLINA” de 470 kW y 440 V.

1.2.2 Específicos

- Analizar los parámetros de funcionalidad del tablero de control para el grupo generador de la central hidroeléctrica de 470 kW y 440 V.
- Diseñar el tablero de control para el grupo generador G3.
- Validar la propuesta para la elaboración de la documentación final.

1.3 Alcance y delimitación

El alcance del proyecto es el diseño de un tablero de control y protección para el grupo generador número 3 (G3) de la central hidroeléctrica "HIDROCAROLINA", de potencia nominal 470 kW y 440 voltios de voltaje de generación. Esto incluye el análisis de parámetros, la elaboración de planos, seleccionar los equipos a implementar que cumplan con la función de protección, sincronización semiautomática o manual y aprobación del diseño final.

1.4 Justificación

La central hidroeléctrica "HIDROCAROLINA" enfrenta una serie de desafíos operativos y técnicos que están afectando significativamente su funcionamiento. La sustitución de los equipos dañados representa un costo elevado para la empresa, lo que destaca la necesidad de diseñar un nuevo tablero de control que cumpla con las normas básicas de protección y que garantice el funcionamiento seguro y confiable del generador y en su conjunto de la central.

CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

En su trabajo de titulación, Nejer Duarte (2022) llevó a cabo un análisis detallado del sistema de control automático correspondiente al grupo número 3 de la central hidroeléctrica Hidrocarolina. Durante su estudio, el autor identificó una serie de fallas recurrentes que afectaban el correcto funcionamiento del PLC, entre ellas, inconvenientes asociados a la memoria RAM y al sistema lógico del propio controlador. Además, detectó problemas en la excitatriz y en el regulador automático de voltaje (AVR), tales como el fallo del inducido de excitación y el deterioro de un puente de diodos. Entre las principales conclusiones y recomendaciones, se resalta la necesidad de realizar mantenimientos periódicos a los componentes electrónicos del sistema de control y actualizar los dispositivos críticos para mejorar la confiabilidad operativa del grupo generador. Estos hallazgos son relevantes para el presente estudio, ya que evidencian la importancia de un diagnóstico adecuado y la intervención oportuna en los sistemas de control y protección de generadores hidroeléctricos, alineándose con los objetivos de rediseño propuestos en esta investigación [1]. Estos antecedentes sustentan la necesidad de un rediseño integral del tablero de control y protección del grupo generador G3, orientado a mejorar la confiabilidad operativa mediante una arquitectura moderna y robusta.

En el trabajo desarrollado por Mera Velasco (2000), se aborda el diseño del sistema eléctrico y de control para una minicentral hidroeléctrica de 100 kW, haciendo énfasis en la necesidad de contar con datos confiables para estimar de manera precisa la demanda eléctrica y optimizar el funcionamiento de la planta. Entre las propuestas principales del autor, se destaca la implementación de un sistema de regulación de velocidad, así como la automatización de los álabes de la turbina utilizando un PLC. Como conclusión, se señala la importancia de analizar tanto los

factores técnicos como económicos para que los diseños se ajusten adecuadamente a las realidades locales y a las condiciones socioeconómicas de cada proyecto. Estos aportes resultan valiosos para el presente estudio, ya que respaldan técnicamente la necesidad de integral sistemas de control modernos y criterios de protección eléctrica confiables en el diseño del grupo generador G3 [2]. Al ser una central hidroeléctrica de 470 KW, sus aportes metodológicos en automatización y control resultan aplicables como referencia para el diseño del tablero propuesto.

En la tesis elaborada por Calero Freire (2007), se realiza un estudio técnico y económico sobre la implementación de un centro de control para las centrales hidroeléctricas, pertenecientes a ELEPCO S.A. El autor enfatiza la importancia de asegurar la calidad, seguridad y eficiencia económica en los sistemas de generación eléctrica. Entre los aspectos analizados, se identifican oportunidades de modernización, como la sustitución de turbinas y la incorporación de equipamiento actualizado, lo que permitiría optimizar los procesos operativos y disponer de información más precisa para la toma de decisiones. Además, el trabajo resalta la necesidad de establecer procedimientos de adquisición de datos bajo protocolos de arquitectura abierta y estándares internacionales. El análisis económico presentado demuestra la viabilidad del proyecto, sugiriendo que la inversión en actualización tecnológica resulta rentable y sostenible en el tiempo. Estos planteamientos resultan relevantes para el desarrollo del presente estudio, que permite integrar sistemas de control modernos y de considerar criterios técnicos y económicos al momento de diseñar soluciones para la gestión eficiente de centrales hidroeléctricas [3].

En la tesis desarrollada por Toapanta Guamán (2010), se resalta la relevancia de implementar un control independiente de CO₂ para cada unidad dentro de una central hidroeléctrica, con el fin de optimizar la gestión de servicios generales. El proyecto consistió en la creación de un módulo de control automático que no solo cumplió con las especificaciones técnicas exigidas, sino

que también permitió mejorar la eficiencia operativa de la central. Entre los beneficios destacados se encuentra la integración con el sistema SCADA, facilitando la supervisión y visualización en tiempo real de los datos, lo que contribuye a simplificar las operaciones y a fortalecer las capacidades del equipo encargado de la modernización de la planta. Además, el diseño compacto y de fácil manejo propuesto en el trabajo sienta bases firmes para futuras iniciativas de automatización en centrales hidroeléctricas. Los aportes de esta investigación resultan relevantes para el presente estudio, ya que evidencian la importancia de la automatización y el control especializado en la mejora de los sistemas eléctricos y de monitoreo, aspectos fundamentales en el rediseño de tableros de control y protección en centrales hidroeléctricas [4].

En su tesis, García Bermeo (2017) analiza la importancia de establecer un protocolo de comunicación adecuado, como Modbus, para el control y monitoreo de las bombas de drenaje y vaciado en la Central Hidroeléctrica San Francisco. El autor fundamenta su propuesta en la utilización de estándares de comunicación, empleando RS-232 para conexiones punto a punto y RS-485 para aquellas que requieren múltiples esclavos, lo que garantiza una transmisión de datos eficiente incluso en largas distancias. Además, el diseño de la interfaz humano-máquina se desarrolló siguiendo la Guía Ergonómica de Diseño de Interfaces para la Supervisión (GEDIS) y el estándar ISA101 HMI, permitiendo así una interacción intuitiva, segura y robusta para los operadores. Estas consideraciones son relevantes para el presente trabajo, ya que evidencian la necesidad de integrar protocolos de comunicación estandarizados y principios ergonómicos en el desarrollo de sistemas de control y supervisión, aspectos clave para la modernización y eficiencia de los tableros de control en centrales hidroeléctricas [5].

En el estudio realizado por Aguilar Nelson (2022) sobre la modernización del centro de control de motores inteligentes en una planta cementera de Lima, Perú, se evidencia la factibilidad

de actualizar los sistemas de control industrial a través de la integración de un Centro de Control de Motores (CCM) con un sistema SCADA, utilizando protocolos de comunicación como AS-I y PROFIBUS. El proyecto contempló la incorporación de medidores multifunción avanzados y adoptó la filosofía CEMAT de Siemens, lo que permitió optimizar la visualización de históricos de fallas y facilitar la resolución de problemas operativos. Los resultados obtenidos demuestran que la modernización de los sistemas de control contribuye significativamente a mejorar la eficiencia en la operación y el mantenimiento de las instalaciones industriales. Este caso resulta especialmente relevante para el presente estudio, pues pone de manifiesto los beneficios de aplicar tecnologías de automatización avanzadas en la gestión y supervisión de sistemas eléctricos, aspecto fundamental en el rediseño de tableros de control y protección en centrales hidroeléctricas [6]. Al ser un contexto industrial que difiere de un sistema hidroeléctrica los principios SCADA y CCM resultan extrapolables al presente estudio.

El proyecto desarrollado por Viteri Barrera (2021) consistió en el diseño e implementación de un tablero de control con Interfaz Humano-Máquina (HMI) para las compuertas de la bocatoma del sistema de riego Chambo-Guano. Esta iniciativa se enfocó en la integración de tecnologías avanzadas de control dentro de infraestructuras hídricas existentes, logrando combinar la mecánica tradicional con soluciones digitales de vanguardia. El sistema se estructuró en seis etapas clave, incorporando sensores de fin de carrera, un controlador lógico Logo 8, variadores de frecuencia Kinco, y una interfaz dual basada en un panel HMI KTP700 y el software NI Lookout. Uno de los logros técnicos más relevantes fue alcanzar una latencia de comunicación mínima de 1 ms, demostrando la factibilidad de sistemas de control precisos y eficientes en aplicaciones hidráulicas. Además, el estudio plantea la posibilidad de evolucionar hacia una automatización integral mediante la incorporación de visión artificial [7].

En el proyecto de investigación desarrollado por Barzola Iza (2020), orientado al diseño de protecciones eléctricas para la minicentral Espejo, se resalta la aplicación de tecnología basada en microprocesadores para la mejora de los sistemas de protección. Como resultado principal, se diseñó una herramienta de simulación mediante MATLAB, App Designer y Simulink, capaz de replicar el comportamiento de la unidad generadora y facilitar la parametrización de los relés de protección. Esta aplicación proporciona una interfaz gráfica intuitiva que permite visualizar y analizar la respuesta de cada relé ante distintas condiciones operativas. La investigación evidencia el valor de la simulación digital para el análisis, ajuste y optimización de sistemas de protección en centrales hidroeléctricas de pequeña escala [8].

Rivero Barneto (2019) llevó a cabo el diseño y la implementación de un sistema de control y protección para un generador industrial, enfocándose en el desarrollo de un tablero que integra tanto la alimentación de sistemas auxiliares como la configuración precisa de protecciones eléctricas. El trabajo contempló el ajuste y la selección de relés para escenarios como sobrecorriente, inversión de potencia y desequilibrio de fases, además de la inclusión de diagramas detallados y pruebas experimentales. Sus conclusiones subrayan la importancia de definir criterios técnicos sólidos y de validar funcionalmente las protecciones para asegurar la confiabilidad del generador ante diversas condiciones de operación y falla. [24].

El trabajo desarrollado por Cevallos Ulloa, Alarcón Segarra y Palomino Ayora se centró en el diseño de un tablero de control, protección y medición para una subestación eléctrica de 69 kV/13,8 kV, destinada a suministrar energía a un hospital con requerimientos crecientes. Los autores propusieron un tablero compacto y modular que integra funciones de maniobra, medición y protecciones, validado mediante ensayos conforme a la norma IEC 439. El estudio incluyó la

elaboración de esquemas eléctricos y pruebas funcionales, enfatizando la importancia de cumplir estándares internacionales para garantizar la seguridad y fiabilidad del sistema [25].

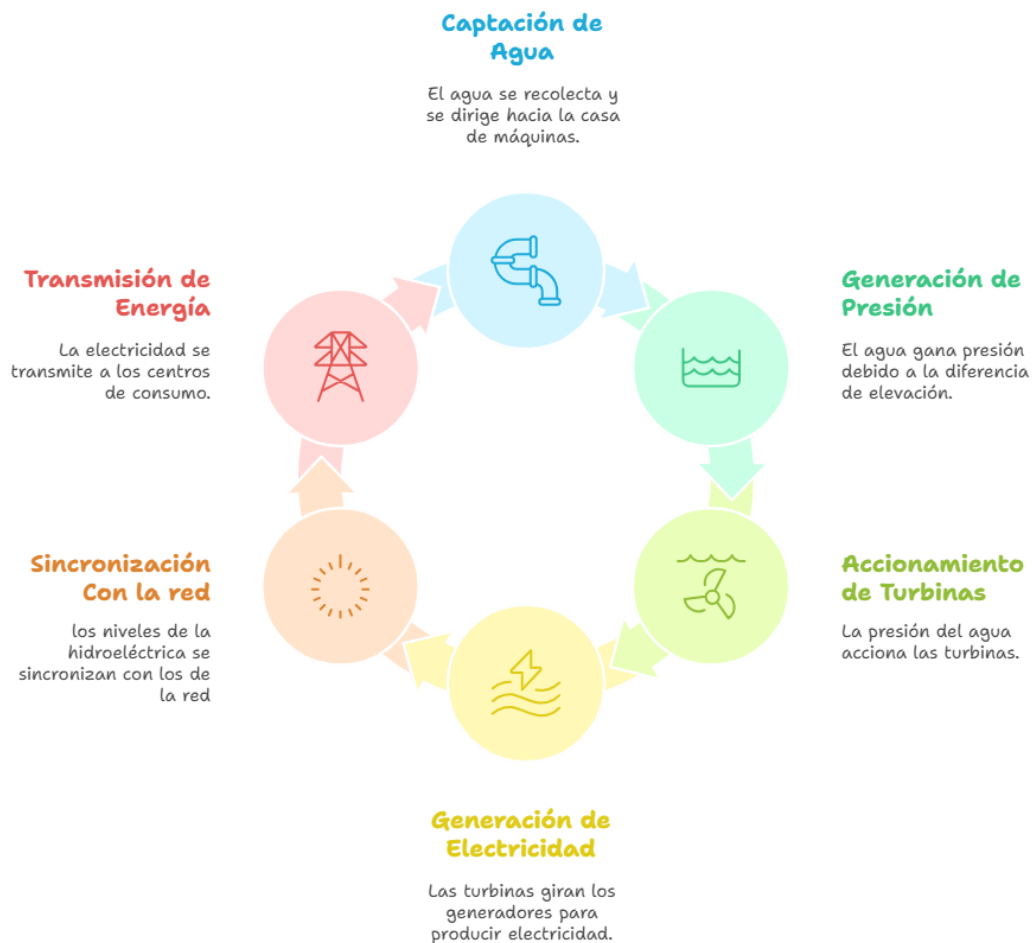
2.2 Bases Teóricas

2.2.1 Generación Eléctrica

En una central hidroeléctrica, el agua es dirigida desde un sistema de captación hacia la casa de máquinas por medio de canales o tuberías que aprovechan el desnivel del terreno para generar presión. Esta presión acciona las turbinas, cuyo movimiento rotacional es transmitido directamente a los generadores eléctricos. La energía producida se eleva a niveles adecuados de tensión en la subestación, para luego ser enviada a los centros de consumo de líneas de transmisión. Todo el proceso depende de una sincronización precisa entre las variables hidráulicas y electromecánicas del sistema. A diferencia de otras fuentes, este tipo de generación presenta una alta eficiencia energética y un impacto ambiental reducido al no contaminar durante el ciclo de aprovechamiento.

Las micro centrales hidroeléctricas, por su parte, constituyen una alternativa tecnológica viable para el abastecimiento. Pueden operar con caudales y desniveles relativamente bajos, lo cual permite su implementación sin necesidad de grandes obras civiles. Su configuración técnica es simplificada, pero integra todos los elementos esenciales: captación, tanque de carga, turbinas, generadores sincrónicos o de inducción, sistemas de excitación, equipos de medición y control y subestación de elevación de interconexión a la red del sistema principal de distribución de la zona.

Figura 1 *Ciclo de Generación de Energía Hidroeléctrica [19].*



Para asegurar un funcionamiento confiable y eficiente, se requiere un mantenimiento preventivo riguroso y, cuando es posible, la implementación de sistemas de monitoreo en tiempo real que permitan registrar continuamente parámetros eléctricos, hidráulicos y mecánicos. De este modo, se pueden prevenir fallos operativos y mantener la eficiencia de los equipos que se traduce en el rendimiento general de la planta. Según Valdivieso, Torres y Pérez (2021), los equipos deben cumplir con criterios de eficiencia hidráulica, resistencia estructural y estabilidad electromagnética, aspectos clave para su integración al Sistema Nacional Interconectado. Por lo expuesto la incorporación de los tableros de control y protección se vuelve un elemento importante para

garantizar la calidad operativa, la seguridad eléctrica y la integración confiable de un generador al sistema interconectado.

La energía mecánica generada por la turbina se transfiere a un generador eléctrico, el cual puede ser síncrono o de inducción auto excitado. Este equipo convierte el movimiento rotacional en electricidad, la cual se regula mediante dispositivos de compensación reactiva y control de carga. Para estabilizar la frecuencia y el voltaje, se incorporan los reguladores automáticos de voltaje denominados AVR. El sistema también incluye una subestación de elevación, válvulas de control, regulador de velocidad de la turbina y mecanismos de transmisión que completan el conjunto electromecánico.

En la actualidad ante el desarrollo de la tecnología el conjunto turbina – generador dispone de un tablero de control que permite el monitoreo en sitio y remoto de los parámetros eléctricos de una central de generación, permite ajustar los parámetros de funcionamiento, mejorar la eficiencia global del sistema y desarrollar estrategias de respuesta ante variaciones de demanda. (Sierra, Sierra y Guerrero, 2011).

El equipo objeto de estudio, es una máquina síncrona de polos salientes diseñada específicamente para aplicaciones hidroeléctricas de baja velocidad. A diferencia de los turbogeneradores cilíndricos de alta velocidad, este diseño maximiza la inercia para mantener la estabilidad ante variaciones de carga hidráulica.

La velocidad de sincronismo (N_s) de la máquina está rígidamente determinada por la frecuencia de la red nacional ($f = 60$ Hz) y la construcción física del rotor (P = número de polos). Para este caso, el número de polos se verifica mediante la ecuación fundamental de las máquinas síncronas:

$$N_s = \frac{120 \times f}{P}$$

Despejando y sustituyendo los valores nominales del fabricante:

$$P = \frac{120 \times 60 \text{ Hz}}{900 \text{ rpm}} = 8 \text{ Polos}$$

Esta configuración de 8 polos implica mecánicamente que el rotor dispone de cuatro pares de electroimanes alimentados por corriente continua, los cuales inducen el campo magnético giratorio necesario para la generación de los 440 V en el estator.

2.2.2 Componentes del sistema de generación hidroeléctrica

2.2.2.1 Turbina Hidráulica

La turbina hidráulica aprovecha la presión y el flujo del agua para generar movimiento mecánico en su eje rotatorio [11]; actúa como elemento primario en centrales hidroeléctricas al utilizar la altura de caída y el caudal del recurso; dichas máquinas se clasifican en impulsión y reacción, según el principio de transferencia de energía, ya sea mediante el impacto de un chorro sobre álabes o mediante la variación de presión al fluir sobre palas inmersas.

Figura 2 *Turbina tipo Francis de HidroImbabura.*



La turbina Francis Figura 2, empleada en el generador G3, corresponde a un diseño de reacción de flujo mixto con entrada radial y salida axial; el fluido penetra a través de una caracola espiral que rodea el rodete y distribuye uniformemente el caudal hacia paletas de guía ajustables, las cuales modulan el caudal para optimizar el rendimiento hidráulico según la demanda

El rodete incorpora álabes curvados según perfiles logarítmicos que convierten la energía del agua en rotación mecánica, mientras que un difusor recupera parte de la energía cinética residual antes de la descarga al conducto de retorno; este tipo de turbina resulta idóneo para saltos medios de 10 a 300 m y caudales variables. En las Figuras 3 y 4 se aprecian modelos computacionales que se aplican en el diseño de estos equipos que permiten evaluar vectores de velocidad y distribución de esfuerzos en las palas [12].

Figura 3 *Líneas de flujo de presión estática de turbina tipo Francis [12].*

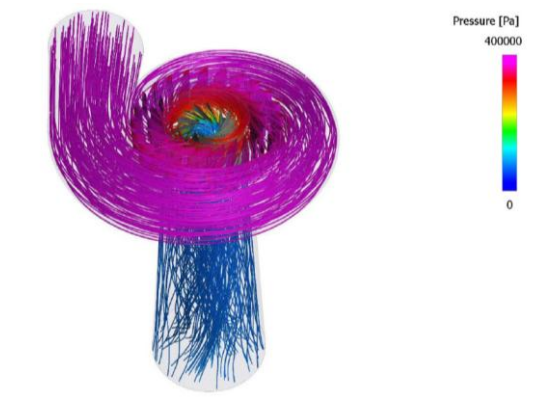
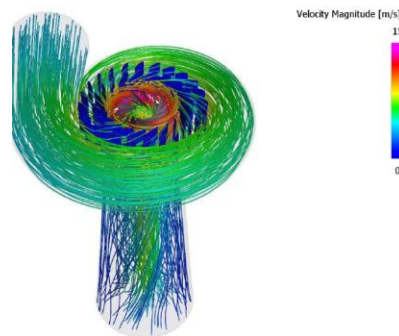


Figura 4 *Velocidad con líneas de corriente de turbina tipo Francis [12].*



2.2.2.2 Generador sincrónico

El generador síncrono se concibe como máquina rotativa destinada a convertir energía mecánica en energía eléctrica alterna; el estator incorpora devanados trifásicos embebidos en un núcleo ferromagnético laminado que, al interactuar con el campo magnético giratorio producido por el rotor, induce una tensión alterna cuyos valores de magnitud y fase pueden regularse en función de la carga conectada

El rotor, por su parte, puede presentar polos salientes, típicos en aplicaciones de baja velocidad como las hidroeléctricas o rotor cilíndrico empleado en máquinas de alta velocidad, y su devanado de campo recibe corriente continua suministrada por una excitatriz brushless con diodos montados en el eje que elimina la necesidad de escobillas; La variación del flujo magnético en el entrehierro obedece a la ley de Faraday y define la característica tensión-ángulo de carga que condiciona la estabilidad de la máquina [9], [10]. A continuación, en la Figura 5 podemos observar al generador síncrono del grupo G3.

Figura 5 *Generador Síncrono del grupo G3 de HidroImbabura*



En concordancia con los principios teóricos, en la Tabla 1 se indican las especificaciones técnicas del generador 3.

Tabla 1 *Especificaciones Técnicas del Generador Síncrono G3.*

Parámetro	Especificación
Fabricante	Fuchun Industry Development Co., Ltd.
Modelo	SFW470-8/990 ¹
Tipo	Generador Síncrono Horizontal (Brushless)
Potencia Nominal	470 kW
Potencia Aparente	587.5 kVA
Voltaje Nominal	440 V
Corriente Nominal	770.9 A
Frecuencia	60 Hz
Velocidad Síncrona	900 rpm
Velocidad de Embalamiento	1800 rpm
Factor de Potencia	0.8 (en atraso)
Número de Polos	8
Conexión	Estrella (Y), 6 terminales salientes
Clase de Aislamiento	F / F (Estator / Rotor)

Voltaje de Excitación (Gen)	40 V
Corriente de Excitación (Gen)	160 A
Voltaje Nom. Excitatriz	65 V
Corriente Nom. Excitatriz	4 A
Sentido de Rotación	Horario (Visto desde el lado de la excitatriz)

2.2.2.3 Sistema de excitación

El sistema de excitación constituye el sub-sistema encargado de suministrar la corriente de campo necesaria para generar el flujo magnético giratorio en el rotor del generador; dicha corriente, proveniente de una fuente de corriente continua, permite regular la tensión de salida y controlar la potencia reactiva intercambiada con la red.

En los diseños modernos se emplean excitatrices brushless, que integran un pequeño alternador montado sobre el eje y un puente de diodos rotativo, eliminando la necesidad de escobillas y reduciendo el mantenimiento; el conjunto está gobernado por un Regulador Automático de Voltaje (AVR) que recibe señales de tensión y corriente del sistema de medida, compara el valor real con el deseado y modula la salida de campo con alta precisión; este lazo de control proporciona respuesta rápida ante variaciones de carga y contribuye a la estabilidad transitoria del sistema eléctrico al potenciar la amortiguación del modo de oscilación [9], [10].

En el grupo G3 se realiza mediante una excitatriz rotativa tipo Brushless acoplada al mismo eje. Para mantener la tensión nominal, el rotor principal demanda una corriente de campo de 160 A a 40 Vcc. Sin embargo, gracias al diseño sin escobillas, el Regulador Automático de Voltaje

(AVR) solo necesita suministrar una corriente de control menor (aprox. 4 A a 65 Vcc) hacia el estator de la excitatriz, la cual amplifica esta potencia para inducirla magnéticamente en el rotor principal a través de un puente de diodos giratorio. [18]. La Figura 6 ilustra el sistema de excitación con diodos del generador G3, encargado de proporcionar la corriente de campo requerida para el control de la tensión de salida; mientras que la Figura 7 presenta el regulador de excitación, responsable de regular y estabilizar dicho sistema de excitación durante la operación del generador.

Figura 6 *sistema de excitación con diodos del generador G3*



Figura 7 *Regulador de Excitación del grupo generador G3*



2.2.2.4 Eje de acoplamiento y sistema de transmisión mecánica

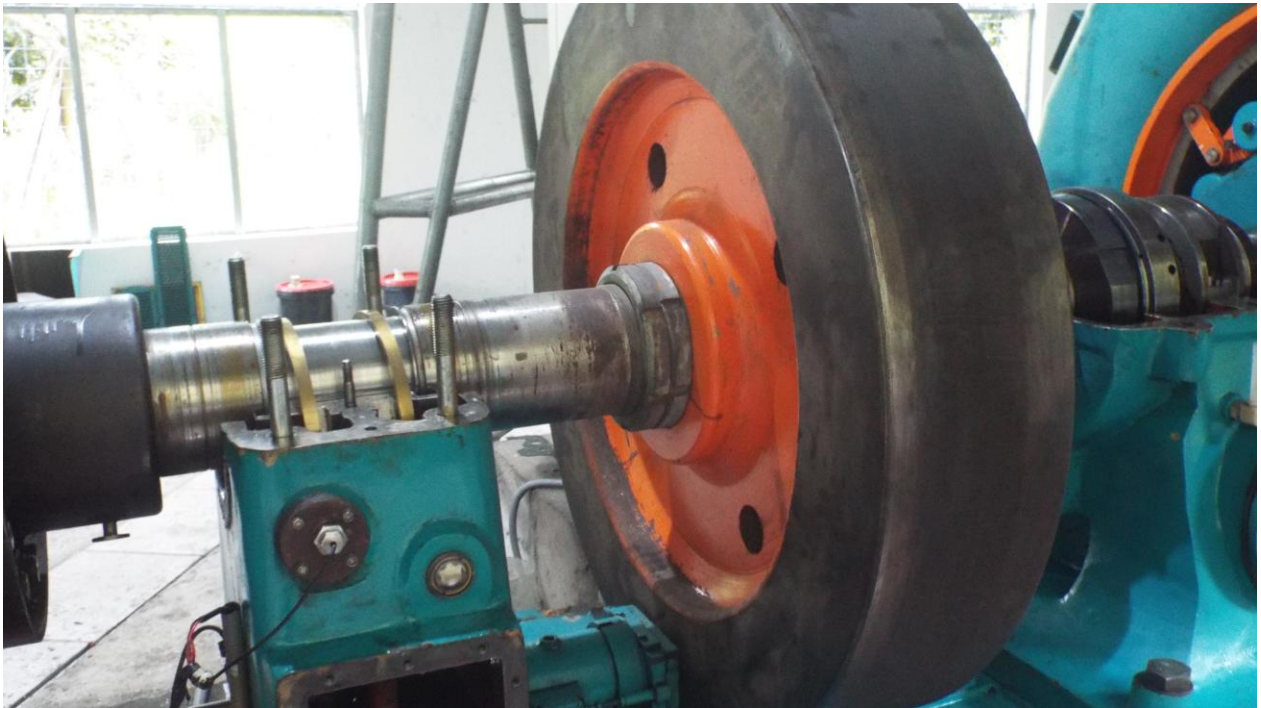
El eje de la turbina hidráulica transmite el par generado en el rodete hacia el rotor del generador eléctrico mediante un sistema de acoplamiento mecánico. Esta transmisión debe mantener la potencia sin pérdidas apreciables y asegurar un funcionamiento estable del conjunto turbina generador.

El diseño del eje exige una rigidez torsional suficiente y una resistencia adecuada frente a variaciones transitorias de torque que aparecen durante el arranque, la sincronización y los cambios de carga. Estas condiciones cubren mediante el empleo de aceros de baja aleación y alta resistencia mecánica, seleccionados por su buen comportamiento frente a esfuerzos alternantes y fatiga. La disposición correcta de apoyos a lo largo del árbol rotativo, mediante cojinetes de deslizamiento, controla la deflexión del eje mediante la alineación geométrica del sistema. La incorporación de un volante de inercia contribuye a estabilizar el régimen de giro y reduce las fluctuaciones angulares durante perturbaciones operativas.

En el extremo final del eje se instala el acople encargado de transmitir la potencia mecánica al eje del rotor del generador. La unión entre ambos ejes se ejecuta mediante acoplamiento directo o acoplamiento flexible. El acoplamiento directo, basado en bridas y manguitos metálicos, requiere tolerancias de alineación estrictas y un control preciso durante el montaje. El acoplamiento flexible incorpora elementos elásticos, como discos o muelles, que compensan desalineaciones axiales y radiales, que atenúan vibraciones y reducen las cargas dinámicas transmitidas a los cojinetes y componentes asociados. Esta solución incrementa la vida útil del sistema de transmisión y mejora el comportamiento dinámico del conjunto [41].

La adecuada supervisión del sistema de transmisión contribuye a la detección temprana de fallas mecánicas lo cual resulta fundamental para la confiabilidad del grupo generador. En la Figura 8 se presentan el eje de transmisión y el volante de inercia del grupo generador G3.

Figura 8 *Eje de transmisión y el volante de inercia del grupo generador G3.*



2.2.2.5 Sistema de sincronización

Los sistemas de sincronización son componentes esenciales dentro de las instalaciones de generación eléctrica que emplean generadores síncronos, especialmente en plantas hidroeléctricas que operan en paralelo con redes eléctricas más amplias. Su función principal es asegurar que los parámetros eléctricos del generador, como frecuencia, tensión, fase y secuencia de fases, coincidan con los del sistema eléctrico antes de conectar el generador a la red. Esta coincidencia evita perturbaciones severas que podrían desencadenar sobrecargas, inestabilidades o incluso daños mecánicos y eléctricos tanto en la maquinaria como en la infraestructura de transmisión. Para lograr una sincronización precisa y segura, se emplean dispositivos como el sincronoscopio,

el cual permite comparar la frecuencia y fase del generador con respecto a la red, así como relés de sincronismo, sensores de tensión y sistemas automatizados basados en microcontroladores o controladores lógicos programables (PLC), integrados con módulos de adquisición de datos y procesamiento de señales [10], [20].

En el contexto de sistemas modernos, la sincronización automática ha ganado protagonismo debido a su capacidad para reducir el error humano y aumentar la eficiencia operativa. Esta técnica se basa en el empleo de sistemas electrónicos de control que, mediante algoritmos de regulación y retroalimentación, comparan en tiempo real los parámetros eléctricos del generador y de la red. Cuando se cumplen los valores típicamente recomendados, tales como la diferencia de frecuencia inferior a 0.2 Hz, diferencia de tensión menor al 5% y desfase angular dentro de ± 10 grados el sistema emite la señal de cierre del interruptor de acoplamiento, integrando al generador a la red de forma sincronizada. Investigaciones recientes han demostrado que los esquemas de autosincronización con controladores PID o PI digitalmente ajustables ofrecen una precisión adecuada para operaciones bajo condiciones variables de carga y frecuencia, lo que incrementa la confiabilidad en centrales de pequeña y mediana escala [21], [22]. En la Figura 9 se presentan el sincronoscopio analógico y el sincronizador automático del grupo generador G3.

Figura 9 *sincronoscopio analógico y el sincronizador automático del grupo generador G3.*



2.2.2.6 Dispositivos de protección eléctrica

Los dispositivos de protección eléctrica constituyen un componente esencial en los sistemas de generación hidroeléctrica, ya que su función principal es detectar condiciones anormales de operación y actuar de manera automática para aislar el equipo afectado, evitando daños severos en el generador, el sistema de excitación, el disyuntor principal y los equipos asociados. La correcta implementación de estos dispositivos permite preservar la integridad de los activos, garantizar la seguridad del personal y mantener la estabilidad del sistema eléctrico [29], [30].

Desde el punto de vista funcional, los sistemas de protección se basan en la medición continua de variables eléctricas tales como corriente, tensión, frecuencia e impedancia, las cuales son comparadas con valores de referencia previamente establecidos. Cuando se supera un umbral admisible, el sistema de protección genera una señal de disparo que actúa sobre los mecanismos de desconexión, generalmente a través de disyuntor de potencia o contactores motorizados [29].

En centrales hidroeléctricas, los esquemas de protección deben cumplir con los criterios establecidos por normas internacionales como la IEC 60255, que regula el desempeño de los relés de protección, y la IEEE C37.102, que define las prácticas recomendadas para la protección de generadores síncronos. Estas normas establecen los límites operativos, tiempos de actuación y funciones mínimas de protección requeridas para garantizar una operación segura y confiable del sistema de generación [31], [32]. En la Figura 10 se presenta el regulador del generador del grupo generador G3, el cual cumple funciones de protección del sistema.

Figura 10 Sistema de protección del grupo generador G3



2.2.2.6.1 Protección contra sobrecorriente (ANSI 50/51)

La protección de sobrecorriente tiene como objetivo detectar corrientes superiores a los valores nominales del generador, las cuales pueden ser originadas por sobrecargas prolongadas o cortocircuitos en el sistema eléctrico. La función ANSI 50 corresponde a la sobrecorriente instantánea, mientras que la función ANSI 51 actúa de manera temporizada, permitiendo la coordinación con otras protecciones del sistema [31].

De acuerdo con la norma IEEE C37.102, esta protección debe ajustarse considerando la corriente nominal del estator y la capacidad térmica de los devanados, con el fin de evitar daños por sobrecalentamiento [32].

2.2.2.6.2 Protección contra sobretensión y subtensión (ANSI 59 / 27)

La protección de sobretensión (ANSI 59) se encarga de detectar incrementos anormales del voltaje del generador, los cuales pueden provocar esfuerzos dieléctricos excesivos en los devanados del estator y en los equipos conectados a la red. Por otro lado, la protección de subtensión (ANSI 27) actúa ante caídas significativas de tensión, asociadas comúnmente a fallas en la red, pérdida de carga o problemas en el sistema de excitación [33].

Las normas IEC 60034 y IEEE C37.102 recomiendan la implementación de estas funciones para prevenir el deterioro del aislamiento y garantizar la estabilidad del generador durante condiciones transitorias [32], [34].

2.2.2.6.3 Protección de frecuencia (ANSI 81H / 81L)

Las variaciones de frecuencia fuera de los límites permisibles pueden generar esfuerzos mecánicos y térmicos en el conjunto turbina–generador. La protección de sobrefrecuencia (ANSI 81H) actúa cuando la velocidad del generador supera los valores seguros, mientras que la protección de subfrecuencia (ANSI 81L) evita la operación prolongada en condiciones de baja velocidad, que pueden provocar calentamiento excesivo del rotor y del estator [35].

De acuerdo con IEEE C37.102, estas protecciones son especialmente relevantes en centrales de pequeña y mediana potencia, donde las variaciones de carga pueden afectar significativamente la velocidad de rotación [32].

2.2.2.6.4 Protección por pérdida de excitación (ANSI 40)

La pérdida de excitación es una condición crítica en generadores síncronos, ya que puede provocar que el generador opere como una máquina de inducción, absorbiendo potencia reactiva de la red y generando corrientes elevadas en el rotor. La función ANSI 40 detecta esta condición

mediante la supervisión de la impedancia aparente del generador y actúa para desconectarlo antes de que se produzcan daños graves [36].

Esta protección es considerada obligatoria por la norma IEEE C37.102, especialmente en generadores conectados a redes interconectadas [32].

2.2.2.6.5 Relés digitales de protección y sistemas integrados

Los relés de protección modernos incorporan microprocesadores que permiten integrar múltiples funciones de protección en un solo dispositivo, además de ofrecer capacidades de comunicación, registro de eventos y diagnóstico. Protocolos como Modbus o IEC 61850 facilitan la integración de estos relés con sistemas de control y supervisión, contribuyendo a la implementación de estrategias de mantenimiento predictivo y análisis de fallas [37], [38].

En centrales hidroeléctricas de pequeña escala resulta común el uso de relés multifunción, los cuales concentran las protecciones de corriente, tensión, frecuencia y excitación, reduciendo la complejidad del tablero y mejorando la confiabilidad del sistema [39].

En la central hidroeléctrica Hidrocarolina, el sistema de protección eléctrica del grupo generador G3 se basa en la combinación de disyuntores automáticos, fusibles de respaldo y relés electrónicos, configurados para responder a las condiciones operativas específicas del generador. Las protecciones implementadas incluyen sobrecorriente, sobretensión, subtensión, pérdida de excitación y variaciones de frecuencia, además de mecanismos de desconexión automática ante fallas detectadas en sensores térmicos del estator y cojinetes [32], [39].

Estas características justifican la selección de relés digitales multifunción como base tecnológica para el diseño del tablero de control y protección propuesto en el presente proyecto.

CAPÍTULO 3: MARCO METODOLÓGICO

3.1 Enfoque y tipos de investigación

El presente trabajo de titulación se desarrolla bajo un enfoque cuantitativo, dado que se fundamenta en el análisis de parámetros eléctricos, funcionales y normativos asociados al grupo generador G3 de la central hidroeléctrica HIDROCAROLINA. La investigación es de tipo aplicada, ya que se orienta al desarrollo de una solución técnica mediante el diseño de un tablero de control y protección, con el propósito de mejorar la confiabilidad operativa del sistema de generación.

El estudio no contempla la implementación física del tablero propuesto, por lo que se enmarca dentro de un análisis técnico-documental, sustentado en normas internacionales, criterios de ingeniería de control y validación del diseño.

3.2 Diseño de la Investigación

El diseño metodológico adoptado es no experimental y secuencial, ya que no se realiza manipulación de variables operativas del grupo generador. La investigación se estructura de manera secuencial y lógica, organizada en fases orientadas al cumplimiento de los objetivos específicos establecidos. Dichas fases comprenden el diagnóstico del sistema existente, la recolección de información técnica y normativa, el desarrollo del tablero de control y protección y la validación técnica del diseño propuesto. Cada fase incluye actividades claramente definidas que garantizan un proceso ordenado, verificable y coherente con los requerimientos del sistema eléctrico de generación analizado.

3.2.1. Fase 1: Diagnóstico del sistema actual

Esta fase tiene como objetivo evaluar el estado operativo del grupo generador G3 y su tablero de control, identificando componentes obsoletos, dañados o fuera de servicio que afectan

el desempeño del sistema. El diagnóstico se orienta principalmente a los sistemas de medición, control, protección eléctrica y supervisión, conforme a los criterios técnicos descritos en el capítulo 2.

Actividad 1.1: Evaluación técnica inicial del tablero de control: Revisión visual y funcional de los componentes actuales del tablero, incluyendo HMI, relés, medidores, sensores y elementos de protección. Esta evaluación permite establecer una línea base técnica para el posterior diseño del nuevo tablero de control y protección.

Actividad 1.2: Análisis documental de manuales técnicos del fabricante: Estudio detallado de los documentos técnicos del generador y sistema de excitación para comprender la configuración original y parámetros de diseño.

3.2.2. Fase 2: Recolección de información técnica y normativa

En esta fase se recopila información teórica, técnica y normativa que fundamenta el diseño del sistema de control y protección del grupo generador. Se consideran normas internacionales aplicables, tales como IEC, IEEE y estándares ANSI para protecciones eléctricas, así como manuales técnicos y estudios previos relacionados con la automatización de tableros en centrales hidroeléctricas.

Actividad 2.1 Revisión bibliográfica y análisis de casos similares: Consulta de trabajos de grado, artículos científicos y manuales técnicos relacionados con el diseño y la automatización de tableros eléctricos para generación hidroeléctrica.

3.2.3. Fase 3: Diseño del nuevo tablero de control

Esta fase corresponde al desarrollo del diseño técnico del tablero de control y protección del grupo G3. El diseño incluye la elaboración de diagramas eléctricos, la selección conceptual del

PLC y relés digitales multifunción, y la estructuración de las funciones de protección eléctrica tales como sobrecorriente, sobretensión y subtensión, variación de frecuencia y pérdida de excitación, de acuerdo en lo establecido en el capítulo 2.

Actividad 3.1 Elaboración del diagrama unifilar del sistema: Representación esquemática del sistema de control, excitación, protección, con identificación de puntos de monitoreo y actuación.

Actividad 3.2 Selección de componentes eléctricos: Determinación de especificaciones para PLC y relés de protección, de acuerdo con los requerimientos técnicos.

3.2.4. Fase 4: Validación del diseño

Esta fase tiene como propósito verificar la consistencia técnica, normativa y documental del diseño propuesto para el tablero de control y protección del grupo generador G3. La validación se realiza mediante una revisión técnica especializada por parte de un profesional responsable de la operación en la central hidroeléctrica HIDROCAROLINA, quien evalúa el cumplimiento de los criterios de diseño, normativas aplicables y validación del sistema propuesto.

Actividad 4.1 Revisión técnica del diseño propuesto: Consiste en la entrega del diseño del tablero a un profesional calificado para su análisis.

Actividad 4.2 Documentación técnica del diseño final: Elaboración de planos, hoja de componentes y recomendaciones de instalación.

CAPÍTULO 4: RESULTADOS Y ANÁLISIS

En el presente capítulo se presentan los resultados obtenidos del proceso de diseño técnico-documental del tablero de control y protección del grupo generador G3 de la central hidroeléctrica HIDROCAROLINA. Se analizan las especificaciones técnicas del sistema, los criterios de dimensionamiento adoptados y la selección de los principales dispositivos eléctricos que conforman la solución propuesta, conforme a la metodología descrita en el Capítulo III.

Asimismo, se expone el análisis comparativo desarrollado mediante matrices ponderadas, la justificación técnica de los equipos propuestos y la estructura general de los planos eléctricos elaborados, con el propósito de sustentar un funcionamiento seguro, confiable y acorde con las condiciones operativas del generador, sin implicar implementación física dentro del alcance del presente trabajo.

4.1 Especificaciones del sistema a diseñar

El sistema propuesto cumple con los parámetros eléctricos y operativos necesarios para sustentar el funcionamiento seguro y confiable del grupo generador G3. El generador opera con una potencia nominal de 470 kW y una tensión de salida de 440 V; por lo tanto, los equipos considerados en el diseño deben ser plenamente compatibles con estas condiciones de operación.

Las especificaciones del sistema se establecen a partir de la información técnica del fabricante y de las condiciones reales de operación del generador. En este sentido, según los valores nominales consolidados en la Tabla 1 (Especificaciones técnicas del generador síncrono G3), el sistema presenta, entre otros parámetros críticos, una potencia aparente de 587,5 kVA, una corriente nominal de 770,9 A, frecuencia de 60 Hz y velocidad síncrona de 900 rpm. Estos datos

constituyen la base técnica para definir los requisitos mínimos que deben cumplir los dispositivos de medición, control y protección que integran el tablero rediseñado a nivel conceptual

4.2 Solución técnica propuesta

El rediseño del tablero de control y protección se fundamenta en la definición de una arquitectura que permita la supervisión continua, la protección eléctrica y la operación segura del generador. Para ello, se consideran dispositivos que facilitan el monitoreo de variables eléctricas, la actuación ante fallas y la interacción del operador con el sistema.

La arquitectura propuesta contempla la incorporación de un relé de protección principal, dispositivos de medición analógica y digital, un sistema de excitación regulado por AVR, un sincronizador dedicado y una unidad lógica auxiliar basada en PLC para señalización y enclavamientos simples. En términos de diseño, el esquema busca mejorar la confiabilidad operativa y facilitar labores de supervisión, mantenimiento y operación del grupo generador.

4.3 Cálculos y Criterios de Dimensionamiento

Para sustentar el diseño del sistema propuesto, se realizan cálculos justificativos de potencia y corriente, los cuales permiten definir criterios de dimensionamiento adecuados para los dispositivos de protección y medición, garantizando que operen dentro de sus rangos nominales.

Los valores obtenidos se emplean como referencia para establecer criterios de selección de transformadores de corriente, disyuntores y relés de protección, asegurando respuesta adecuada tanto en condiciones normales de operación como ante situaciones de falla

4.3.1 Cálculos Justificativos de Potencias y Corriente

A partir de la potencia activa nominal (P_n) y el factor de potencia nominal (FP_n), se determinan los parámetros eléctricos críticos del sistema.

1. Cálculo de la Potencia Aparente (S_n)

$$S_n = P_n / FP_n$$

$$S_n = 470 \text{ kW} / 0.8 = 587.5 \text{ kVA}$$

2. Cálculo de la Potencia Reactiva (Q_n)

$$Q_n = \sqrt{(S_n^2 - P_n^2)}$$

$$Q_n = \sqrt{(587.5 \text{ kVA})^2 - (470 \text{ kW})^2} \approx 352.5 \text{ kVAR}$$

3. Cálculo de la Corriente Nominal (I_n)

$$I_n = S_n / (\sqrt{3} \cdot V_{l-l})$$

$$I_n = (587.5 \times 10^3) / (\sqrt{3} \cdot 440 \text{ V}) \approx 770.9 \text{ A}$$

4. Cálculo de la Corriente de Diseño ($I_{\text{diseño}}$)

$$I_{\text{diseño}} \geq I_n \cdot 1.25$$

$$I_{\text{diseño}} \geq 770.9 \text{ A} \cdot 1.25 \approx 964 \text{ A}$$

Con base en estos resultados, se sustenta que, a nivel de diseño, los componentes de potencia se definan con capacidad nominal del orden de 1000 A, asegurando margen térmico y operatividad.

4.3.2 Requerimientos Críticos para la Selección de Equipos

Los parámetros eléctricos del generador se adoptan como criterios mínimos para la selección de los equipos de control y protección. En particular, según la Tabla 2 (Requerimientos técnicos críticos para selección de componentes), se establecen criterios como: corriente de diseño para el interruptor principal, relación para TC, tensión/corriente de excitación compatibles con el AVR, entradas para el PLC y criterios de protección asociados a condiciones de sobrevelocidad eléctrica, sobretensión y otras variables relevantes.

Tabla 2 *Requerimientos Técnicos Críticos para Selección de Componentes.*

Componentes a Seleccionar	Parámetro Crítico del Generador	Valor Requerido / Límite Técnico	Justificación para el Diseño
Interruptor Principal	Corriente de Diseño ($I_{\text{diseño}}$)	$\geq 964 \text{ A}$	Evitar sobrecarga térmica del Breaker.
Transformadores de Corriente (CT)	Corriente Nominal (I_n)	800/5 A	Proporcionalidad con la corriente nominal y el margen de seguridad.
Regulador de Voltaje (AVR)	Corriente de Campo Excitatriz (I_{fexc})	$\geq 5 \text{ A}$ (Nominal: 4 A)	Margen de seguridad sobre la demanda de la excitatriz.
Regulador de Voltaje (AVR)	Voltaje de Campo Excitatriz (V_{fexc})	$\geq 65 \text{ Vcc}$	Máxima tensión requerida por la excitatriz.
Relé de Protección	Voltaje de Embalamiento	70 Hz (2100 rpm)	Disparo anticipado de sobrevelocidad

			eléctrica (Función 81H).
Relé de Protección	Sobrevoltaje	520 V	Límite máximo de protección (Función 59).
			Debe ser compatible con los sensores de bobinado y cojinetes.
Control Lógico (PLC)	Señales de Termómetro	Entradas RTD Pt100	Se requiere un circuito auxiliar para el Field Flashing.
Control Lógico (PLC)	Mando de Exc. Arranque (Cebado)	12 V o 24 V	

4.4 Selección de componentes

La selección de componentes presentada a continuación corresponde a una evaluación técnica comparativa de alternativas comerciales, realizada con fines de diseño y validación conceptual del tablero de control y protección. Esta selección no implica adquisición ni instalación física de los equipos; constituye una propuesta técnicamente fundamentada acorde con los requerimientos del sistema.

4.4.1 Selección del regulador de voltaje (AVR)

El regulador automático de voltaje constituye un componente fundamental dentro del sistema de excitación del generador, ya que permite mantener estable la tensión de salida ante variaciones de carga y condiciones operativas. Con el objetivo de definir la alternativa más adecuada a nivel de diseño conceptual, se realizó una evaluación comparativa de distintas opciones comerciales.

En este contexto, en la Tabla 3 se presenta la comparativa técnica del regulador de voltaje, considerando parámetros eléctricos, capacidad de excitación y compatibilidad con el generador; mientras que en la Tabla 4 se desarrolla la matriz de selección ponderada, la cual permite jerarquizar las alternativas evaluadas y sustentar la selección del AVR propuesto.

Alternativa de componentes del AVR

Opción A: Basler GRT7-TH4. Regulador de origen estadounidense de alta capacidad.

Opción B: Stamford SX440. Regulador clásico utilizado en generadores stand-by.

Opción C: Kutai EA08A. Alternativa genérica de alto amperaje.

Tabla 3 *Comparativa técnica del regulador de voltaje.*

Parámetro Técnico	Requerimiento del Generador	Opción A – Basler	Opción B – Stamford	Opción C – Kutai
Corriente Nominal (In)	$\geq 4 \text{ A}$	7 A	4 A	8 A
Voltaje de Entrada	440 Vca	170–480 Vca	190–264 Vca	90–480 Vca
Voltaje de Salida al Campo	$\geq 65 \text{ Vcc}$	63 / 105 Vcc	90 Vcc	95 Vcc
Factor de Carga Operativo	$< 80 \%$	57 %	100 %	50 %

Origen / Nivel de Calidad	Estados Unidos		Reino Unido /	
	Alta fiabilidad	/ Grado industrial	Estándar	Asia / Genérico

Matriz Ponderada para seleccionar el AVR.

Tabla 4 *Matriz de selección ponderada del regulador de voltaje.*

Criterios de Selección	Peso (W)	Opción A:		Opción B:		Opción C:	
		Basler GRT7		Stamford SX440		Kutai EA08A	
		Calif. (R)	Total	Calif. (R)	Total	Calif. (R)	Total
Capacidad de corriente	35 %	5	1.75	3	1.05	5	1.75
Fiabilidad y robustez	25 %	5	1.25	4	1.00	2	0.50
Flexibilidad de sensado (conexión a 440 V)	15 %	5	0.75	3	0.45	4	0.60
Facilidad de cebado (Field Flash)	15 %	5	0.75	3	0.45	3	0.45
Costo de adquisición	10 %	3	0.30	4	0.40	5	0.50
PUNTUACIÓN FINAL	100 %		4.80		3.35		3.80

El análisis cuantitativo determinó que la opción A (Basler GRT7-TH4) constituye la alternativa superior, alcanzando la mayor puntuación ponderada. Esta selección se fundamenta principalmente en su mayor capacidad de corriente, su fiabilidad industrial y su amplio margen operativo frente a las exigencias de la excitatriz.

Aunque la opción C (Kutai) empata en el criterio de corriente (ambos ofrecen amplio margen sobre los 4A requeridos), pierde significativamente en el criterio de fiabilidad (25%), obteniendo solo 2 puntos debido a su condición de equipo genérico sin las certificaciones robustas necesarias para infraestructura crítica.

Por otro lado, la opción B (Stamford) queda en tercer lugar debido a que su capacidad de corriente (4A) es exactamente igual a la demanda de la excitatriz, obteniendo una calificación de 3 (Regular) en el criterio más importante, lo que representa un riesgo de operación térmica en el límite.

4.4.2 Selección del relé de protección

El relé de protección es el elemento central del esquema de seguridad eléctrica del grupo generador, encargado de supervisar continuamente las variables eléctricas y actuar ante condiciones anormales de operación. Para la definición del relé de protección más adecuado dentro del diseño conceptual, se analizaron diferentes alternativas comerciales disponibles en el mercado.

En este sentido, en la Tabla 5 se presenta la comparativa técnica del relé de protección, considerando funciones ANSI, capacidades de medición y características de seguridad; mientras que en la Tabla 6 se expone la matriz de selección ponderada, mediante la cual se determina la alternativa que mejor satisface los requerimientos del sistema propuesto.

Alternativas Evaluadas del relé de protección

Opción A: Deep Sea DSE8610.

Opción B: Schweitzer SEL-700G.

Opción C: Schneider VAMP 255.

Tabla 5 Comparativa técnica del relé de protección.

Parámetro Técnico	Opción A (Deep Sea)	Opción B (SEL)	Opción C (Schneider)
Tensión de alimentación auxiliar	8 – 35 Vdc (batería)	24 – 250 Vdc / Vac	40 – 265 Vdc / Vac
Precisión de medición (V/I)	Clase 1.0 ($\pm 1\%$)	Clase 0.2 ($\pm 0.2\%$)	Clase 0.5 ($\pm 0.5\%$)
Tiempo de disparo por arco	No aplica	< 8 ms (con tarjeta opcional)	< 7 ms (estándar)
Sensores de arco soportados	0	Hasta 4 (opcional)	Hasta 6 (nativo)
Entradas / salidas digitales (DI/DO)	12 DI / 8 DO (configurables)	3 DI / 4 DO (base)	10 DI / 5 DO (base)
Muestreo de señal	32 muestras/ciclo	128 muestras/ciclo	64 muestras/ciclo
Protección diferencial (87G)	No disponible	Estándar	Estándar
Protocolos de comunicación	Modbus RTU / TCP	Modbus, DNP3, IEC 61850	Modbus RTU, Profibus, SPA

Registro de eventos	250 eventos	1024 eventos	2000 eventos
---------------------	-------------	--------------	--------------

Matriz Ponderada del relé de protección

Tabla 6 *Matriz de selección ponderada del relé de protección.*

Criterios de Selección	Peso (W)	Opción A (Deep Sea)		Opción B (SEL)		Opción C (Schneider)	
		Calif.	Total	Calif.	Total	Calif.	Total
Seguridad (Arco eléctrico)	30%	1	0.30	3	0.90	5	1.50
Robustez y fiabilidad	25%	3	0.75	5	1.25	5	1.25
Facilidad de integración	20%	5	1.00	4	0.80	5	1.00
Costo de adquisición	15%	5	0.75	2	0.30	4	0.60
Facilidad de uso	10%	4	0.40	3	0.30	4	0.40
PUNTUACIÓN FINAL	100%		3.20		3.55		4.75

La selección se fundamenta principalmente en la superioridad alcanzada en el criterio de Seguridad (30%). El equipo seleccionado destaca por su capacidad nativa para detectar y despejar fallas de arco eléctrico en tiempos inferiores a 7 ms, una característica crítica para mitigar riesgos de flashover durante las operaciones de sincronización manual y mantenimiento en sitio.

En contraste, la opción A (Deep Sea) fue descartada con un puntaje de 3.20 debido a su arquitectura de control compartida, la cual representa un punto único de falla (single point of failure): si el controlador sufre una avería, el generador quedaría desprotegido. Por su parte, la opción B (SEL-700G), aunque técnicamente robusta, fue penalizada en el criterio económico, ya que requiere módulos adicionales para igualar las prestaciones de seguridad del equipo seleccionado.

Luego de la evaluación comparativa de las alternativas disponibles, el relé VAMP 255 de Schneider Electric obtiene la mayor puntuación ponderada, destacándose especialmente en el criterio de seguridad, debido a su capacidad nativa de detección de arco eléctrico y su rápido tiempo de actuación.

En consecuencia, se adopta el relé VAMP 255 como núcleo del sistema de protección del grupo generador G3.

4.4.3 Selección del medidor de frecuencia

El medidor de frecuencia cumple un rol clave en la supervisión operativa del generador, especialmente durante el proceso de sincronización manual, donde la precisión de esta variable resulta determinante. Con el fin de seleccionar el instrumento más adecuado a nivel de diseño, se evaluaron diversas opciones tecnológicas.

En este contexto, en la Tabla 7 se desarrolla la comparativa técnica de los medidores de frecuencia, considerando rango de medición, precisión y funcionalidades adicionales; mientras que en la Tabla 8 se presenta la matriz de selección ponderada, utilizada para identificar la alternativa que ofrece el mejor desempeño para el sistema propuesto.

Alternativas evaluadas del medidor de frecuencia

Opción A (Analógico): Crompton Instruments E244-41S. Medidor de panel analógico tipo aguja, de manufactura inglesa (TE Connectivity). Es ampliamente utilizado por su robustez mecánica; sin embargo, presenta limitaciones asociadas al error de lectura visual por paralaje y un rango de medición restringido.

Opción B (Digital estándar): Selec MF216. Medidor digital LED de tecnología india, común en tableros industriales debido a su bajo costo. Resulta funcional para el monitoreo básico de frecuencia, pero no permite la medición de velocidad mecánica y requiere una tensión de alimentación fija.

Opción C (Alta precisión): TDS-4339. Equipo digital basado en microprocesador especializado para la medición dual de frecuencia y velocidad mecánica, con un rango de alimentación auxiliar ampliado, lo que lo hace adecuado para aplicaciones de sincronización manual.

Tabla 7 *Comparativa técnica de medidores de frecuencia.*

Parámetro técnico	Opción A (Crompton E244)	Opción B (Selec MF216)	Opción C (TDS- 4339)
Tecnología	Analógico (hierro móvil)	Digital (LED 7 segmentos)	Digital microprocesado
Precisión (exactitud)	Clase 0.5 ($\pm 0.5 \%$)	$\pm 0.2 \%$	$\pm 0.1 \%$
Rango de frecuencia	45 – 65 Hz (fijo)	45 – 65 Hz	0.01 – 200 Hz

Medición de RPM	No disponible	No disponible	Sí (0 – 3000 RPM)
Alimentación auxiliar	230 Vac (fija)	230 Vac (fija)	48 – 220 Vdc/Vac
Lectura visual	Propensa a error por paralaje	Clara (digital)	Clara (digital)

Matriz ponderada del medidor frecuencia

Tabla 8 *Matriz de selección ponderada del medidor de frecuencia.*

Criterios de selección	Peso (W)	Opción A (Crompton)		Opción B (Selec)		Opción C (TDS-4339)	
1. Precisión y exactitud	35 %	3	1.05	4	1.40	5	1.75
2. Versatilidad (Hz + RPM)	25 %	1	0.25	1	0.25	5	1.25
3. Flexibilidad de alimentación	20 %	2	0.40	2	0.40	5	1.00
4. Costo de adquisición	20 %	5	1.00	5	1.00	3	0.60
PUNTUACIÓN FINAL	100 %		2.70		3.05		4.60

El análisis cuantitativo determina que la Opción C (TDS-4339) constituye la alternativa idónea, alcanzando una puntuación ponderada de 4.60. Aunque las opciones A y B presentan menor costo y son equipos ampliamente utilizados en aplicaciones industriales, fueron descartadas debido a su incapacidad para medir la velocidad mecánica del conjunto turbina–generador.

El medidor TDS-4339 se selecciona principalmente por su superior precisión ($\pm 0.1\%$) y su capacidad de medición dual, lo que permite verificar la correlación entre la velocidad mecánica y la frecuencia eléctrica, facilitando el diagnóstico de anomalías mecánicas antes del proceso de sincronización.

4.4.4 Selección del PLC

El controlador lógico programable (PLC) se considera como un elemento auxiliar dentro del sistema de control, destinado principalmente a funciones de señalización, enclavamientos eléctricos simples y supervisión de estados. Para definir el PLC más adecuado dentro del diseño conceptual del tablero, se realizó un análisis comparativo entre distintas alternativas comerciales.

En este sentido, en la Tabla 9 se presenta la comparativa técnica del PLC, considerando capacidad de entradas y salidas, comunicaciones y robustez industrial; mientras que en la Tabla 10 se desarrolla la matriz de selección ponderada, que permite sustentar la selección del PLC propuesto en función de criterios técnicos y operativos.

Alternativas evaluadas de PLC.

Opción A: Delta DVP-12SA

Opción B: Siemens LOGO! 8 12/24RCE

Opción C: Schneider Electric Zelio SR3

Tabla 9 *Comparativa técnica de PLC.*

Parámetro técnico	Opción A – Delta	Opción B – Siemens	Opción C – Schneider
	DVP-12SA	LOGO! 8	Zelio
Alimentación	24 VDC	12/24 VDC	24 VDC
Entradas digitales	8 DI	8 DI	6 DI
Salidas digitales	4 DO (relé)	4 DO (relé)	4 DO (relé)
Capacidad de expansión	Hasta 492 puntos	Limitada	Limitada
Programación	Ladder (industrial)	FBD / Ladder simplificado	Ladder básico
Comunicación	RS-232 / RS-485 (Modbus)	Ethernet / Modbus TCP	Sin comunicación estándar
Robustez industrial	Alta	Media	Media
Facilidad de integración	Alta	Media	Media
Costo relativo	Bajo	Medio	Medio

Matriz Ponderada del PLC

Tabla 10 *Matriz de selección ponderada del PLC*

Criterios de Selección	Peso (W)	Opción A (Delta)		Opción B (Siemens)		Opción C (Schneider)	
		Calif.	Total	Calif.	Total	Calif.	Total

Criterios de Selección	Peso (W)	Opción A (Delta)	Opción B (Siemens)		Opción C (Schneider)		
Robustez y confiabilidad	30 %	5	1.50	4	1.20	4	1.20
Cantidad de entradas/salidas	25 %	5	1.25	4	1.00	3	0.75
Facilidad de integración	20 %	5	1.00	4	0.80	3	0.60
Facilidad de programación	15 %	4	0.60	5	0.75	4	0.60
Costo de adquisición	10 %	5	0.50	3	0.30	3	0.30
PUNTUACIÓN FINAL	100 %		4.85		4.05		3.45

De acuerdo con la matriz ponderada, el PLC Delta (Opción A) obtiene la mayor puntuación global (4.85), destacándose principalmente en los criterios de robustez industrial, cantidad de entradas y salidas disponibles y facilidad de integración con sistemas eléctricos de potencia.

La Opción B (Siemens) presenta un desempeño adecuado, especialmente en facilidad de programación; sin embargo, su menor flexibilidad y mayor costo relativo reducen su calificación final.

Por su parte, la Opción C (Schneider), si bien cumple con los requerimientos básicos de señalización y supervisión, presenta limitaciones en cantidad de entradas y capacidad de integración futura, lo que impacta negativamente en su puntuación total.

4.4.5 Selección del Disyuntor

El disyuntor principal constituye un elemento crítico del sistema de protección y maniobra del grupo generador, ya que permite la conexión y desconexión segura del generador ante condiciones normales y de falla. Para la selección del disyuntor más adecuado a nivel de diseño conceptual, se evaluaron diferentes alternativas comerciales de uso industrial.

En este contexto, en la Tabla 11 se presenta la comparativa técnica del disyuntor, considerando corriente nominal, capacidad de interrupción y cumplimiento normativo; mientras que en la Tabla 12 se desarrolla la matriz de selección ponderada, mediante la cual se determina la alternativa que ofrece mayor confiabilidad e integración con el sistema propuesto.

Alternativas evaluadas del Disyuntor

Opción A: Los disyuntores Siemens de las series 3VT y 3WL están diseñados para aplicaciones industriales y de generación eléctrica, ofreciendo altas capacidades de interrupción, una amplia gama de accesorios (bobinas de disparo, subtensión, contactos auxiliares) y facilidad de integración con sistemas de control y protección.

Opción B: Los disyuntores Masterpact de Schneider Electric son ampliamente utilizados en sistemas de media y baja tensión, destacándose por su robustez mecánica y modularidad. No obstante, la integración con sistemas externos de control puede requerir módulos adicionales.

Opción C: Los disyuntores Emax de ABB ofrecen alta confiabilidad y desempeño eléctrico, siendo comúnmente empleados en sistemas industriales y de generación. Su arquitectura es robusta, aunque algunas funciones de señalización requieren accesorios específicos.

Tabla 11 *Comparativa técnica del Disyuntor.*

Característica	Siemens (3VT / 3WL)	Schneider (Masterpact)	ABB (Emax)
Tensión nominal	Hasta 690 V AC	Hasta 690 V AC	Hasta 690 V AC
Corriente nominal	Hasta 6 300 A	Hasta 6 300 A	Hasta 6 300 A
Capacidad de interrupción	Alta (≥ 50 kA)	Alta (≥ 50 kA)	Alta (≥ 50 kA)
Bobina de disparo (MX)	Sí	Sí	Sí
Bobina de subtensión (UVR)	Sí	Sí	Sí
Contactos auxiliares NA/NC	Integrados / modulares	Modulares	Modulares
Señalización de energía almacenada	Sí	Sí	Sí
Integración con PLC / relés	Alta	Media	Media
Cumplimiento normativo	IEC 60947-2	IEC 60947-2	IEC 60947-2

Matriz Ponderada del disyuntor.

Tabla 12 *Matriz de selección ponderada del disyuntor*

Criterios de Selección	Peso (W)	Opción A	Opción B		Opción C		
		(Siemens)		(Schneider)		(ABB)	
		Calif.	Total	Calif.	Total	Calif.	Total
Capacidad de interrupción y protección	30 %	5	1.50	5	1.50	5	1.50
Confiabilidad mecánica y eléctrica	25 %	5	1.25	4	1.00	5	1.25
Facilidad de integración con control y protección	20 %	5	1.00	4	0.80	4	0.80
Disponibilidad de señalización y accesorios	15 %	5	0.75	4	0.60	4	0.60
Costo de adquisición y mantenimiento	10 %	4	0.40	3	0.30	3	0.30
PUNTUACIÓN FINAL	100 %		4.90		4.20		4.45

Los resultados obtenidos en la matriz ponderada muestran que la Opción A (Siemens) alcanza la mayor puntuación total, debido principalmente a su elevada confiabilidad, amplia disponibilidad de señalización estándar y facilidad de integración con sistemas de protección, sincronización y control basados en PLC.

La Opción C (ABB) presenta un desempeño técnico sólido, especialmente en términos de capacidad de interrupción y confiabilidad, aunque su menor flexibilidad de integración reduce

ligeramente su puntuación global. Por su parte, la Opción B (Schneider Electric) cumple con los requisitos técnicos mínimos del sistema; sin embargo, su dependencia de módulos adicionales para señalización e integración impacta negativamente en la evaluación ponderada.

4.4.6 Selección del multímetro digital

El multímetro digital se selecciona como instrumento de supervisión para la medición de parámetros eléctricos esenciales, tales como tensión, corriente, frecuencia, potencia y factor de potencia. Con el objetivo de definir el equipo más adecuado dentro del diseño conceptual del tablero, se analizaron distintas alternativas disponibles en el mercado.

En este sentido, en la Tabla 13 se presenta la comparativa técnica del multímetro digital, considerando precisión, funcionalidades y capacidad de comunicación; mientras que en la Tabla 14 se desarrolla la matriz de selección ponderada, la cual permite determinar la alternativa que mejor satisface los requerimientos del sistema propuesto.

Alternativas evaluadas del multímetro digital

Opción A: Lovato Electric – DMK21

Opción B: Siemens – SENTRON PAC

Opción C: Schneider Electric – PowerLogic PM

Tabla 13 *Comparativa técnica del multímetro digital*

Característica	DMK21 (Lovato)	Siemens PAC	Schneider PowerLogic
Tensión medida	Hasta 690 V AC	Hasta 690 V AC	Hasta 690 V AC
Corriente medida	Mediante TC	Mediante TC	Mediante TC
Medición de frecuencia	Sí	Sí	Sí

Característica	DMK21 (Lovato)	Siemens PAC	Schneider PowerLogic
Medición de potencia	P, Q, S	P, Q, S	P, Q, S
Precisión	Clase 1	Clase 0.5S	Clase 0.5S
Alimentación auxiliar	230 V AC	100–240 V AC/DC	100–240 V AC/DC
Comunicación	No	Modbus / Profibus	Modbus / Ethernet
Montaje	Frontal 96×96 mm	Frontal	Frontal
Aplicación típica	Supervisión local	Gestión energética	Gestión energética

Matriz Ponderada del multímetro digital

Tabla 14 *Matriz de selección ponderada del multímetro digital*

Criterios de Selección	Peso (W)	Opción A (DMK21)		Opción B (Siemens)		Opción C (Schneider)	
		Calif.	Total	Calif.	Total	Calif.	Total
Precisión de medición	30 %	4	1.20	5	1.50	5	1.50
Robustez y confiabilidad	25 %	4	1.00	5	1.25	5	1.25
Adecuación a la aplicación	20 %	5	1.00	4	0.80	4	0.80
Facilidad de instalación	15 %	5	0.75	4	0.60	4	0.60

Criterios de Selección	Peso (W)	Opción A (DMK21)	Opción B (Siemens)	Opción C (Schneider)			
Costo de adquisición	10 %	5	0.50	3	0.30	3	0.30
PUNTUACIÓN FINAL	100 %		4.45		4.45		4.45

El análisis de la matriz ponderada muestra que el multímetro digital DMK21 de Lovato Electric presenta un desempeño comparable al de los equipos evaluados de Siemens y Schneider Electric, cumpliendo adecuadamente con los requerimientos técnicos del sistema de generación. Su mayor fortaleza se evidencia en la adecuación a la aplicación y en la facilidad de instalación, al ofrecer únicamente las funciones necesarias para la supervisión eléctrica del generador.

Si bien las alternativas de Siemens y Schneider Electric obtienen mejores calificaciones en precisión y capacidades de comunicación, estas características no resultan determinantes para el sistema propuesto, dado que la medición avanzada y la protección eléctrica son realizadas por otros dispositivos especializados. En consecuencia, la relación entre funcionalidad y costo del multímetro DMK21 lo posiciona dentro del diseño propuesto como una solución eficiente y técnicamente apropiada para el tablero de control del grupo generador.

4.5 Componentes del sistema

El sistema incorpora los siguientes dispositivos principales: regulador automático de voltaje, relé de protección, medidores de frecuencia, PLC, instrumentos analógicos de panel, multímetro digital y sensores de temperatura. Cada componente cumple una función específica dentro del esquema de control, protección y monitoreo del grupo generador.

4.5.1 Regulador Automático de Voltaje (AVR) GRT7 H4 de Basler Electric

Encargado de mantener estable la tensión del generador mediante el ajuste de la corriente de campo, con funciones integradas de protección por sobreexcitación. A continuación, en la Tabla 15 se muestran las especificaciones técnicas del componente, en la Figura 11 se muestra el regulador automático de voltaje GRT7 H4 de Basler Electric.

Figura 11 Regulador automático de voltaje GRT7 H4 de Basler Electric



Tabla 15 Especificaciones técnicas del modelo GRT7 H4.

Categoría	Especificación Técnica
Corriente nominal de operación	5 A (modelo estándar)
Corriente de pico (10 s)	7 A
Entrada analógica	± 9 VDC (modelos con entrada analógica)
Ajuste Droop para paralelo	Sí

Certificación CSA	Sí
Rango de regeneración	160–300 VAC o 320–600 VAC
Alimentación de potencia	170–280 VAC (monofásico o bifásico)
Relación de ganancia del rectificador	0.45
Tensión de salida	76.5 a 126 VDC
Resistencia de campo (20 °C)	6 a 50 Ω
Regulación estática	0.5%
Respuesta dinámica ajustable	8 a 500 ms
Frecuencia de operación	50 o 60 Hz (configurable por jumper)
Protección por subfrecuencia	Ajustable por trimpot
Ajuste interno de tensión	$\pm 15\%$
Ajuste externo de tensión	$\pm 15\%$
Temperatura de operación	-20 °C a +60 °C

4.5.2 Relé de Protección VAMP 255 de Schneider Electric

Configurado para detectar condiciones anormales como sobrecorrientes, fallas a tierra, desequilibrios de fase, sub/sobretensión y variaciones de frecuencia. La elección del relé de protección multifunción VAMP 255 de Schneider Electric se justifica por su capacidad para integrar en un solo dispositivo las principales funciones de protección requeridas para el grupo generador G3 de la central hidroeléctrica HIDROCAROLINA. A continuación, en la Tabla 16 se

presentan las especificaciones técnicas del componente; adicionalmente, en la Figura 12 se muestra el relé de protección VAMP 255 de Schneider Electric.

Figura 12 *Relé de Protección VAMP 255 de Schneider Electric*



Tabla 16 *Especificaciones técnicas del modelo VAMP 255 de Schneider Electric.*

Categoría	Especificación Técnica
Alimentación auxiliar	AC/DC 40–265 V (autorregulado); opcional 18–36 VDC
Procesamiento	Procesamiento digital con microcontrolador de 16 bits y conversión A/D precisa
Entradas digitales	Hasta 20 entradas digitales configurables (según tarjeta)
Salidas digitales (relevadores)	Hasta 10 salidas configurables, 3 A a 220 VCA (resistivo)

Salidas analógicas (opcional)	0–10 mA o 4–20 mA con cargas $\leq 750 \Omega$
Pantalla	LCD gráfico 128x64, retroiluminado, configurable
Protocolos de comunicación	Modbus RTU, TCP, Profibus DP, IEC 60870-5-103/101, DNP 3.0, IEC 61850, SPA-bus, Ethernet/IP
Puertos de comunicación	RS-232 frontal, RS-485 trasero, Ethernet, puertos para extensión
Rango de operación de temperatura	-20 °C a 50 °C
Mediciones eléctricas disponibles	Tensión, corriente, potencia, frecuencia, energía, armónicos, secuencia de fases
Funciones de protección	50/51, 67, 27, 59, 49, 32, 81, 50N, 51N, 67N, 68F2, 68F5, 25 (sincronismo), 50BF, 50ARC (opcional)

4.5.3 Medidor de Frecuencia TDS-4339

Para el monitoreo continuo de la frecuencia generada y soporte en el proceso de sincronización manual. A continuación, en la Tabla 17 se presentan las especificaciones técnicas del componente; adicionalmente, en la Figura 13 se muestra el medidor de frecuencia TDS-4339.

Figura 13 *Medidor de Frecuencia TDS-4339*



Tabla 17 *Especificaciones técnicas del modelo TDS-4339.*

Categoría	Especificación Técnica
Alimentación	DC 48–220 V $\pm 20\%$; AC 100–220 V $\pm 20\%$
Rango de frecuencia	0.01 a 200 Hz
Rango de velocidad	0.05 a 3000 rpm
Rango de % velocidad	0 a 175%
Precisión de frecuencia	$\pm 0.1\%$
Precisión de velocidad	$\pm 0.1\%$

4.5.4 PLC Delta DVP-12SA

Instalado únicamente como unidad lógica para el control de señales de entrada y salida simples, como activación de alarmas y enclavamientos eléctricos, sin integrar funciones automáticas de secuencia, temporización o control remoto. La elección de este modelo específico a su capacidad suficiente para cubrir todas las funciones necesarias dentro de los límites definidos por el diseño.

A continuación, en la Tabla 18 se presentan las especificaciones técnicas del componente; adicionalmente, en la Figura 14 se muestra el PLC Delta DVP-12SA.

Figura 14 *PLC Delta DVP-12SA*



Tabla 18 *Especificaciones técnicas del modelo Delta DVP-12SA.*

Categoría	Especificación Técnica
Voltaje de alimentación	24 VDC
Entradas digitales	8 entradas digitales
Salidas a relé	4 salidas a relé
Puertos de comunicación	RS-232 Mini Din & RS-485 (Maestro/Esclavo)
Protocolos soportados	Modbus
Montaje	Riel DIN
Temperatura de funcionamiento	0 °C ~ 55 °C
Rango de protección	n/a

Certificación	n/a
Dimensiones (A x L x F)	n/a
Máx. puntos de E/S	492 (12 integrados + 480 expandibles)
Capacidad del programa	16k pasos

4.5.5 Disyuntor Siemens 9VT9500

El disyuntor principal constituye uno de los elementos fundamentales del sistema de control y protección del grupo generador G3 de la central hidroeléctrica HIDROCAROLINA, ya que es el encargado de realizar la conexión y desconexión eléctrica entre el generador y las barras principales de la central. Su correcta selección resulta determinante para garantizar la seguridad operativa del sistema frente a fallas eléctricas, tales como sobrecargas, cortocircuitos y condiciones anómalas de tensión.

El equipo seleccionado corresponde al disyuntor Siemens modelo 3VT9500, perteneciente a la familia SENTRON 3VT de interruptores automáticos en caja moldeada (MCCB), diseñado para aplicaciones industriales de baja tensión. Este dispositivo cumple con los requerimientos eléctricos del generador, que opera a una tensión nominal de 440 V y una potencia de 470 kW, siendo capaz de soportar corrientes elevadas y condiciones exigentes de operación industrial [40].

El disyuntor Siemens 3VT9500 permite la integración de accesorios de control y protección, tales como bobina de disparo (MX), bobina de cierre (CC), bobina de mínima tensión (UVR) y contactos auxiliares de señalización, lo que facilita su interconexión con relés de protección, sistemas de sincronización y dispositivos de supervisión del tablero. Esta característica resulta esencial para implementar un sistema de protección confiable y coordinado, acorde con las exigencias operativas de la central hidroeléctrica [40]. A continuación, en la Tabla 19 se

presentan las especificaciones técnicas del modelo Siemens 9VT9500; adicionalmente, en la Figura 15 se muestra el disyuntor Siemens 9VT9500.

Figura 15 *Disyuntor Siemens 9VT9500*



Tabla 19 *Especificaciones técnicas del modelo Siemens 9VT9500*

Parámetro	Especificación técnica
Marca	Siemens
Familia	SETRON 3VT
Modelo	3VT9500
Tipo de dispositivo	Interruptor automático en caja moldeada (MCCB)
Norma de fabricación	IEC 60947-2
Tensión nominal de operación	Hasta 440 V AC
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz

Parámetro	Especificación técnica
Corriente nominal	Hasta 1600 A
Número de polos	3 polos
Capacidad de interrupción	Adecuada para aplicaciones industriales
Tipo de accionamiento	Manual y eléctrico
Bobina de disparo	MX (opcional)
Bobina de cierre	CC (opcional)
Bobina de mínima tensión	UVR (opcional)
Contactos auxiliares	Disponibles para señalización
Aplicación	Protección y maniobra del generador
Tipo de montaje	Fijo en tablero

4.5.6 Multímetro Digital DMK21 de Lovato Electric

Es un instrumento compacto de panel diseñado para la medición precisa de parámetros eléctricos en sistemas monofásicos y trifásicos, con lectura tipo True RMS. Permite visualizar tensión, corriente, frecuencia, potencia activa, reactiva y aparente, así como el factor de potencia y la energía consumida. La elección de este modelo en particular se fundamenta en su fiabilidad, facilidad de lectura y compatibilidad con los equipos existentes, ya que también ha sido implementado previamente en los tableros de los otros dos generadores de la central

hidroeléctrica HIDROCAROLINA. A continuación, en la Tabla 8 se muestran las especificaciones técnicas del componente. A continuación, en la Tabla 20 se presentan las especificaciones técnicas del modelo DMK21 de Lovato Electric; adicionalmente, en la Figura 16 se muestra el equipo DMK21 de Lovato Electric.

Figura 16 *DMK21 de Lovato Electric.*



Tabla 20 *Especificaciones técnicas del modelo DMK21 de Lovato Electric.*

Categoría	Especificación Técnica
Alimentación auxiliar	208–240 VAC (154–288 VAC)
Frecuencia de operación	45–65 Hz
Consumo máximo	5.5 VA
Potencia disipada máxima	2.5 W
Rango de tensión entrada (fase-fase)	60–830 VAC
Rango de tensión entrada (fase-neutro)	30–480 VAC
Tipo de medición	True RMS
Rango de corriente de entrada	0.05–6 A
Corriente nominal	5 A (1 A opcional)
Precisión de tensión	$\pm 0.35\%$ f.e. (Clase 0.5)

Precisión de corriente	$\pm 0.5\%$ f.e. (Clase 0.5)
Precisión de frecuencia	± 0.1 Hz
Precisión de potencia activa/reactiva	$\pm 1\%$ f.e. ± 1 dígito ($\cos\phi$ 0.7–1); $\pm 1.25\%$ f.e. ($\cos\phi$ 0.3–0.7)
Entradas admitidas	Monofásico, bifásico, trifásico y trifásico balanceado
Temperatura de operación	$-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$
Grado de protección	IP54 (frontal), IP20 (posterior)

4.5.7 Medidores Analógicos de Panel modelo CP-96 de Camsco

Para la visualización directa de tensión y corriente en cada fase, conectados mediante transformadores de corriente (CT) y tensión (VT). Estos dispositivos permiten una visualización inmediata del estado operativo del sistema, sin depender de interfaces digitales ni software de monitoreo, lo que resulta especialmente útil en entornos donde se requiere intervención rápida del operador.

Figura 17 *Medidores Analógicos de Panel modelo CP-96 de Camsco*



Tabla 21 *Especificaciones técnicas del modelo CP-96 de Camsco.*

Característica	Detalle
Tamaño panel	96 × 96 mm
Corte para montaje	90,5 × 90,5 mm
Precisión	Clase 1,5 % (IEC 51)
T° ambiente	−10 °C...+50 °C
Prueba aislamiento	2 kV, 1 min (45–65 Hz)
Resistencia aislamiento	> 20 MΩ a 500 V DC
Tiempo de amortiguación	< 4 segundos

Característica	Detalle
Peso	≈ 237 g
Rangos disponibles	Voltajes (110–600 V), Corrientes, frecuencia, $\cos\phi$, etc.

4.6 Integración funcional y diseño del tablero

El diseño del tablero se desarrolla bajo un criterio de agrupamiento funcional. La parte superior del gabinete se destina a los instrumentos de medición y monitoreo, lo que permite una visualización clara de las condiciones operativas del generador. En la sección intermedia se ubican los elementos de protección, principalmente el relé VAMP 255, conectado a través de transformadores de corriente y tensión.

Los elementos de mando, tales como interruptores y pulsadores, se disponen en la parte inferior del tablero para facilitar el acceso durante las maniobras de arranque, sincronización y operación rutinaria. El sistema permite la supervisión local mediante señales ópticas simples y medidores analógicos, garantizando una respuesta rápida del operador ante cualquier condición anormal.

4.7 Funcionamiento del sistema

4.7.1 Funcionamiento del sistema de medición del tablero de control

El sistema de medición propuesto para el tablero de control tiene como finalidad la supervisión continua, a nivel de diseño, de los principales parámetros eléctricos del generador, de la red y del sistema de excitación. Para ello, se contempla una combinación de instrumentos de

medición digitales y analógicos, que permiten al operador disponer de información detallada y redundante sobre el estado operativo del sistema.

4.7.1.1 Medición digital de parámetros eléctricos

El medidor digital multifunción DMK21 se define como el elemento principal de medición eléctrica del tablero, ya que permite la adquisición simultánea, a nivel de diseño, de señales de tensión y corriente trifásica del generador. Las señales de corriente se obtienen a través de transformadores de corriente con relación 800/5 A, mientras que las señales de tensión se derivan de las fases del sistema, debidamente protegidas mediante fusibles de medición.

A partir de estas señales, el DMK21 procesa internamente la información y proporciona la visualización de variables tales como tensión, corriente por fase, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, factor de potencia y frecuencia. Esta información permite evaluar el comportamiento eléctrico del generador bajo diferentes condiciones de carga y constituye una referencia fundamental para la supervisión operativa del sistema.

Dentro del sistema propuesto, el DMK21 cumple una función de monitoreo y supervisión, sin intervenir directamente en la lógica de protección ni en la actuación sobre el disyuntor principal, manteniendo la segregación funcional entre medición y protección eléctrica.

4.7.1.2 Medición analógica de tensión del generador y de la red

Como complemento a la medición digital, el sistema contempla la incorporación, a nivel de diseño, de un voltímetro analógico destinado a la visualización directa de la tensión del generador y de la red eléctrica. Las señales de tensión se consideran derivadas desde la bornera de medición correspondiente y se direccionan hacia un selector de voltaje, el cual permite seleccionar manualmente la combinación de fases o fase-neutro que se desea medir.

La señal seleccionada se conduce al voltímetro analógico, permitiendo al operador verificar de manera rápida y continua los niveles de tensión del generador y de la red, especialmente durante maniobras de sincronización y operación en paralelo. Este instrumento se establece como respaldo visual del sistema de medición digital y facilita la operación manual del tablero.

4.7.1.3 Medición analógica de frecuencia

El sistema de medición propuesto considera un frecuencímetro analógico, cuya función es la visualización directa de la frecuencia eléctrica del generador y de la red. Este instrumento toma como referencia, a nivel de diseño, la tensión del sistema mediante una conexión monofásica, utilizando una fase y el neutro como referencia.

El uso de un mismo frecuencímetro para la supervisión de la frecuencia del generador y de la red permite al operador verificar la igualdad de frecuencias antes del proceso de sincronización, así como supervisar la estabilidad del sistema durante la operación normal.

4.7.1.4 Medición del sistema de excitación

Adicionalmente, el tablero de control contempla, a nivel de diseño, instrumentos analógicos dedicados a la supervisión del sistema de excitación del generador, específicamente un voltímetro de campo y un amperímetro de campo. Ambos instrumentos se alimentan de señales provenientes de la bornera correspondiente al circuito de excitación.

El voltímetro de campo permite visualizar la tensión aplicada al devanado de excitación, considerando un fusible de protección en uno de sus conductores de entrada. El amperímetro de campo, previsto en conexión en serie con el circuito de excitación, permite supervisar la corriente que circula por dicho devanado. Estas mediciones resultan esenciales para evaluar la respuesta del regulador automático de voltaje y el correcto funcionamiento del sistema de excitación.

4.7.1.5 Integración del sistema de medición

En conjunto, el sistema de medición del tablero integra, a nivel de diseño, instrumentos digitales y analógicos que permiten una supervisión completa y redundante de los parámetros eléctricos críticos del generador, de la red y del sistema de excitación. Esta disposición facilita la operación segura del grupo generador, el diagnóstico de condiciones anómalas y la verificación de los parámetros previos y posteriores al proceso de sincronización, cumpliendo con los criterios de diseño establecidos para el sistema propuesto.

4.7.2 Funcionamiento del sistema de excitación del generador

El sistema de excitación propuesto se estructura en torno al regulador automático de voltaje (AVR) Basler GRT7, el cual controla la corriente de campo del generador con el objetivo de mantener la tensión de salida dentro de los valores nominales establecidos. La interconexión del AVR se considera realizada, a nivel de diseño, a través de la bornera X3, destinada específicamente al sistema de excitación.

La entrada E1 del regulador se considera alimentada desde la fase R del generador, proporcionando energía al circuito electrónico de control del AVR. Por su parte, las entradas E3 y E4 se consideran alimentadas desde la fase S, previo paso por el interruptor de protección QF1, el cual permite seccionar la alimentación del sistema de excitación en condiciones de mantenimiento o ante eventos de protección. Esta alimentación corresponde al circuito de potencia requerido para la generación de la corriente de excitación.

Las entradas S1 y S2 del regulador reciben la señal de medición proveniente del transformador de corriente asociado a la fase S del generador. Esta información es utilizada por el AVR como referencia de sensado, permitiendo ajustar la excitación en función de las condiciones operativas del sistema.

La entrada 3 del AVR toma señal desde la fase T, a través de un selector de excitación que habilita o deshabilita el control del regulador. En este circuito se contempla la incorporación de un relé auxiliar con contacto normalmente cerrado, el cual se abre cuando se energiza su bobina tras una actuación del relé de protección VAMP 255. De esta manera, ante una condición de falla eléctrica, el sistema de protección inhibe la excitación del generador, contribuyendo a una operación segura del conjunto.

Las salidas F+ y F- del regulador se consideran conectadas al devanado de campo del generador, suministrando la corriente de excitación necesaria para el establecimiento del campo magnético en el rotor. La magnitud de esta corriente es regulada automáticamente por el AVR en función de la tensión medida y del valor de referencia configurado.

Las entradas 6 y 7 del regulador permiten la conexión de un potenciómetro externo, mediante el cual se ajusta el valor de referencia de tensión del sistema. Este elemento facilita el control fino del nivel de tensión durante la operación y la puesta en servicio del generador.

Finalmente, el conector J1 del AVR permite seleccionar la frecuencia nominal de operación del sistema, ya sea 50 Hz o 60 Hz, asegurando la correcta adaptación del regulador a las condiciones de operación del generador y de la red asociada.

4.7.3 Funcionamiento del sistema de señalización y del PLC

El sistema de señalización y supervisión propuesto se estructura en torno a un controlador lógico programable (PLC), considerado alimentado a 24 VDC, el cual concentra, a nivel de diseño, las señales de estado del disyuntor, del sistema de excitación y de las protecciones del generador. Esta arquitectura permite la visualización de las condiciones operativas y la generación de alarmas

mediante indicadores luminosos y acústicos, facilitando la supervisión del sistema desde el tablero de control.

4.7.3.1 Sistema de señalización luminosa y acústica

El indicador luminoso H1 se define como la señal de “disyuntor abierto” y se considera activado mediante la salida Q0.0 del PLC, permitiendo señalar que el disyuntor principal del generador se encuentra en posición abierta. Esta indicación facilita la verificación del estado de desconexión del generador desde el tablero de control.

El indicador luminoso H2 corresponde a la señal de “disyuntor cerrado” y se gestiona a través de la salida Q0.1 del PLC, indicando que el disyuntor principal se encuentra cerrado y que el generador se considera eléctricamente conectado al sistema. Esta señal proporciona al operador una confirmación visual del estado de acoplamiento del generador.

El indicador luminoso H3 representa la condición de disparo del disyuntor y se activa mediante la salida Q0.2 del PLC, señalizando la ocurrencia de una falla o de un evento de protección que provoca la apertura del disyuntor. Esta indicación permite una identificación inmediata de condiciones anómalas en el sistema.

El indicador luminoso H4 se asocia a la señal de “energía almacenada” del disyuntor y se considera proveniente directamente de su contacto auxiliar correspondiente, indicando la disponibilidad del mecanismo de cierre del disyuntor. Esta señal resulta relevante para verificar la capacidad del sistema de ejecutar una maniobra de cierre cuando sea requerida.

El indicador luminoso H5 corresponde a la señal de “corriente de campo presente” y se considera activado cuando existe corriente de excitación en el generador. Esta señal se obtiene, a nivel de diseño, directamente del circuito de excitación, previa protección mediante un fusible,

permitiendo visualizar la presencia de excitación en el rotor y confirmar el estado del sistema de excitación.

La bocina de alarma se define como el elemento de señalización acústica del sistema y se considera gestionada mediante la salida Q0.3 del PLC, activándose ante condiciones de emergencia o frente a la detección de fallas críticas del sistema. Su función principal es complementar la señalización luminosa, proporcionando una alerta sonora que permite advertir de manera inmediata al operador sobre situaciones anómalas que requieren atención prioritaria.

4.7.3.2 Entradas digitales del PLC

El controlador lógico programable se configura, a nivel de diseño, con ocho entradas digitales destinadas a la supervisión del estado del disyuntor, del sistema de excitación y de las protecciones asociadas al generador. Estas entradas permiten al PLC identificar condiciones operativas normales y anómalas, facilitando la señalización y la gestión de alarmas desde el tablero de control.

La entrada digital I0.0 se considera asociada al estado de disyuntor cerrado y recibe la señal proveniente del contacto auxiliar de cierre del disyuntor, permitiendo identificar que el interruptor principal se encuentra en posición cerrada. Esta señal confirma la condición de conexión eléctrica del generador.

La entrada digital I0.1 corresponde al estado de disyuntor abierto y se considera alimentada desde el contacto auxiliar de apertura del disyuntor, indicando que el interruptor principal se encuentra abierto y que el generador no está acoplado eléctricamente al sistema.

La entrada digital I0.2 se asocia a la condición de disparo del disyuntor y recibe la señal de apertura enviada desde el propio disyuntor, permitiendo al PLC identificar que la apertura se ha producido como consecuencia de una falla o de un evento de protección.

La entrada digital I0.3 se destina a la supervisión del estado de la bobina de subtensión (UVR) y se considera alimentada a través de un relé auxiliar con contacto normalmente abierto, el cual se energiza cuando la bobina de subtensión se encuentra alimentada. La pérdida de esta señal es interpretada por el PLC como una desconexión de la bobina y, por consiguiente, como un disparo del disyuntor por condición de subtensión.

La entrada digital I0.4 corresponde a la señal de energía almacenada del disyuntor y se considera proveniente del contacto auxiliar asociado a este estado, indicando que el mecanismo de cierre del disyuntor se encuentra cargado y disponible para una maniobra de cierre.

La entrada digital I0.5 se asocia a la alarma de protección del generador y recibe la señal enviada por el relé de protección VAMP 255 mediante un contacto normalmente abierto, el cual se activa al detectarse una falla eléctrica en el generador. Esta señal permite al PLC identificar condiciones de protección activas y generar las alarmas correspondientes.

La entrada digital I0.6 se destina a la supervisión de la temperatura del generador, permitiendo detectar condiciones de sobretemperatura. Esta información puede ser utilizada para generar alarmas preventivas o acciones de advertencia orientadas a proteger el equipo.

La entrada digital I0.7 se considera reservada para futuras ampliaciones del sistema, quedando disponible para la incorporación de nuevas funciones de supervisión o señalización según los requerimientos operativos del tablero de control.

4.7.3.3 Salidas digitales del PLC

Las salidas digitales del PLC permiten, a nivel de diseño, accionar las señales de indicación y alarma del tablero de control, proporcionando información visual y acústica sobre el estado operativo del sistema y las condiciones de falla asociadas al disyuntor principal.

La salida digital Q0.0 se considera destinada a la señalización de la condición de disyuntor cerrado, permitiendo activar el indicador luminoso correspondiente cuando el disyuntor principal se encuentra en posición cerrada. Esta señal confirma visualmente la condición de conexión eléctrica del generador.

La salida digital Q0.1 se asocia a la señalización de disyuntor abierto y permite activar el indicador luminoso correspondiente cuando el disyuntor principal se encuentra en posición abierta, facilitando la identificación del estado de desconexión del generador desde el tablero de control.

La salida digital Q0.2 se destina a la señalización de disparo o falla del disyuntor, activando el indicador luminoso asociado cuando se produce una apertura del interruptor como consecuencia de una falla o de un evento de protección. Esta señal permite una identificación inmediata de condiciones anómalas en el sistema.

La salida digital Q0.3 se considera destinada a la activación de la bocina de alarma del tablero y se utiliza en condiciones de emergencia o ante la detección de fallas críticas del sistema. Esta señal acústica complementa la señalización luminosa, reforzando la advertencia al operador sobre situaciones que requieren atención prioritaria.

4.7.3.4 Alimentación del PLC

El PLC y los dispositivos de señalización asociados se consideran alimentados, a nivel de diseño, con una tensión de 24 VDC, garantizando un sistema de control seguro, confiable y compatible con los estándares industriales de automatización.

4.7.4 Funcionamiento del disyuntor principal y sus señales de control

El disyuntor principal del grupo generador G3 dispone, a nivel de diseño, de un conjunto de señales auxiliares de estado y elementos de actuación que permiten su integración funcional con los sistemas de protección, sincronización y supervisión del tablero de control. Estas señales y dispositivos asociados permiten conocer el estado operativo del disyuntor y ejecutar maniobras de apertura o cierre de manera segura y controlada.

Entre las señales auxiliares de estado consideradas se encuentra el contacto 52a, el cual se encuentra cerrado cuando el disyuntor está en posición cerrada, indicando que el generador se encuentra eléctricamente conectado al sistema. Esta señal permite confirmar la condición de acoplamiento del generador y es utilizada para la supervisión y señalización del estado operativo del disyuntor.

El contacto auxiliar 52b se considera asociado a la condición de disyuntor abierto y se encuentra cerrado cuando el interruptor principal está en posición abierta, permitiendo identificar la condición de desconexión del generador. Esta señal resulta fundamental para la supervisión del estado del disyuntor desde el tablero de control.

La señal auxiliar Sd se asocia a la condición de disparo del disyuntor y permite identificar la ocurrencia de una apertura provocada por la actuación de un sistema de protección o por la

pérdida de condiciones operativas adecuadas. Esta señal facilita la detección inmediata de eventos de falla y la generación de alarmas correspondientes.

Adicionalmente, se considera la señal de energía almacenada del disyuntor, la cual indica que el mecanismo de cierre se encuentra cargado y disponible para la ejecución de una maniobra de cierre. Esta señal permite verificar la disponibilidad operativa del disyuntor antes de un intento de conexión del generador.

En conjunto, estas señales auxiliares permiten una supervisión continua del estado del disyuntor principal y facilitan la generación de indicaciones luminosas y alarmas dentro del tablero de control, contribuyendo a una operación segura y controlada del sistema.

4.7.4.1 Bobinas de actuación del disyuntor

El disyuntor principal contempla, a nivel de diseño, tres bobinas de actuación, cada una con una función específica dentro del sistema de control y protección propuesto. Estas bobinas permiten ejecutar maniobras de apertura y cierre del disyuntor, así como garantizar condiciones adecuadas de seguridad durante la operación del generador.

La bobina de disparo se considera destinada a provocar la apertura inmediata del disyuntor ante la detección de una condición de falla. Su accionamiento se encuentra vinculado al sistema de protección del generador, actuando cuando los relés de protección detectan parámetros eléctricos fuera de los límites permitidos, garantizando la desconexión rápida del generador.

La bobina de subtensión cumple una función de seguridad, manteniendo el disyuntor en condición de cierre únicamente cuando la tensión de control se encuentra dentro de valores adecuados. La pérdida de alimentación de esta bobina provoca la apertura del disyuntor, por lo

que su operación se considera integrada al sistema de protección del generador, especialmente ante fallas de tensión de control.

La bobina de cierre se considera destinada a la maniobra de conexión del generador y su accionamiento se encuentra asociado al sistema de sincronización. De este modo, el disyuntor solo puede cerrarse cuando se verifican las condiciones eléctricas adecuadas entre el generador y la red, ya sea mediante un proceso de sincronización manual o automática.

4.7.4.2 Integración funcional del disyuntor en el sistema propuesto

Dentro del sistema de control y protección propuesto, las bobinas de disparo y de subtenensión actúan como elementos finales de protección, garantizando la desconexión del generador ante condiciones de falla eléctrica o ante la pérdida de la tensión de control. Por su parte, la bobina de cierre forma parte del sistema de sincronización, permitiendo la conexión del generador a la red únicamente cuando se cumplen las condiciones operativas requeridas.

Esta configuración asegura una coordinación adecuada entre los sistemas de protección, control y sincronización, contribuyendo a una operación segura, confiable y controlada del grupo generador G3.

4.7.5 Funcionamiento del sistema de protección del generador

El sistema de protección del grupo generador G3 se estructura, a nivel de diseño, en torno al relé digital de protección VAMP 255, el cual se encarga de la supervisión continua de los parámetros eléctricos críticos y de la ejecución de las acciones de protección correspondientes ante la detección de condiciones anómalas. Este relé se considera alimentado mediante una fuente de 110 VDC, garantizando una operación confiable e independiente del circuito principal de potencia.

4.7.5.1 Señales de entrada del relé de protección

El relé VAMP 255 dispone de entradas destinadas a la medición de corriente y tensión, las cuales permiten evaluar las funciones de protección configuradas dentro del sistema propuesto. Estas señales constituyen la base para la detección de fallas eléctricas y la toma de decisiones de protección.

Las señales de corriente se consideran provenientes de transformadores de corriente con relación 800/5 A, asociados a las fases del generador. Esta información es utilizada por el relé para la detección de condiciones de sobrecorriente, cortocircuito y otras anomalías relacionadas con la magnitud de la corriente.

Las señales de tensión se consideran obtenidas a través de un transformador de potencial con relación 440/110 V, el cual reduce la tensión del generador a un nivel adecuado para el relé de protección. Previo a su ingreso al VAMP 255, estas señales se consideran protegidas mediante fusibles de medición, cuyo propósito es salvaguardar tanto el relé como el cableado asociado frente a fallas en el circuito de tensión.

4.7.5.2 Lógica de actuación del relé de protección VAMP 255

Cuando el relé VAMP 255 detecta una condición de falla, activa sus salidas digitales conforme a la lógica de protección establecida en el sistema propuesto, permitiendo la actuación coordinada de los distintos elementos de protección y señalización.

Una de las salidas del relé se asocia a la activación de un contacto normalmente abierto que, al cerrarse ante la detección de una falla, energiza la bobina K1 correspondiente a un relé auxiliar. La activación de dicha bobina provoca la apertura de su contacto normalmente cerrado,

lo que genera la desconexión de la bobina de subtensión del disyuntor. Como consecuencia, el disyuntor se abre por pérdida de la tensión de control, constituyendo un mecanismo de protección prioritario y seguro.

Otra de las salidas del relé se considera destinada a la activación directa de la bobina de disparo del disyuntor. Al energizarse dicha bobina ante una condición de falla eléctrica, se provoca la apertura inmediata del disyuntor, garantizando una respuesta rápida del sistema de protección.

Adicionalmente, una salida del relé se asocia a la activación de la bobina K2, utilizada como relé auxiliar para la protección del sistema de excitación. La actuación de esta bobina permite bloquear o deshabilitar el sistema de excitación del generador cuando se presentan condiciones anómalas, evitando posibles daños en el devanado de campo.

Otra salida del relé se integra con el PLC del sistema, permitiendo registrar eventos de protección, activar alarmas y generar señalizaciones visuales y acústicas en el tablero de control, contribuyendo a la supervisión del estado del sistema.

4.7.5.3 Circuito de disparo del disyuntor

El circuito de disparo del disyuntor se considera configurado de manera redundante, con el objetivo de asegurar una respuesta confiable ante situaciones de emergencia. En este esquema, la bobina de disparo puede ser energizada desde distintos elementos de actuación, permitiendo tanto la apertura automática por acción de las protecciones como la apertura manual en situaciones críticas.

Esta disposición contempla la actuación del contacto del relé de protección, así como la intervención de un pulsador de paro de emergencia y de un interruptor de selección destinado a maniobras manuales o pruebas del sistema, garantizando la apertura del disyuntor bajo diversas condiciones operativas.

4.7.5.4 Circuito de la bobina de subtensión

La bobina de subtensión del disyuntor se considera energizada durante la operación normal del sistema, permitiendo que el disyuntor permanezca en posición cerrada mientras se mantengan condiciones adecuadas de tensión de control. Ante la detección de una falla eléctrica, la actuación del relé de protección provoca la desenergización de esta bobina, generando la apertura del disyuntor como medida de seguridad.

Adicionalmente, el sistema contempla la incorporación de la bobina K4, cuya función es detectar el estado de energización de la bobina de subtensión. Esta señal se utiliza como realimentación para el sistema de supervisión, permitiendo identificar si la bobina de subtensión se encuentra activa durante la operación normal o si ha sido desenergizada como consecuencia de una condición de falla.

4.7.6 Funcionamiento del sistema de sincronización del generador

El sistema de sincronización propuesto para el grupo generador G3 se estructura, a nivel de diseño, en torno al sincronizador automático SynchroMax PID, el cual permite verificar y coordinar las condiciones eléctricas necesarias para la conexión segura del generador a la red de la central hidroeléctrica. Este sistema asegura que el cierre del disyuntor principal se habilite

únicamente cuando se cumplen los criterios de sincronismo establecidos, tales como igualdad de tensión, frecuencia y ángulo de fase.

El SynchroMax PID recibe señales de tensión tanto del generador como de la barra principal, las cuales se utilizan para evaluar las condiciones eléctricas requeridas para el proceso de sincronización. La señal de tensión del generador se considera obtenida a través del transformador T2, el cual reduce el nivel de tensión a un valor adecuado para el sincronizador. De manera similar, la señal de tensión de la red se considera derivada mediante el transformador T3 con relación 440/110 V, permitiendo al dispositivo comparar las condiciones eléctricas del generador con las de la barra principal. Estas señales de medición constituyen la base del proceso de sincronización automática, asegurando una evaluación precisa de las variables involucradas.

El sincronizador SynchroMax PID se considera alimentado, a nivel de diseño, mediante una fuente de 110 VDC, lo que garantiza una operación confiable e independiente de las variaciones del sistema de potencia. El dispositivo permanece habilitado mientras recibe la alimentación correspondiente y las señales de medición necesarias para la evaluación de las condiciones de sincronismo.

Cuando el sincronizador determina que las condiciones eléctricas entre el generador y la red son adecuadas, se considera que activa un contacto normalmente abierto, el cual constituye la señal de autorización para el cierre del disyuntor principal, integrándose con el circuito de mando del sistema de sincronización.

El circuito de cierre de la bobina de cierre del disyuntor se encuentra condicionado, a nivel de diseño, por una serie de enclavamientos de seguridad y señales de habilitación que garantizan una operación controlada y segura del sistema. Estas señales se consideran canalizadas

a través de la bornera X7, destinada específicamente al sistema de sincronización, y aseguran que el disyuntor solo pueda cerrarse cuando se cumplen las condiciones operativas requeridas.

Previo a la habilitación del cierre del disyuntor, el sistema considera la verificación del estado de diversos contactos de seguridad, entre los que se incluyen el contacto normalmente cerrado asociado a la protección del sistema de excitación, el contacto normalmente cerrado correspondiente a condiciones adicionales de seguridad del sistema y el contacto normalmente abierto que indica que la bobina de subtensión se encuentra energizada, confirmando que el disyuntor está habilitado para el cierre.

Una vez verificadas estas condiciones, el circuito de cierre se considera dividido mediante un selector de modo de operación, el cual permite elegir entre sincronización automática y sincronización manual, garantizando flexibilidad operativa del sistema.

En el modo de sincronización automática, el circuito habilita la trayectoria que permite al sincronizador SynchroMax PID accionar la bobina de cierre del disyuntor. Cuando el sincronizador detecta que el generador y la red se encuentran sincronizados, se considera que su contacto normalmente abierto se cierra, energizando la bobina de cierre y habilitando la conexión del generador a la barra principal. Este modo reduce la intervención del operador y asegura una maniobra de cierre precisa y repetible.

En el modo de sincronización manual, el cierre del disyuntor se considera realizado mediante la intervención directa del operador. En este caso, el selector de modo dirige el circuito hacia el interruptor de maniobra Trip/Close, permitiendo que, al posicionarlo en Close, se energice la bobina de cierre del disyuntor, siempre que las condiciones previas de seguridad y sincronismo se encuentren satisfechas. Este modo permite la sincronización manual del

generador, apoyándose en los instrumentos de medición analógicos y digitales disponibles en el tablero de control.

En conjunto, el sistema de sincronización propuesto integra funciones de medición, control y enclavamientos de seguridad que permiten una conexión confiable del generador a la red, tanto en modo automático como manual. La coordinación entre el sincronizador SynchroMax PID, los relés auxiliares, el selector de modo de operación y la bobina de cierre del disyuntor garantiza que la maniobra de sincronización se ejecute únicamente bajo condiciones eléctricas adecuadas, contribuyendo a la seguridad y estabilidad del sistema de generación.

4.8 Descripción y estructura de los planos eléctricos del sistema

Como parte del desarrollo del sistema propuesto, se elaboró un conjunto integral de planos eléctricos que permiten representar de manera clara y ordenada la arquitectura del sistema de generación, control, protección y sincronización. Estos planos fueron desarrollados mediante software de diseño asistido por computadora, siguiendo criterios de normalización, identificación funcional y segregación entre circuitos de potencia y control.

El conjunto de planos se encuentra organizado en nueve hojas principales, cada una con una función específica dentro del diseño del sistema, lo que facilita la comprensión del esquema eléctrico, así como su análisis, mantenimiento y posibles ampliaciones futuras. La estructura general de los planos se describe a continuación.

4.8.1 Listado general de planos

La Hoja 01 corresponde al listado general de planos y presenta el índice del proyecto eléctrico. En esta hoja se identifican todas las láminas desarrolladas, su denominación, función,

ubicación y fecha de elaboración, permitiendo una referencia ordenada y una correcta identificación de los distintos diagramas que conforman el sistema.

4.8.2 Diagrama de potencia

La Hoja 02 corresponde al diagrama de potencia y representa el circuito principal de potencia del sistema de generación. En este plano se incluyen los generadores, las barras principales, los interruptores de potencia, los transformadores de tensión y corriente, así como las conexiones trifásicas hacia la barra común.

Este diagrama establece la base eléctrica sobre la cual se integran los sistemas de medición, protección y control del grupo generador

4.8.3 Diagrama de mediciones

La Hoja 03 describe el diagrama de mediciones del sistema y presenta la instrumentación utilizada para la supervisión eléctrica. En este plano se incluyen el multímetro digital DMK21, los voltímetros, amperímetros, frecuencímetros y el sincronoscopio analógico.

Asimismo, se detallan las conexiones a los transformadores de corriente y de tensión, permitiendo la medición segura de las variables eléctricas sin intervención directa sobre los conductores de potencia.

4.8.4 Sistema de excitación

La Hoja 04 corresponde al sistema de excitación y muestra la interconexión del regulador automático de voltaje con el devanado de campo del generador. En este plano se identifican las señales de entrada de tensión, la alimentación auxiliar, el control manual mediante potenciómetro y las salidas hacia el campo del generador.

Este diagrama resulta fundamental para comprender el funcionamiento del sistema de regulación de tensión y la estabilidad operativa del generador.

4.8.5 Diagrama de PLC y señalización

La Hoja 05 presenta el diagrama del PLC y del sistema de señalización, integrando el controlador lógico programable con las señales provenientes del disyuntor, del sistema de excitación y de las protecciones del generador.

En este plano se definen las entradas digitales asociadas a los estados del disyuntor y las salidas destinadas a la señalización visual y acústica, tales como lámparas piloto y bocina de alarma.

4.8.6 Diagrama del disyuntor

La Hoja 06 corresponde al diagrama del disyuntor y detalla el cableado asociado al interruptor de potencia. Se representan los contactos auxiliares normalizados, así como las bobinas de disparo, cierre y subtenión.

Este plano permite comprender el comportamiento operativo del disyuntor y su interacción con los sistemas de protección, control y sincronización.

4.8.7 Diagrama de protección

La Hoja 07 presenta el diagrama de protección y muestra la integración del relé de protección VAMP 255 con los transformadores de corriente y de tensión. En este plano se identifican las funciones de protección implementadas y las señales de disparo que actúan sobre el disyuntor, garantizando la protección del generador ante condiciones eléctricas anormales.

4.8.8 Diagrama de sincronización

La Hoja 08 describe el diagrama de sincronización del sistema y representa el proceso de acoplamiento del generador a la barra principal mediante el sincronizador SynchroMax PID.

En este plano se incluyen las señales de tensión del generador y de la red, el selector de modo manual y automático, y el circuito de cierre del disyuntor, asegurando que la conexión se realice únicamente bajo condiciones correctas de sincronismo.

4.8.9 Diagrama de potencia central

Finalmente, la Hoja 09 corresponde al diagrama de potencia central y presenta una vista general del sistema eléctrico completo, integrando generadores, disyuntores y barras principales. Este plano permite visualizar la arquitectura global del sistema y su configuración operativa dentro de la central.

En conjunto, el diseño del tablero de control y protección integra de manera coherente los sistemas de medición, excitación, protección, señalización y sincronización del grupo generador G3, garantizando una operación segura y confiable a nivel de diseño. La arquitectura propuesta contempla la separación funcional entre un tablero de control y protección, destinado a las funciones de supervisión, control y lógica, y un tablero de fuerza independiente para los elementos de potencia y maniobra, conforme a las buenas prácticas de la ingeniería eléctrica industrial.

Ambos tableros se conciben para cumplir con grados de protección ambiental tipo IP67, adecuados para las condiciones de operación de una central hidroeléctrica, y se dimensionan considerando gabinetes normalizados disponibles en el mercado industrial. De esta manera, el diseño desarrollado queda técnicamente definido, alineado con criterios normativos, constructivos

y de segregación funcional, encontrándose listo para una eventual implementación futura sin requerir modificaciones estructurales adicionales.

CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

El desarrollo del presente proyecto permitió elaborar el diseño técnico de un tablero de control y protección para el grupo generador G3 de 470 kW de la central hidroeléctrica HIDROCAROLINA, cumpliendo con el objetivo general planteado. El diseño propuesto se fundamenta en criterios de ingeniería eléctrica, normativa técnica aplicable y buenas prácticas industriales, orientadas a mejorar la confiabilidad y seguridad operativa del sistema de generación.

A partir del diagnóstico realizado al sistema existente, se identificó que el tablero actual integra en un mismo cubículo los circuitos de fuerza, control y protección, lo cual representa una disposición antitécnica desde el punto de vista de seguridad eléctrica y laboral. Esta configuración obliga a detener completamente la central para realizar cualquier intervención interna en el tablero, con el fin de evitar riesgos al personal operativo, lo que afecta la continuidad del servicio y las labores de mantenimiento.

El diseño propuesto plantea una arquitectura basada en la separación funcional de tableros, diferenciando un tablero de control y protección, destinado a los sistemas de medición, supervisión, lógica y protecciones eléctricas, y un tablero de fuerza independiente para los elementos de potencia y maniobra. Esta segregación reduce significativamente los riesgos de accidentes laborales, facilita las tareas de mantenimiento y se alinea con prácticas aceptadas en instalaciones industriales y centrales hidroeléctricas.

La selección conceptual de los dispositivos principales, tales como relés digitales multifunción, PLC, regulador automático de voltaje y equipos de sincronización, se realizó mediante criterios técnicos y matrices comparativas, garantizando que los equipos propuestos cumplen con los requerimientos eléctricos del generador y con las funciones de protección necesarias para una operación segura y confiable.

El diseño desarrollado considera gabinetes normalizados disponibles en el mercado industrial y grados de protección ambiental adecuados para el entorno de operación de la central, lo que permite concluir que la solución propuesta se encuentra técnicamente definida y lista para una futura implementación, sin requerir modificaciones estructurales significativas al diseño planteado.

5.2 Recomendaciones

Como fase posterior a este proyecto, se recomienda integrar las señales necesarias para el control del regulador de velocidad (governor) del grupo generador G3. Si bien esta funcionalidad no formó parte del alcance del presente trabajo, el diseño del tablero contempla entradas y salidas adicionales aplicando un módulo de expansión en el PLC, lo que facilita la ampliación futura del sistema sin necesidad de rediseñar la arquitectura propuesta.

Se recomienda que, previo a la implementación del diseño propuesto, se realice un análisis detallado de coordinación y selectividad de protecciones, con el objetivo de definir de manera precisa los umbrales, tiempos de actuación y prioridades de disparo de los relés de protección. Este análisis permitirá asegurar una correcta actuación de los dispositivos ante condiciones de falla y evitar disparos innecesarios durante la operación normal del generador.

Para la programación de los dispositivos de control y protección, se sugiere desarrollar una lógica de operación que contemple distintos niveles de respuesta, tales como señalización de alarmas, bloqueos preventivos y disparos del interruptor principal, en función de la severidad de las condiciones detectadas. Esta estrategia contribuye a un funcionamiento más seguro y controlado del sistema de generación.

Se recomienda que, durante la implementación física del tablero, se mantenga la segregación estricta entre circuitos de fuerza y circuitos de control y protección, respetando canalizaciones, etiquetado, señalización y normas de seguridad eléctrica vigentes. Esta práctica reducirá riesgos laborales y facilitará futuras labores de mantenimiento y diagnóstico.

Finalmente, se sugiere que el diseño propuesto sea complementado con pruebas de puesta en servicio y verificación funcional, realizadas por personal especializado, a fin de validar en campo el correcto desempeño del sistema de control y protección bajo las condiciones reales de operación de la central hidroeléctrica.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] D. R. NEJER DUARTE, “Análisis del sistema de control automático del grupo número 3 de la central hidroeléctrica hidrocarolina”, Trabajo de pregrado, Univ. Tec. Del Norte, Ibarra, 2022. Accedido el 9 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible: <https://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/13370>
- [2] J. H. Mera Velasco, “Diseño del sistema eléctrico y de control de una mini central hidroeléctrica de 100 KW.”, Trabajo de pregrado, Esc. Politenica Nac., Quito, 2000. Accedido el 14 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/5794>
- [3] F. M. Calero Freire, “Estudio técnico-económico de la implementación del centro de control de las centrales hidroeléctricas Illuchi 1 e Illuchi 2 de ELEPCO S.A.”, Trabajo de pregrado, Esc. Politenica Nac., Quito, 2007. Accedido el 14 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/524>
- [4] A. G. Toapanta Guamán, “Implementación de un tablero automático de control para servicios generales de la Central Hidroeléctrica Cumbayá de la Empresa Eléctrica Quito S.A.”, Trabajo de pregrado, Esc. Politenica Nac., Quito, 2010. Accedido el 15 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/2564>
- [5] W. J. García Bermeo, “Sistema de control y monitoreo para bombas de drenaje y vaciado de la Central Hidroeléctrica San Francisco”, Trabajo de pregrado, Univ. Tec. Ambato, Ambato, 2017. Accedido el 15 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible: <https://repositorio.uta.edu.ec/jspui/handle/123456789/25696>
- [6] L. A. Aguilar Nelson, “Modernización del centro de control de motores inteligentes en planta cementera”, Universidad Tecnológica de Perú, 2022. [En línea]. Disponible: <https://repositorio.utp.edu.pe/handle/20.500.12867/6391>
- [7] M. A. Viteri Barrera, “Diseño e implementación del tablero con HMI para el control de las compuertas 1 y 2 de la bocatoma del sistema de riego Chambo – Guano.”, Esc. Super. Politec. Chimborazo, 2021. Accedido el 9 de septiembre de 2021. [En línea]. Disponible: <http://dspace.espoch.edu.ec/handle/123456789/20543>
- [8] J. J. Barzola Iza, “Desarrollo de una herramienta gráfica para la simulación de una minicentral hidroeléctrica. Caso de estudio Minicentral Espejo”, Trabajo de Grado, Univ. Tec. Del Norte, Ibarra, 2020. [En línea]. Disponible: <https://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/10796>

- [9] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, 1st ed. New York, NY: McGraw-Hill, 1994.
- [10] T. J. E. Miller, *Synchronous Machines and Their Control*, Oxford, UK: Oxford University Press, 2010.
- [11] United Nations Industrial Development Organization, *Hydrodynamic design guide for small Francis and Kaplan turbines*. UNIDO, 2004.
- [12] CFturbo, *Francis Turbine Design for Hydropower Generation*. Recuperado mayo de 2025 de <https://cfturbo.com/fileadmin/content/down/publications/papers/2022-05-Francis-Turbine-Design.pdf>
- [13] ScienceDirect, “Hydraulic turbines – an overview,” ScienceDirect Topics. Recuperado mayo de 2025 de <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/hydraulic-turbines>
- [14] U.S. Department of Energy, “Types of Hydropower Turbines,” Energy.gov. Recuperado mayo de 2025 de <https://www.energy.gov/eere/water/types-hydropower-turbines>
- [15] R. L. Norton, *Machine Design: An Integrated Approach*, 2nd ed., London, UK: Pearson, 2000.
- [16] J. K. Hare, *Mechanical Power Transmission*, 1st ed., Amsterdam, Netherlands: Elsevier, 2013.
- [17] D. J. Randall, *Vibration-based Condition Monitoring: Industrial, Aerospace and Automotive Applications*, Chichester, UK: Wiley, 2011.
- [18] Fuchun Industry Development Co., Ltd., *HIDROCAROLINA HPP (1x470KW) Manual de Operación y Mantenimiento: Traducción Completa*, Shenzhen: Fuchun Industry Development Company, Ltd., 2013.
- [19] P. C. Krause, O. Wasynczuk y S. D. Sudhoff, *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*, 3rd ed. Piscataway, NJ: IEEE Press, 2013.
- [20] S. J. Chapman, *Electric Machinery Fundamentals*, 5th ed. New York, NY: McGraw-Hill, 2013.
- [21] Y. Zhu y J. Kang, “Dynamic modelling and simulation of a hydro-generator excitation system,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 31, no. 1, pp. 45–53, Mar. 2016.
- [22] S. M. Islam y M. A. Hossain, “Auto-synchronization scheme for synchronous generators,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 44, no. 1, pp. 927–934, 2015.
- [23] IEEE Standard C37.118.1-2011, “IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems,” IEEE, 2011.
- [24] E. Rivero Barneto, “Sistema de control y protecciones para un generador de 4900 kVA 11 kV del laboratorio de centrales,” Tesis de Máster, E.T.S.I. Industriales, Univ.

- Politécnica de Madrid, 2019. Accedido el 23 de junio de 2025. [En línea]. Disponible: <https://oa.upm.es/view/institution/Industriales/>
- [25] H. I. Cevallos Ulloa, W. A. Alarcón Segarra y J. D. Palomino Ayora, “Diseño de un tablero de control, protección y medición de una subestación eléctrica,” Trabajo de Fin de Carrera, ESPOL, Guayaquil, 2016. Accedido el 23 de junio de 2025. [En línea]. Disponible: <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/37231>
 - [26] Basler Electric / WEG, "Manual de Instrucciones: Regulador Automático de Tensión GRT7-TH4 Series," Pub. 10040217, Rev. 02. [En línea]. Disponible en: <https://www.trafoper.com.ar/trafoper2017/wp-content/uploads/2018/07/WEG-regulador-automatico-de-tension-grt7-th4-10040217-manual-espanol.pdf>. [Accedido: 18-dic-2025].
 - [27] Cummins Generator Technologies, "Stamford SX440 Automatic Voltage Regulator (AVR) Specification Sheet," Ref. TDS_SX440. [En línea]. Disponible en: <https://gepecave.com/wp-content/uploads/2020/05/SX440-MANUAL.pdf>. [Accedido: 18-dic-2025].
 - [28] Kutai Electronics Industry Co., Ltd., "EA08A Universal Automatic Voltage Regulator Operation Manual," Kaohsiung, Taiwan. [En línea]. Disponible en: <https://www.kutai.com.tw/download/discontinued/ea08a/ea08a-manual-en.pdf>. [Accedido: 18-dic-2025].
 - [29] J. L. Blackburn and T. J. Domin, *Protective Relaying: Principles and Applications*, 4th ed. Boca Raton, FL, USA: CRC Press, 2014.
 - [30] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York, NY, USA: McGraw-Hill, 1994.
 - [31] IEC 60255, *Measuring Relays and Protection Equipment*. International Electrotechnical Commission, 2018.
 - [32] IEEE Std C37.102-2006, *IEEE Guide for AC Generator Protection*. IEEE Power & Energy Society.
 - [33] IEEE Std 115-2019, *IEEE Guide: Test Procedures for Synchronous Machines*.
 - [34] IEC 60034, *Rotating Electrical Machines*. International Electrotechnical Commission.
 - [35] IEEE Std C37.106-2003, *Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants*.
 - [36] A. Wright and C. Christopoulos, *Electrical Power System Protection*. London, UK: Springer, 1993.
 - [37] IEC 61850, *Communication Networks and Systems for Power Utility Automation*.
 - [38] IEEE Std 1815-2012, *IEEE Standard for Electric Power Systems Communications—DNP3*.

- [39] IEEE Power & Energy Society, *Tutorial on Generator Protection*, 2015.
- [40] Siemens AG, *SENTRON 3VT Molded Case Circuit Breakers – Technical Manual*, Siemens, Alemania, 2016. [En línea]. Disponible en: <https://support.industry.siemens.com>

ANEXOS

Código	Nombre
L1	Armario Principal
I1	Puerta de control
I2	Interior de control
I3	Potencia
G1	Generador Grupo 1
G2	Generador Grupo 2
G3	Generador Grupo 3
QF	Disyuntor Principal
QF_G1	Disyuntor Grupo 1
QF_G2	Disyuntor Grupo 2
QF_G3	Disyuntor Grupo 3
QF_F1	Breaker de Excitación
H1	Luz de Disyuntor Abierto
H2	Luz de Disyuntor Cerrado
H3	Luz de Trip
H4	Luz de Energía Almacenada en Disyuntor
H5	Luz de Corriente de Campo ON
Alarma	Bocina de Alarma
P	Potenciómetro

SA1	Control de Excitación
SA2	Selector de trip/close
SA3	Paro de Emergencia
SMA	Selector Manual/Auto
F1, F2, F3, F6, F8	Fusible 2 A
F3	Fusible 1 A
F4, F7	Fusible 4 A
T1-T3	Transformador Monofásico 110/440 V
T4	Transformador Monofásico 220/440 V
Tierra	Tierra de Protección
TC_FR	Transformador de Corriente Fase R
TC_FS	Transformador de Corriente Fase S
TC_FT	Transformador de Corriente Fase T
X1-X8	Borneras
FA_DC	Fuente de Alimentación 110 VAC-24 VDC
M_DI	Multímetro Digital DMK21
SV_G3, SV_RED	Selector de Voltímetro
MV_G3, MV_RED, MV_DC	Voltímetro Analógico
MF_G3, MF_RED	Frecuencímetro Analógico
MA_DC	Amperímetro Analógico
M_SA	Sincronoscopio Analógico
AVR	Regulador Automático de Voltaje GRT7 H4 de Basler Electric

PLC_G3	PLC Delta DVP-12SA
R_P	Relé de Protección VAMP 255 de Schneider Electric
S_G3	Sincromax PID
K1-K4	Relé Auxiliar
MX_QF3	Bobina de Disparo
CC_QF3	Bobina de Cierre del Disyuntor
UVR_QF3	Bobina de Mínima Tensión

Borneras

Bornera X1		
N° Terminal	Desde	Hacia
1.0	TC_FR/S1	DMK_21/IA
1.1		VAMP 255/X1:1
2.0	TC_FS/S1	AVR/S1
2.1		VAMP 255/X1:3
2.2		DMK_21/IB
3.0	TC_FT/S1	VAMP 255/X1:5
3.1		DMK_21/IC
4.0	Tierra Retorno TC	TC_FR/S2
4.1		TC_FS/S2
4.2		TC_FT/S2
4.3	TC_FS/S2	AVR/S2

4.4	TC_FR/S2	VAMP 255/X1:2
4.5	TC_FS/S2	VAMP 255/X1:4
4.6	TC_FT/S2	VAMP 255/X1:6

Bornera X2		
N° Terminal	Desde	Hacia
1.0	F1/Fase R	DMK_21/UA
1.1		SV_G3/R
1.2		MF_G3/L1
2.0	F1/Fase S	DMK_21/UB
2.1		SV_G3/S
3.0	F1/Fase T	DMK_21/UC
3.1		SV_G3/T
4.0	F2/Fase R	MF_RED/L1
4.1		SV_RED/R
5.0	F2/Fase S	SV_RED/S
6.0	F2/Fase T	SV_RED/T
7.0	Tierra	SV_G3/N
7.1		MF_G3/L2
7.2		MF_RED/L2
7.3		SV_RED/N
8.0	T1/R	VAMP 255/X1:11

9.0	T1/S	VAMP 255/X1:13
10.0	T1/T	VAMP 255/X1:15
11.0	T1/Neutro	VAMP 255/X1:12
11.1		VAMP 255X1:14
11.2		VAMP 255/X1:16
12.0	T2/F 110VAC	Syncromax PID/X1:9
12.1		M_Sincro/2
13.0	T2/N 110V AC	Syncromax PID/X1:10
13.1		M_Sincro/8
14.0	T3/F 110V AC	Syncromax PID/X1:7
14.1		M_Sincro/26
15.0	T3/N 110V AC	Syncromax PID/X1:8
15.1		M_Sincro/28

Bornera X3		
N° Terminal	Desde	Hacia
1.0	Q_F1/R	AVR/E1
2.0	Q_F1/S	AVR/ E3/4
3.0	Fase T	SA5
4.0	AVR/6	Potenciómetro
5.0	AVR/7	potenciómetro

Bornera X4		
N° Terminal	Desde	Hacia
1.0	G3/F+	AVR/F+
1.1	G3/F+	F4
1.2	G3/F+	MA_DC/L1
2.0	G3/F-	AVR/F-
2.1	G3/F-	MV_DC/L2
2.2	G3/F-	MA_DC/L2

Bornera X5		
N° Terminal	Desde	Hacia
1.0	110VAC/ F	Fuente de Alimentación 24VDC/X1:1
1.1		AVR/X3:17
1.2		Sincromax PID: X1:12
2.0	110AC/ N	Fuente de Alimentación 24VDC/X1:2
2.1		AVR/X3:18
2.2		Sincromax PID: X1:11

Bornera X6		
N° Terminal	Desde	Hacia

1.0	T4/F 220V AC	VAMP 255/T1 X3:14
1.1		VAMP 255/T2 X3:12
1.2		VAMP 255/T4 X7:17
1.3		SA8 Trip/3
1.4		Paro de emergencia
2.0	T4/N VAC	QF/X1:2
2.1		QF/X1:4
3.0	K1/5	QF/X1:3
4.0	VAMP 255/T2 X3:13	QF/X1:1
4.1	SA8 Trip/4	
4.2	Paro de emergencia	

Bornera X7		
N° Terminal	Desde	Hacia
1.0	T4	K2/11
2.0	T4	QF/XT1:6
3.0	K2/8	K1/11
4.0	K1:8	K4/1
5.0	K4/4	S_Auto/3-4
5.1		S_Manual/1-2
6.0	S_Auto/3-4	Synchromax/X1:2
7.0	S_Manual/1-2	SA_Close/1

8.0	Synchromax/X1:1	QF/XT1:5
8.1	SA_Close/2	

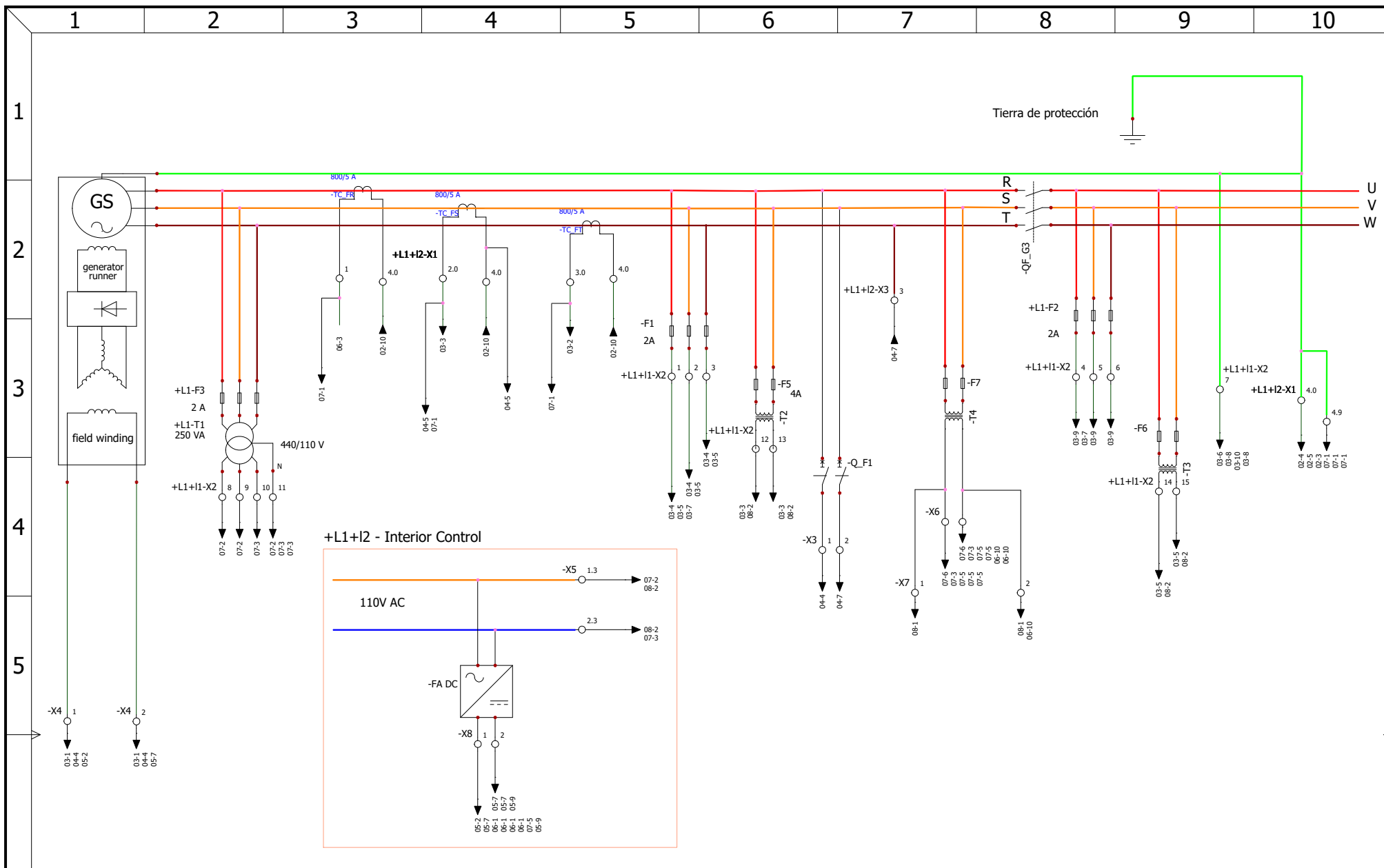
Bornera X8		
N° Terminal	Desde	Hacia
1.0	Fuente de Alimentación 24 VDC	XT2:1
1.1		XT2:3
1.2		XT2:5
1.3		XT2:7
1.4		PLC/Q0.0
1.5		PLC/Q0.1
1.6		PLC/Q0.2
1.7		PLC/Q0.3
1.8		PLC/24VDC
1.9		K4/11
1.10		VAMP 255/T4 X7:15
2.0	H1	Fuente de Alimentación 0 VDC
2.1	H2	
2.2	H3	
2.3	H4	
2.4	H_ALM	
2.5	Fuente de Alimentación 0 VDC	PLC/0VDC

3.0	QF/XT2:2	PLC/I0.0
4.0	QF/XT2:4	PLC/I0.1
5.0	QF/XT2:6	PLC/I0.2
6.0	QF/XT2:8	PLC/I0.4
6.1		H3
7.0	VAMP 255/ T4 X7:16	PLC/I0.5
8.0	PLC/Q0.3	H_ALM
9.0	PLC/Q0.1	H1
10.0	PLC/Q0.0	H2
11.0	PLC/Q0.2	H3

1-Colección

Hoja	Descripción	Función	Situación	Revisión	Fecha	Creado por	Carpeta	Descripción de carpeta
01	Listado de planos	=F1	+L1	2	4/2/2026	Ing. Mejía C		
02	Potencia	=F1	+L1+I3	2	4/2/2026	Ing. Mejía C		
03	Diagrama de mediciones	=F1	+L1+I1	2	4/2/2026	Ing. Mejía C		
04	Sistema de Excitación	=F1	+L1+I2	2	4/2/2026	Ing. Mejía C		
05	Diagrama PLC y Señalización	=F1	+L1+I2	2	4/2/2026	Ing. Mejía C		
06	Diagrama del Disyuntor	=F1	+L1+I3	2	4/2/2026	Ing. Mejía C		
07	Diagrama de protección	=F1	+L1+I2	2	4/2/2026	Ing. Mejía C		
08	Diagrama de Sincronización	=F1	+L1+I2	2	4/2/2026	Ing. Mejía C		
09	Diagrama de Potencia Central	=F1	+L1	2	4/2/2026	Ing. Mejía C		

		Colección	2	4/2/2026	Ing. Mejía C		REVISION	
			1	4/2/2026	Ing. Ortiz D			
			0	4/2/2026	Espinosa D.			
			REV.	DATE	NAME	CHANGES	SCHEME	
CONTRACT:	LOCATION:	+L1	Armario principal	User data 1			User data 2	01



Contrato n° :

Situación:

+L1+I3

Potencia

Potencia

2	4/2/2026	Ing. Mejía C		Indice 2
1	4/2/2026	Ing. Ortiz D		
0	29/1/2026	Espinosa D.		
IND	Fecha	Nombre	Comentarios	Hoja 02
Datos de usuario 1			Datos de usuario 2	

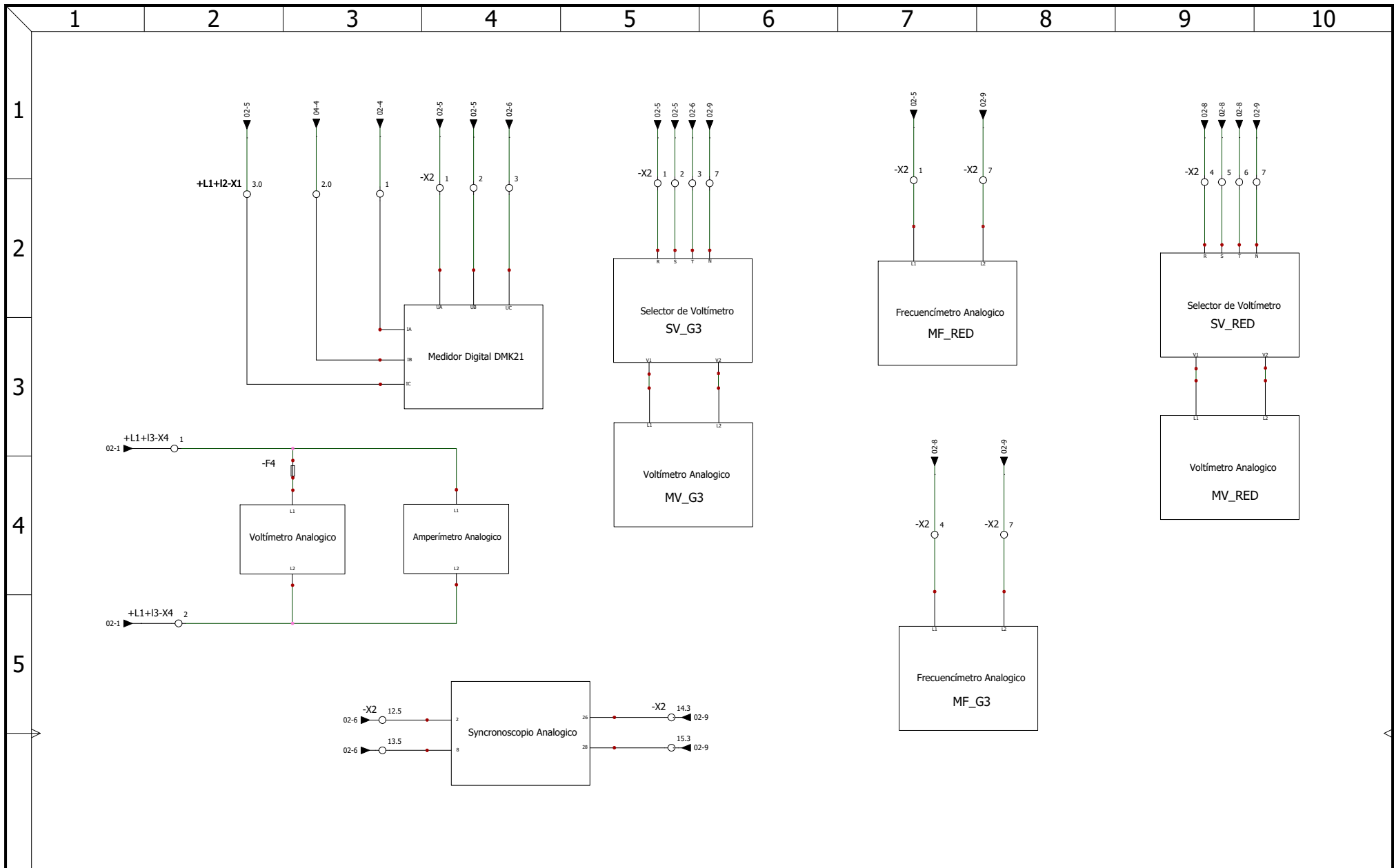


Diagrama de mediciones

Contrato n° :

Situación:

 $+L1+I1$

Puerta control

2	4/2/2026	Ing. Mejía C		Indice 2
1	4/2/2026	Ing. Ortiz D		
0	29/1/2026	Espinosa D.		
IND	Fecha	Nombre	Comentarios	Hoja 03
Datos de usuario 1			Datos de usuario 2	

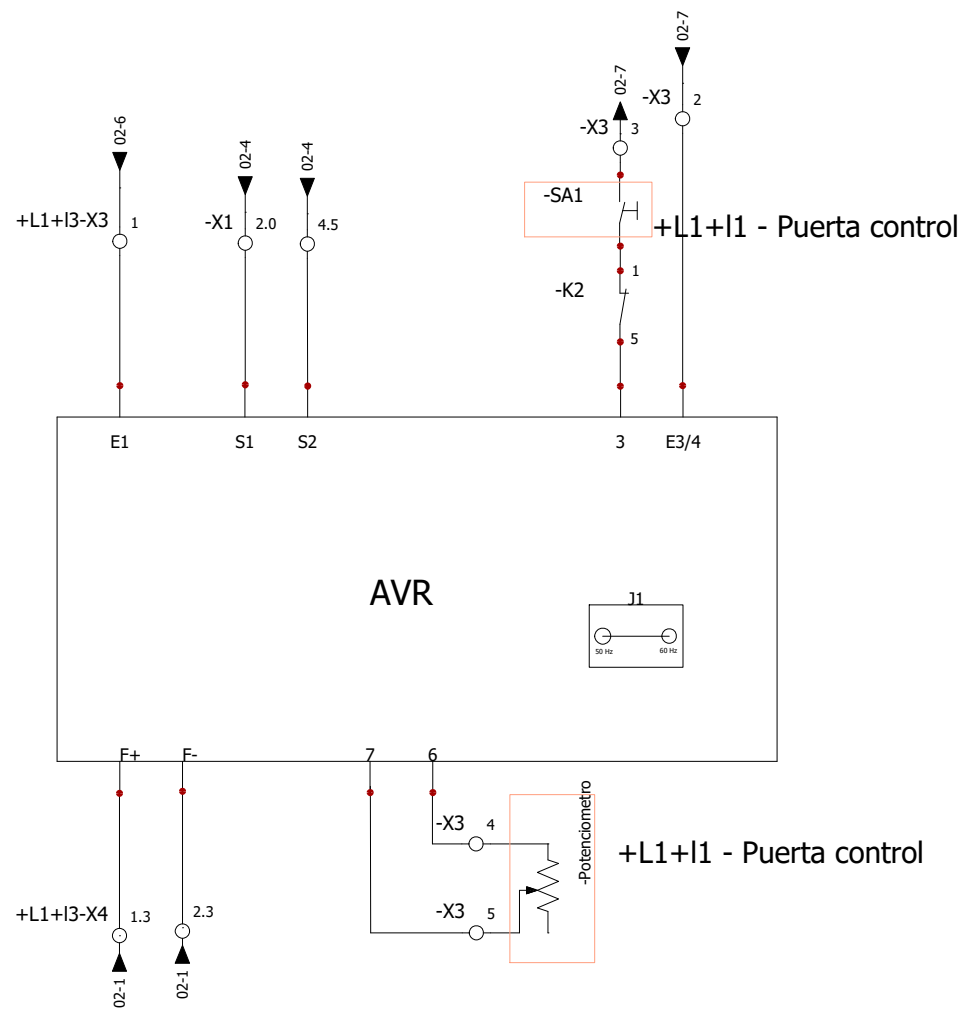
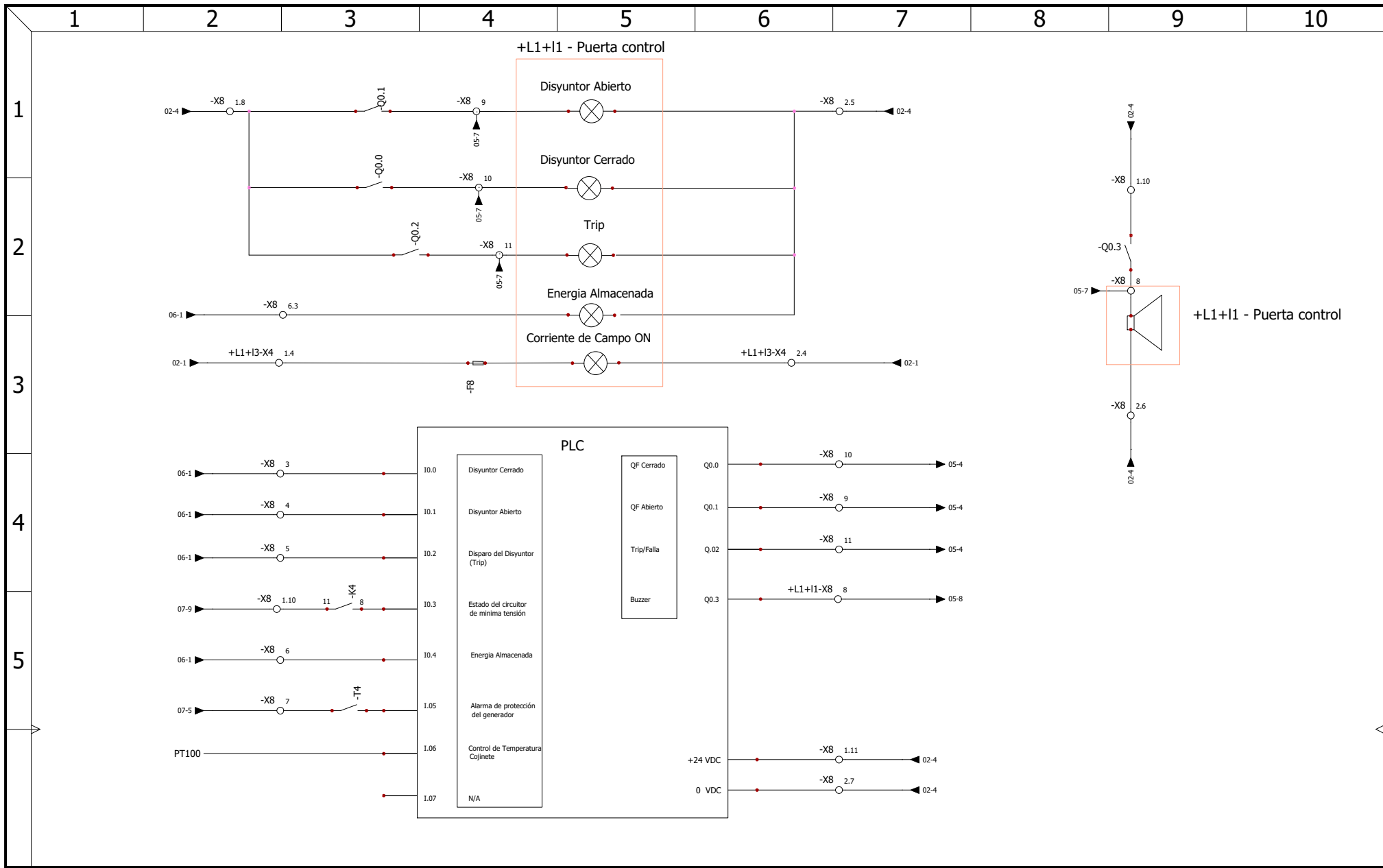


Diagrama de Sistema de Excitación	Colección				2	4/2/2026	Ing. Mejía C		Índice 2 Hoja 04
					1	4/2/2026	Ing. Ortiz D		
					0	29/1/2026	Espinosa D.		
					IND	Fecha	Nombre	Comentarios	
					Datos de usuario 1			Datos de usuario 2	
Contrato n° :	Situación:	+L1+I2	Interior Control						



Contrato n° :	Diagrama PLC y Señalización	2	4/2/2026	Ing. Mejía C		Indice
		1	4/2/2026	Ing. Ortiz D		2
		0	29/1/2026	Espinosa D.		
		IND	Fecha	Nombre	Comentarios	Hoja
		Datos de usuario 1				Datos de usuario 2

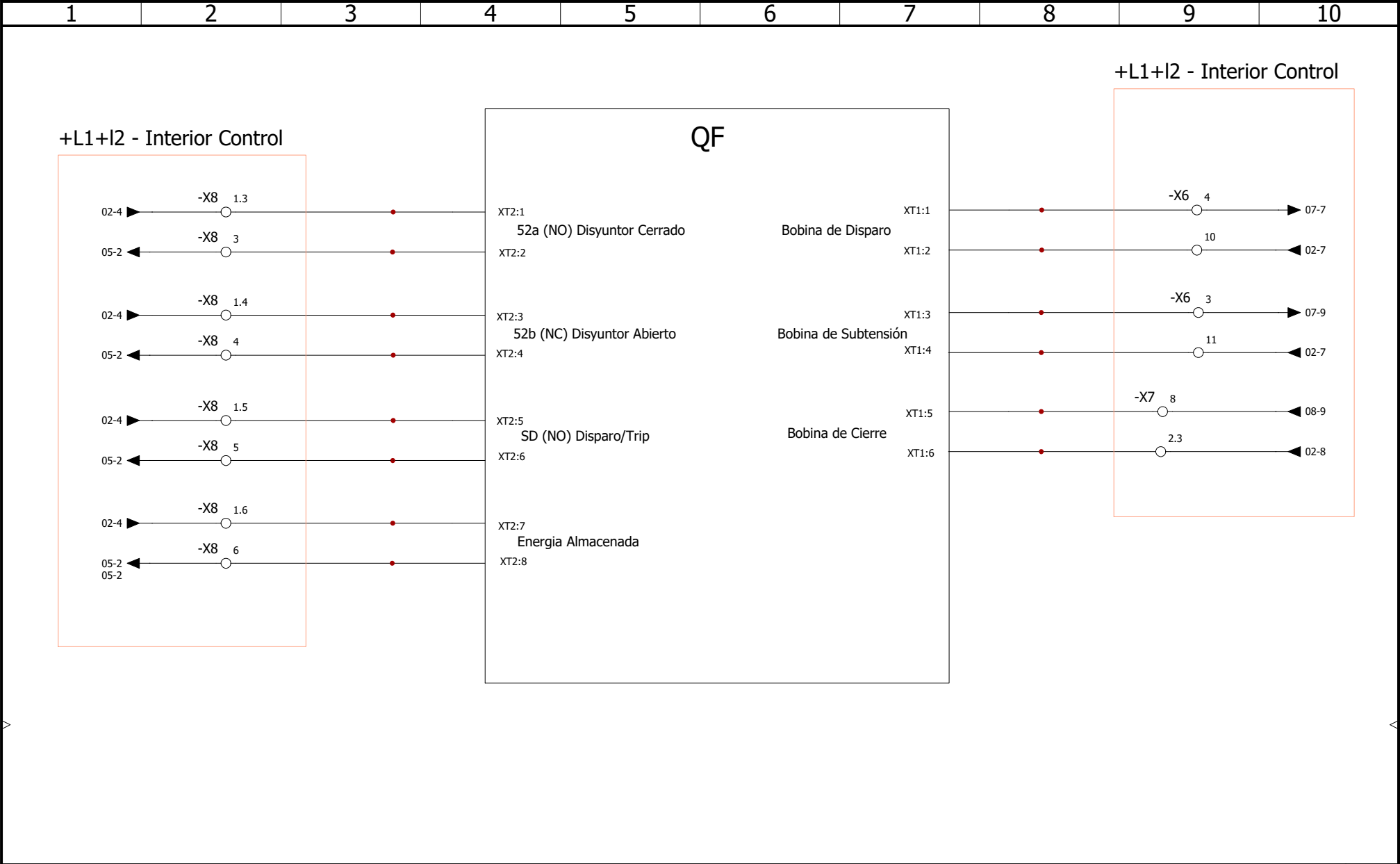


Diagrama del Disyuntor	Colección				2	4/2/2026	Ing. Mejía C			Indice
					1	4/2/2026	Ing. Ortiz D			2
					0	29/1/2026	Espinosa D.			
					IND	Fecha	Nombre	Comentarios		Hoja
	Contrato n° :				Situación:		Datos de usuario 1		Datos de usuario 2	06
				+L1+I3	Potencia					

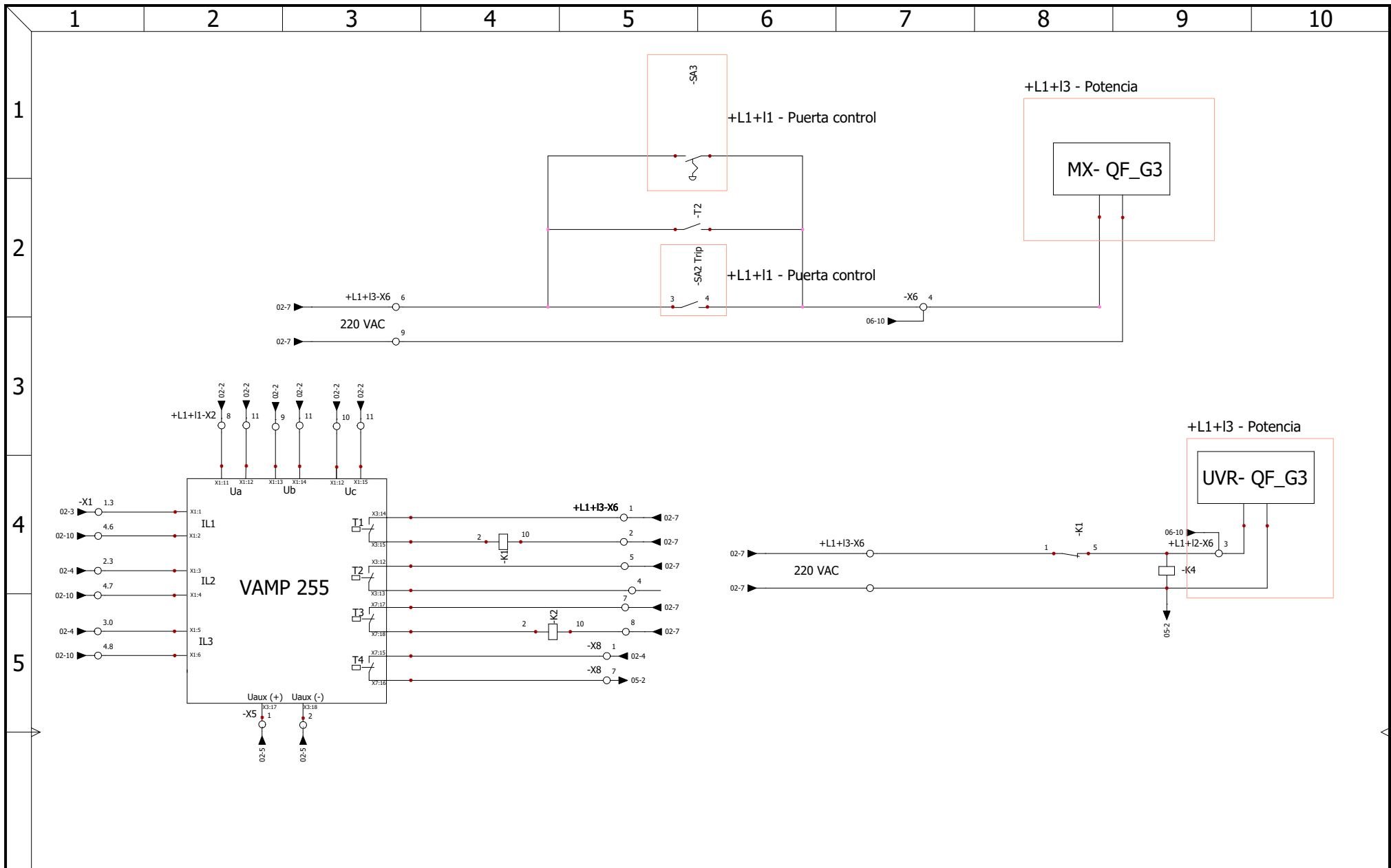


Diagrama de protección

Contrato n° :

Situación:

+L1+I2

Interior Control

2	4/2/2026	Ing. Mejía C		Indice
1	4/2/2026	Ing. Ortiz D		2
0	29/1/2026	Espinosa D.		
IND	Fecha	Nombre	Comentarios	Hoja
Datos de usuario 1			Datos de usuario 2	07

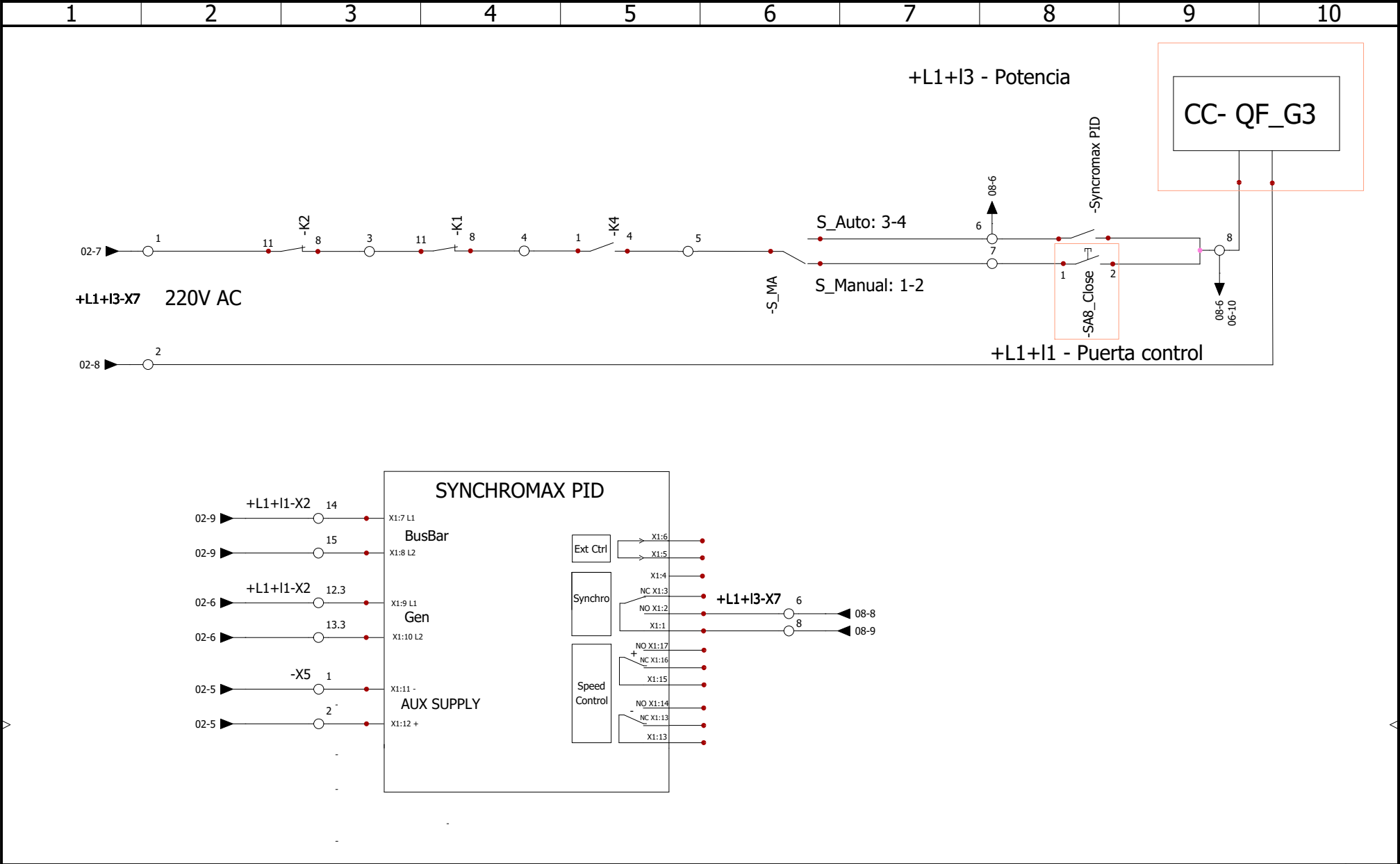
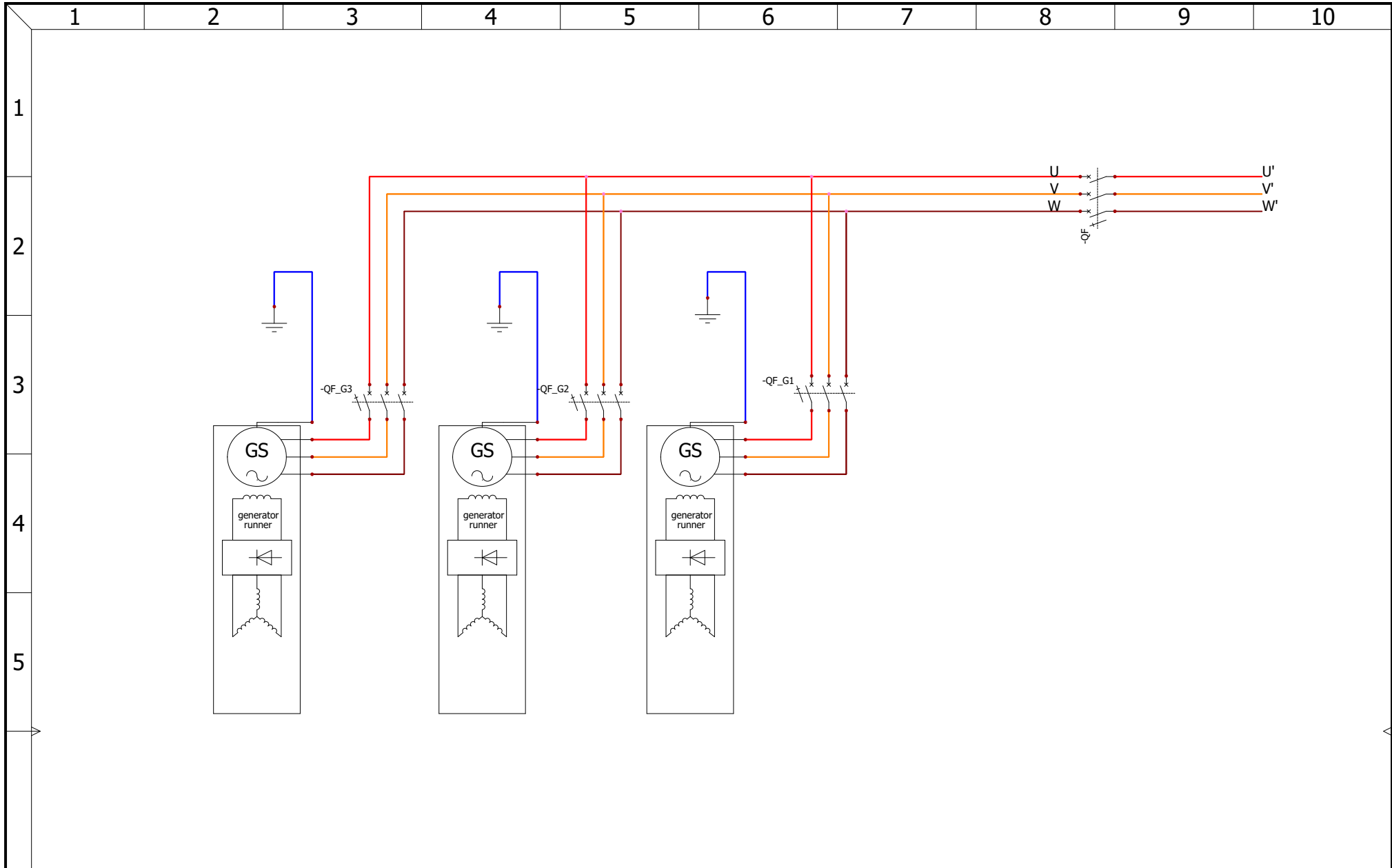


Diagrama de Sincronización	Colección	2	4/2/2026	Ing. Mejía C		Indice
		1	4/2/2026	Ing. Ortiz D		2
		0	29/1/2026	Espinosa D		
		IND	Fecha	Nombre	Comentarios	
		Datos de usuario 1			Datos de usuario 2	
Contrato n° :		Situación: +L1+I2		Interior Control		



Contrato n° :		Diagrama de Potencia Central			2	4/2/2026	Ing. Mejía C	Comentarios	Indice
					1	4/2/2026	Ing. Ortiz D		2
					0	29/1/2026	Espinosa D		
					IND	Fecha	Nombre		Hoja
		Situación: +L1		Armario principal		Datos de usuario 1			Datos de usuario 2
									09