

UNIVERSIDAD CENTRAL
VICERRECTORÍA ACADÉMICA

ESCUELA DE INGENIERÍA

**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN
ELÉCTRICO DEL TURBOGENERADOR Y EQUIPOS
AUXILIARES, PARA INHIBICIÓN DE APAGÓN ELÉCTRICO
(BLACKOUT) DE LA CENTRAL GEOTÉRMICA PAILAS II**

MODALIDAD DE TESIS PARA OPTAR POR EL GRADO DE LICENCIATURA EN INGENIERÍA CON
ÉNFASIS EN ELECTROMECAÁNICA

GUSTAVO ALEJANDRO HERNÁNDEZ CARVAJAL

TUTOR: MARIO ALBERTO BALLAR CALVO

SEDE CENTRAL

NOVIEMBRE, 2024

Estudio de optimización del sistema de protección eléctrico del turbogenerador y equipos auxiliares, para la inhibición de apagón eléctrico (Blackout) de la Central Geotérmica Pailas II

Por:

Gustavo Alejandro Hernández Carvajal

Sometido a la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Costa Rica como requisito parcial para optar por el grado de:

LICENCIADO EN INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Aprobado por el Tribunal Calificador:

Ing. Óscar Alvarado Fallas

Director Escuela de Ingeniería Electromecánica

Ing. Mario Ballar Calvo

Miembro tribunal

Ing. Omar Saborío Alpízar

Miembro tribunal

CONTENIDO

1	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.1	HIPÓTESIS	3
1.2	PREGUNTA DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.3	OBJETIVO GENERAL	3
1.4	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
1.5	JUSTIFICACIÓN.....	4
1.6	ANTECEDENTES.....	10
1.6.1	Energías renovables.....	10
1.6.2	Generación con fuentes renovables en Costa Rica.....	12
1.6.3	Central Geotérmica Pailas II.	13
1.7	PROYECCIONES.....	18
2	MARCO TEÓRICO	20
2.1	Generación Eléctrica	20
2.2	Energía Geotérmica.....	21
2.3	Generadores.....	23
2.3.1	Generador síncrono	24
2.4	La intensidad y corriente eléctrica	25
2.5	Tensión eléctrica	25
2.6	Frecuencia en términos de energía eléctrica	26
2.7	Potencia eléctrica.....	27
2.8	Faltas o perturbaciones en generadores.....	27

2.8.1	Tipos de faltas o perturbaciones en generadores.....	28
2.9	Sistema de protección y control	31
2.10	Protecciones eléctricas	33
2.10.1	Protecciones primarias.....	33
2.10.2	Protecciones secundarias	33
2.10.3	Generalidades de protección para generadores síncronos	34
2.10.4	Funciones y características de los relés de protección	36
2.10.5	Tipos de relés de acuerdo con su tecnología constructiva.....	37
2.10.6	Transformadores de medida (TM).....	39
2.10.7	Funciones de esquema de protección de generador.....	42
2.10.8	Matriz de disparos genérica.....	54
2.10.9	Esquema de pruebas protecciones eléctricas	57
2.10.10	Señales analógicas y digitales.....	58
3	MARCO METODOLÓGICO	61
3.1	Enfoque de Investigación	61
3.2	Método de la Investigación	62
3.3	Fuentes de información	62
3.4	Variables.....	63
3.5	Alcance.....	64
3.6	Proceso de recolección y análisis de datos	66
3.6.1	Recolección de datos.....	66
3.6.2	Análisis de datos.....	67
4	ANÁLISIS DE RESULTADOS	69
4.1	Configuración del sistema de turbina Central Geotérmica Pailas II	69

4.1.1	Tablero de control de turbina (TCS)	69
4.1.2	Tablero de supervisión de instrumentos (TSI)	69
4.1.3	Panel de protección de la turbina (TPP).....	73
4.1.4	Enclavamiento de turbina.....	74
4.1.5	Condiciones de disparo	74
4.1.6	Sistema de aceite de Control y Paro Emergencia Turbina	79
4.2	Configuración del sistema de protección eléctrica Central Geotérmica Pailas II ..	95
4.2.1	Matriz del sistema de protección Pailas II	99
4.2.2	Lazos de protección del relé multifunción DPR-6.....	102
4.2.3	Activación de relé de bloqueo Turbina R20 (86TB) Salida N° 02	108
4.2.4	Lazos de protección del relé multifunción DPR-9	112
4.3	Datos obtenidos	116
4.3.1	Protección de Turbina	116
4.3.2	Protección de Generador, transformadores y barras de Servicio Propio..	117
4.3.3	Hallazgo principal en el sistema integrado de protección.....	118
4.3.4	Propuesta de corrección de disparos transferidos	118
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	123
5.1	Conclusiones	123
5.2	Recomendaciones.....	125
5.3	Limitaciones	126
6	REFERENCIAS	127

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Registros de mantenimiento correctivo, evento forzado PG Pailas.	8
Tabla 2. Costo de Sustitución, Geotérmico > 20MW.	9
Tabla 3. Cálculo Costo de Sustitución, evento forzado PG Pailas.	9
Tabla 4. Coste total evento forzado PG Pailas.	10
Tabla 5. Límites de error para los transformadores de intensidad para protección de clases P y PR.	41
Tabla 6. Variables analizadas de acuerdo con las fuentes de información.	63
Tabla 7. Señales, set point de Transmisores indicadores de presión, TSI.	711
Tabla 8. Señales y Set Point, Transmisores de nivel, TSI.	711
Tabla 9. Señales y Set Point, Termopares, TSI.	722
Tabla 10. Señales y Set Point, Sensores de vibración, TSI.	722
Tabla 11. Señales y Set Point, Sensores desplazamiento Axial, TSI.	733
Tabla 12. Señales y Set Point, Sensores de velocidad, TSI.	733
Tabla 13. Comando de disparos de Turbina PG Pailas II.	744
Tabla 14. Relés de protección multifunción, Central Geotérmica Pailas II.	966
Tabla 15. Relés de bloqueo, Función ANSI 86.	977
Tabla 16. Matriz de protección eléctrica, Central Geotérmica Pailas II.	999
Tabla 17. Procedimiento para operadores en caso de actuación de protecciones eléctricas.	100
Tabla 18. Circuito Contactos de Salida Relé R30 (86GB).	1066
Tabla 19. Circuito Contactos de Salida Relé R70X1.	1077

Tabla 20. Circuito Contactos de Salida Relé R70X2.....	1088
Tabla 21. Circuito Contactos de Salida Relé R20 (86TB).....	11010
Tabla 22. Circuito Contactos de Salida Relé R60X1.....	11111
Tabla 23. Circuito Contactos de Salida Relé R60X2.....	11111
Tabla 24. Circuito Contactos de Salida Relé 86BFG.....	1155
Tabla 25. Propuesta modificación Incoming C.B. Trip Request (52TSP)-1.....	1199
Tabla 26. Propuesta modificación Incoming C.B. Trip Request (52TSP)-2.....	¡Error!

Marcador no definido.20

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Histórico horas salida forzada por evento PG Pailas II.	7
Figura 2. Generación global de electricidad por fuente, escenario 2010-2050.....	11
Figura 3. Demanda por fuente año 2023	¡Error! Marcador no definido.
Figura 4. Ciclo de expansión simple, geotermia.	14
Figura 5. Layout planta equipos casa de máquinas Pailas II.....	15
Figura 6. Diagrama unifilar media tensión Pailas II (extracto).....	17
Figura 7. Utilización de fuente de energía para electricidad, año 2021.	21
Figura 8. Esquema de protección primaria.....	34
Figura 9. Diagrama de operación del sistema de protección primaria con respaldo local.	36
Figura 10. Relé electromecánico Brown Boveri.	38
Figura 11. Relé estático tipo electrónico WEG.....	38
Figura 12. Relé estático digital para protección de generador.	39
Figura 13. Transformadores de medida (donas) salida generador Pailas II.	40
Figura 14. Esquema de conexión protección 21G.....	42
Figura 15. Esquema de conexión protección 24G.....	43
Figura 16. Esquema de conexión protección 27G.....	44
Figura 17. Esquema de conexión protección 32G.....	45
Figura 18. Esquema de conexión protección 40G.....	46
Figura 19. Esquema de conexión protección 46G.....	47
Figura 20. Esquema de conexión protección 50BFO.....	47

Figura 21. Esquema de conexión protección 50/27.	48
Figura 22. Esquema de conexión protección 59G.....	49
Figura 23. Esquema de conexión protección 59GNG.....	50
Figura 24. Esquema de conexión protección 60G.....	50
Figura 25. Esquema de conexión protección 64G.....	51
Figura 26 Esquema de conexión protección 81U /81O.....	52
Figura 27 Esquema de conexión protección 87G.....	53
Figura 28. Esquema de conexión protección 50/51T.....	53
Figura 29. Esquema de conexión protección 50/51 TN.....	54
Figura 30. Matriz de disparos para un sistema de generación de alta potencia.	56
Figura 31. Equipo de prueba CMC 256-PLUS.	57
Figura 32. Señal analógica de temperatura metal cojinete N°. 2, generador.	58
Figura 33. Señal digital fuga agua generador.....	59
Figura 34. Delimitación de alcance investigación, Unifilar servicio propio PG Pailas II. 65	
Figura 35. Diagrama detallado de instrumentos de turbina.	70
Figura 36. Condición de disparo con señal triplicada, lógica 2 de 3.....	75
Figura 37. Condición de disparo por lógica señal duplicada.	76
Figura 38. Condición de disparo por vibración en cojinetes.....	77
Figura 39. Condición de disparo por botones de emergencia.	78
Figura 40. Esquema funcionamiento módulo de protección EOST.....	79
Figura 41. Diagrama tubería aceite control y lubricación, tanque y bombas principales. .80	
Figura 42. Válvula reguladora de presión, circuito de alta presión y aceite de control.	81
Figura 43. Circuito aceite de control y alta presión, válvulas gobernadoras y paro Principal Emergencia.	82

Figura 44. Bloque válvulas solenoides de aceite parada automática.	83
Figura 45. Diagrama enclavamiento turbina, activación por Botón de Emergencia.....	84
Figura 46. Lazo control botón emergencia Relé 404-4X, Circuito Control TPP N° 1.	85
Figura 47. Lazo control botón emergencia Relé 404-4X, Circuito Control TPP N° 2.	86
Figura 48. Lazo control botón emergencia Relé 404-4X, Circuito Control TPP N° 3.	87
Figura 49. Lazo control botón emergencia Relé 404-4X1, Circuito Control TPP N° 1. ...	88
Figura 50. Lazo control botón emergencia Relé 404-4X1, Circuito Control TPP N° 2. ...	89
Figura 51. Lazo de control de alarma hacia SOE TCS, Activación Botón Emergencia.	90
Figura 52. Diagrama enclavamiento turbina, activación disparo por Alto Alto Nivel Secador Vapor.	90
Figura 53. Lazo disparo Alto Alto nivel secador Vapor, Circuito Control TPP N° 1.....	91
Figura 54. Lazo disparo <i>Alto Alto nivel secador Vapor</i> , Circuito Control TPP N° 2.	92
Figura 55. Lazo disparo <i>Alto Alto nivel secador Vapor</i> , Circuito Control TPP N° 3.	92
Figura 56. Lazo disparo <i>Alto Alto nivel secador Vapor</i> , Circuito Control TPP N° 4.	93
Figura 57. Lazo disparo <i>Alto Alto nivel secador Vapor</i> , Circuito Control TPP N° 5.	94
Figura 58. Lazos de control de alarmas hacia SOE TCS, Activación Alto Alto Nivel Secador Vapor.	95
Figura 59. Relé de protección multifunción M-3311A, Beckwith Electric.	97
Figura 60. Relé de bloqueo MKW-22, Mitsubishi Electric Corporation.	98
Figura 61. Diagrama lógico disparos Unidad Generadora, DPR-6.....	103
Figura 62. Entrada digital IN3 – disparo desde turbina DPR-6.	105
Figura 63. Salida digital 01 – disparo bloqueo Generador DPR-6.....	105
Figura 64. Salida digital 02 – disparo bloqueo Turbina DPR-6.....	109
Figura 65. Diagrama lógico disparos Unidad Generadora, DPR-9.....	112

Figura 66. Entrada digital IN2 – disparo desde turbina DPR-9.	114
Figura 67. Salida digital 01 – disparo bloqueo BFG DPR-9.....	115
Figura 68. Contactos a modificar Incoming C.B. Trip Request (52TSP)-1.....	120
Figura 69. Contactos para modificar Incoming C.B. Trip Request (52TSP)-2.....	121

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. Velocidad de sincronismo de generador síncrona.	24
Ecuación 2. Fórmula Intensidad eléctrica, Ley de Ohm.	25
Ecuación 3. Fórmula tensión eléctrica, Ley de Ohm.	26
Ecuación 4. Fórmula frecuencia eléctrica.	26
Ecuación 5. Fórmula Potencia Eléctrica.	27

DEDICATORIA

A mis hijas Isabella y Amalia, quienes con su llegada le dieron sentido a mi vida, motivo de superación y lucha diaria: razón de vivir.

Gustavo Alejandro

AGRADECIMIENTO

A mi familia, por ser el pilar de apoyo en la consecución de esta meta personal.

A mis profesores Rafael, Mario y Miguel, quienes, en su momento, marcaron la ruta por seguir y despertaron el interés extra de investigar, e ir más allá de la fórmula, base de una visión más crítica y analítica.

ABSTRACT

In order to reduce the mean failure repair time (MTTR) as well as improve the operational availability of the Pailas II Geothermal Plant, property of the Costa Rican Institute of Electricity (ICE), it is necessary to correct the electrical trip matrix in such a way that act appropriately and selectively in the event of mechanical events, as well as the correct application of protection zones. Therefore, in this study, the configuration of the plant's protection scheme is reviewed and a solution is proposed to inhibit black out by commands transferred from the own or mechanical protections to the electrical protection matrix, based on the compliance with the following premises: a) comply with the requirements of current regulations, b) reliability, c) selectivity, d) speed of action, e) avoid problems experienced from the beginning of operation. The present study first evaluates the turbine interlock diagram and its auxiliaries. Secondly, analyze the main and backup trip logic diagram. Thirdly, it performs a field check of the point-to-point wiring, and finally, it proposes the correction of the signals transferred to the electrical protection scheme (auxiliary relay contacts).

Through the mixed approach that develops a set of Systematics processes, an action research type method is implemented trying to solve a problem in the operation. It will be concluded that the root cause of the event is not due to a defect in the equipment or parameterization, but rather due to an error in the operating logic introduced in the conceptual design.

RESUMEN

Con el propósito de disminuir el tiempo medio de reparación de fallas (MTTR), así como mejorar la disponibilidad operativa de la Central Geotérmica Pailas II, propiedad del ICE, se plantea una revisión exhaustiva y ajuste de la matriz de disparos eléctricos. Esta acción busca garantizar una respuesta adecuada y selectiva ante eventos de naturaleza mecánica, optimizando la configuración de las zonas de protección.

Por consiguiente, en este estudio, se revisa la configuración del esquema de protección y se propone una solución para inhibir el Blackout (apagón eléctrico) por comandos transferidos desde las protecciones propias o mecánicas (ST TRIP), hacia la matriz de protecciones eléctricas (interruptor del Servicio Propio (ANSI-52TPS), con base en el cumplimiento de las siguientes premisas:

- a. Cumplimiento normativo
- b. Confiabilidad
- c. Selectividad
- d. Rapidez de actuación
- e. Experiencia operativa

Se orienta en analizar, en primer lugar, el sistema de control, supervisión y diagrama de enclavamiento de turbina y sus equipos auxiliares. En segundo lugar, analizar el diagrama lógico de disparos principal y respaldo. En tercer lugar, realizar una comprobación de campo de cableado, y, por último, propone la corrección de las señales transferidas hacia la matriz de

protección eléctrica.

Por medio del enfoque mixto, que desarrolla un conjunto de procesos sistemáticos, se implementa un método del tipo investigación-acción, intentado resolver un problema en la operación. Se concluirá que la causa raíz del evento no se debe a un defecto de los equipos o parametrización, sino más bien, por un error en la lógica de operación introducida en el diseño conceptual.

CAPÍTULO I

1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La presente propuesta de trabajo final de graduación aborda la problemática recurrente de los apagones (Blackouts) en la Central Geotérmica Pailas II, originados por la activación intempestiva de veintiún señales asociadas a las condiciones de disparo de la turbina. Las que están conectadas al circuito de relé cableado en el Panel de Protección de la Turbina (TPP), las cuales, de acuerdo con la normativa internacional y las buenas prácticas aplicadas de sincronización de protecciones, deben ser despejadas en la zona 1 (zona inmediatamente más cercana a la falla), mediante el mecanismo de interrupción (52G -Código ANSI).

La pérdida súbita de potencia eléctrica en componentes críticos como centros de control de motores, válvulas motorizadas y sistemas de aire comprimido prolongan significativamente el tiempo de restablecimiento de la central, en condición de evento de falla. La necesidad de realizar manualmente las secuencias de parada y desbloquear de manera física ciertos componentes reduce el grado de automatización de la operación, incrementando así el riesgo de errores humanos y retrasando la recuperación del sistema.

Bajo la condición actual de demanda eléctrica y la consigna de generación desde fuentes limpias, cada minuto de salida forzada cuenta en la producción de la energía, por lo que es de alto interés de la central, eliminar esta condición en el menor tiempo posible.

1.1 HIPÓTESIS

Mediante el análisis detallado del esquema de protección de la central geotérmica Pailas II, es posible identificar e inhibir la señal alambrada de disparo transferido al sistema eléctrico (52TSP), como consecuencia de una falla de naturaleza mecánica, que debió ser liberada en la zona 1 de protección (52G).

1.2 PREGUNTA DE LA INVESTIGACIÓN

¿Es posible identificar e inhibir la señal alambrada de disparo transferido al sistema eléctrico (52TSP), que afecta la Central Geotérmica Pailas II?

1.3 OBJETIVO GENERAL

Optimizar el sistema de protección eléctrico del turbogenerador y equipos auxiliares, para la inhibición de apagón (Blackout) de la Central Geotérmica Pailas II.

1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a. Analizar el sistema de control, supervisión, enclavamiento y sistema de aceite de control y paro de emergencia de turbina.
- b. Analizar la matriz de protección eléctrica y sus diagramas de lógicos de disparos (Main y Back Up).

- c. Elaborar una propuesta de corrección del esquema de protección de planta, que inhiba el traslado de las condiciones de disparos de turbina hacia la matriz de protección eléctrica.

1.5 JUSTIFICACIÓN

Este proyecto busca optimizar la operación de la Central Geotérmica Pailas II, reduciendo los tiempos de respuesta ante fallas, aumentando la disponibilidad y producción, y minimizando errores humanos, a través de la automatización, lo que, a su vez, disminuirá los costos de mantenimiento correctivo.

Se precisa optimizar el sistema de protección, de forma tal, que sea capaz de cumplir con los siguientes aspectos:

- i. **Fiabilidad:** Probabilidad de que el sistema funcione correctamente cuando sea requerido. No actuar en condiciones normales de operación, o cuando la falla está por fuera de su zona de protección.
- ii. **Sensibilidad:** Habilidad del sistema para identificar condiciones anormales que exceden los valores de umbrales preestablecidos.
- iii. **Selectividad:** Propiedad de eliminar el disturbio actuando solo sobre el elemento afectado, o en su zona, mediante la desconexión del menor número de equipos,

garantizando la mayor continuidad del servicio con la mínima desconexión de elementos del sistema. **El sistema de protección actual incumple con este aspecto, ya que la liberación de disturbios se ejecuta, tanto en zona 1 (52G), como en zona 2 (52 TSP).**

- iv. **Automaticidad:** Actuar sin intervención humana.
- v. **Velocidad de operación:** Capacidad de la protección para despejar la falla en el menor tiempo posible, con el fin de evitar daños por la permanencia excesiva de una falla en la zona de protección

Las protecciones instaladas en un sistema eléctrico de potencia buscan inicialmente mantener el adecuado funcionamiento de los elementos protegidos, como resultado de un buen funcionamiento de los dispositivos de protección, y sumado a una buena coordinación entre dispositivos; se hace posible la continuidad del servicio, y se logra despejar las fallas que, de manera eventual, podrían dañar a los elementos del sistema eléctrico de potencia (Anderson y cols., s.f.). Adicionalmente, los elementos de protección pueden brindar seguridad a las personas ante situaciones de peligro y proteger a los sistemas eléctricos de potencia contra la inestabilidad (Brand y Mesmaeker, 1995).

Al concluir este proyecto, se busca que la Central Geotérmica Pailas II obtenga un estudio integral del sistema de protección con la propuesta de corrección de la matriz de disparos, que permita, de manera segura, selectiva y eficiente, el despeje de los fallos que se presenta en el equipo turbogenerador y auxiliares, sin afectar la alimentación del Servicio Propio de la central.

En el ámbito económico y social de nuestro país, la optimización de sistema de protección eléctrico de la central geotérmica Pailas II tiene relevancia significativa en el desarrollo de la industria, basados en aspectos, tales como:

- i. Seguridad:** Un sistema de protección eléctrica eficiente reduce el riesgo de apagones, lo que garantiza la continuidad del suministro eléctrico, incentiva la inversión nacional y extranjera; además, de evitar pérdidas económicas.

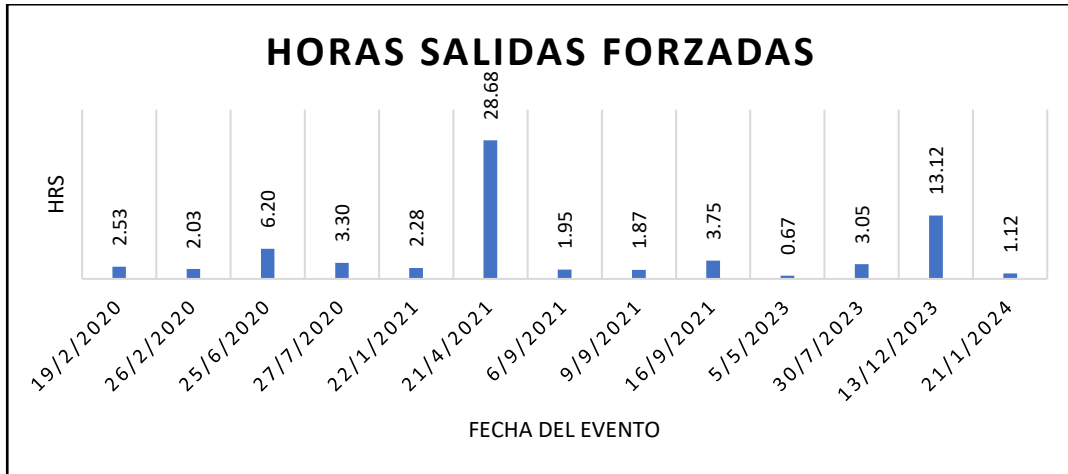
- ii. Medio ambiente:** Las centrales geotérmicas son una fuente de energía limpia y renovable. Al mejorar su eficiencia y confiabilidad, se contribuye a la mitigación del cambio climático y a la promoción de un desarrollo sostenible.

Por otra parte, desde el punto de vista operacional, según registro histórico de salidas de generación de la Central Geotérmica, desde el año 2019, se han presentado un total de 55 eventos de desconexión, de los cuales el 24 % corresponde a salidas forzadas (13 eventos) y el 66 % (42 eventos), se relaciona con trabajos programados que requieren la desconexión de línea, principalmente, debido a pruebas de puesta en marcha en la etapa previa de operación comercial (noviembre, 2019).

La figura 1 contiene un resumen de eventos forzados (no programados) con sus respectivas horas de indisponibilidad, los cuales implicaron la activación del sistema de protección, ante eventos anormales de operación; así como la intervención de personal de operación y mantenimiento para el restablecimiento de la condición operativa (máquina en línea).

Figura 1

Histórico horas salida forzada por evento PG Pailas II



(Obtenido de Sistema SIGEST ICE).

De acuerdo con la figura 2, el evento forzado más representativo para análisis es el acontecido el día 21 de abril del 2021, registrado en el sistema ERP, bajo el nombre de “*Disparo Pailas II Baja Pres agua Enf Aux*”; el cual requirió de 28,68 horas para el restablecimiento de Central.

Tabla 1*Registros de mantenimiento correctivo, evento forzado PG Pailas*

Fecha	Horas Forzadas	Aviso Servicio	Orden Trabajo	Coste (MO y Mat)	Descripción	Condición
21/4/2021	28.68	5069466	11100097234	393,271,11	Cambio discos ruptura condensador	Únicamente se cuenta con un repuesto (requeridos 2 c/u), se requirió modificación en un disco mediante el sellado con soldadura para poner en marcha la unidad. (condición insegura).
		5069465	11100097186	3,335,339.04	Revisión actuador válvula 20PCB12AA301	Debido al corte de energía, la tarjeta de potencia y supresor se quemaron; no se cuenta con repuestos por lo que se deja actuador en posición abierta para operar; la regulación y control debe realizarse por la otra válvula.
		5078403	11100110326	909,315.36	Cambio tarjeta actuador 20PCB12AA301	Se realiza reparación temporal con repuestos de segunda mano para lazo ON-OFF. Se continúa a la espera de los repuestos definitivos.

(Obtenido de ERP-SAP División Generación).

En cuanto a la NO Generación por concepto de energía No Servida, la División de Generación cuenta con una especificación técnica para el cálculo de Costo de Sustitución, de acuerdo con la característica de la Central en falla, donde se clasifica por fuente de generación (geotérmica), capacidad de la Central (Potencia en MW) y tres diferentes escenarios, según la época del año en que se presenta la indisponibilidad (impacto mínimo – invierno, promedio e impacto máximo – verano).

Tabla 2

Costo de Sustitución, Geotérmico > 20MW

COSTO SUSTITUCIÓN DE PLANTAS GEOTÉRMICAS			
TIPO	MAX	PROM	MIN
	[\$/kWh]	[\$/kWh]	[\$/kWh]
GEO > 20 MW	0,22	0,141	0,088

(Obtenido de Sistema Integrado Gestión División Generación).

Tabla 3

Cálculo Costo de Sustitución, evento forzado PG Pailas

Fecha	Hrs Forzadas	Coste sustitución (USD/kWh)	Potencia (MW)	No Generación (USD)	No Generación (CRC)
21/4/2021	28.68	0.141	52	210,281.76	116,832,545.86

Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, podemos estimar el coste incurrido por conceptos de mantenimiento correctivo y la energía no servida durante el evento de salida forzada.

Tabla 4

Coste total evento forzado PG Pailas

Coste Operación y Mantenimiento salida forzada 21.04.2021	
Mantenimiento Correctivo	4 637 925,51
No Generación	116 832 545,86
Total	121 470 471,37

Fuente: Elaboración propia.

1.6 ANTECEDENTES

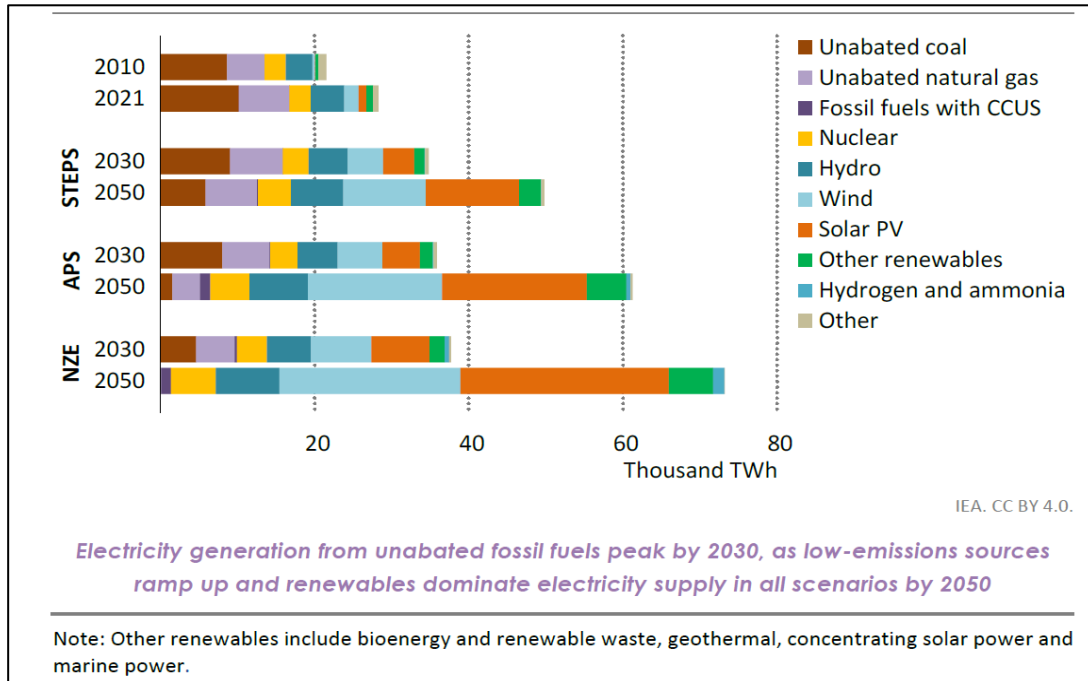
1.6.1 Energías renovables.

Las energías renovables, se convertirán en la fuente dominante de electricidad en todo el mundo en el futuro.

La generación total de electricidad, a partir de energías renovables, aumentó en más de 500 TWh, desde su nivel de 2020, hasta alcanzar un máximo histórico de más de 8 000 TWh en 2021, impulsada principalmente por el aumento de la energía solar fotovoltaica y generación eólica (Figura 3). Como resultado, la proporción de energías renovables en la electricidad mundial en la generación eléctrica aumentó 0,2 puntos porcentuales hasta alcanzar casi el 29 % por primera vez.

Figura 2

Generación global de electricidad por fuente, escenario 2010-2050



(Obtenido de World Energy Outlook 2022, International Energy Agency (IAE)).

De acuerdo con la plataforma global ThinkGeoEnergy, la energía geotérmica es una estrella en ascenso en el esfuerzo global por reducir las emisiones, garantizar la seguridad energética, e impulsar las economías, sin embargo, existen desafíos en las operaciones de energía geotérmica que requieren una vigilancia constante y cierto grado de planificación para garantizar el rendimiento óptimo de las plantas de energía.

Se espera que la producción mundial de energía geotérmica sea de 98,74 mil millones de kWh para fines de 2024, con un crecimiento anual del 1,68 % durante los próximos cinco años.

Según Donald Leger, gerente de ingeniería de aplicaciones de turbinas de vapor en EthosEnergy, un conjunto integral de soluciones y tecnología es esencial para aprovechar al máximo el potencial de la energía geotérmica, lo que implica implementar las mejores prácticas para optimizar el rendimiento, proteger los equipos y extender los ciclos de vida. Aumentar la confiabilidad de los activos geotérmicos significa ahorrar costos y extraer el mayor valor posible.

Centroamérica es uno de los principales desarrolladores mundiales de energía geotérmica para la generación de electricidad, gracias a su posición en el Cinturón de Fuego del Pacífico.

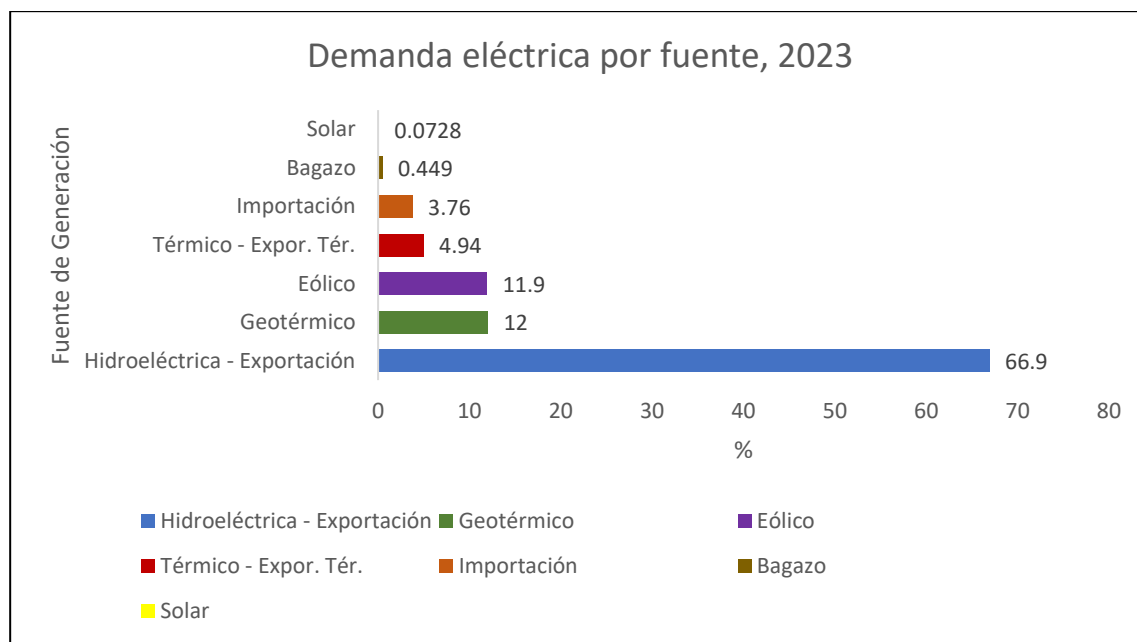
Los gobiernos nacionales han reconocido este potencial y han seleccionado la energía geotérmica para que desempeñe un rol de liderazgo en la combinación energética actual y futura, inspirados en la preocupación del impacto del cambio climático, en la disponibilidad de energía hidroeléctrica y la necesidad de equilibrar la generación renovable variable, a partir de energía eólica y solar con una fuente despachable.

1.6.2 Generación con fuentes renovables en Costa Rica

Según el informe anual 2023 de la DOCSE-ICE, Costa Rica cubrió el 91,3 % de su demanda eléctrica con fuentes renovables. La geotermia se destacó como la segunda fuente de mayor aporte, contribuyendo con un 12 %.

Figura 3

Demanda por fuente año 2023



Obtenido de División de Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE), ICE.

1.6.3 Central Geotérmica Pailas II.

La Central Geotérmica Pailas II, propiedad del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), inició operaciones en noviembre de 2018, la energía producida se inyecta al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), a través de la Subestación Pailas.

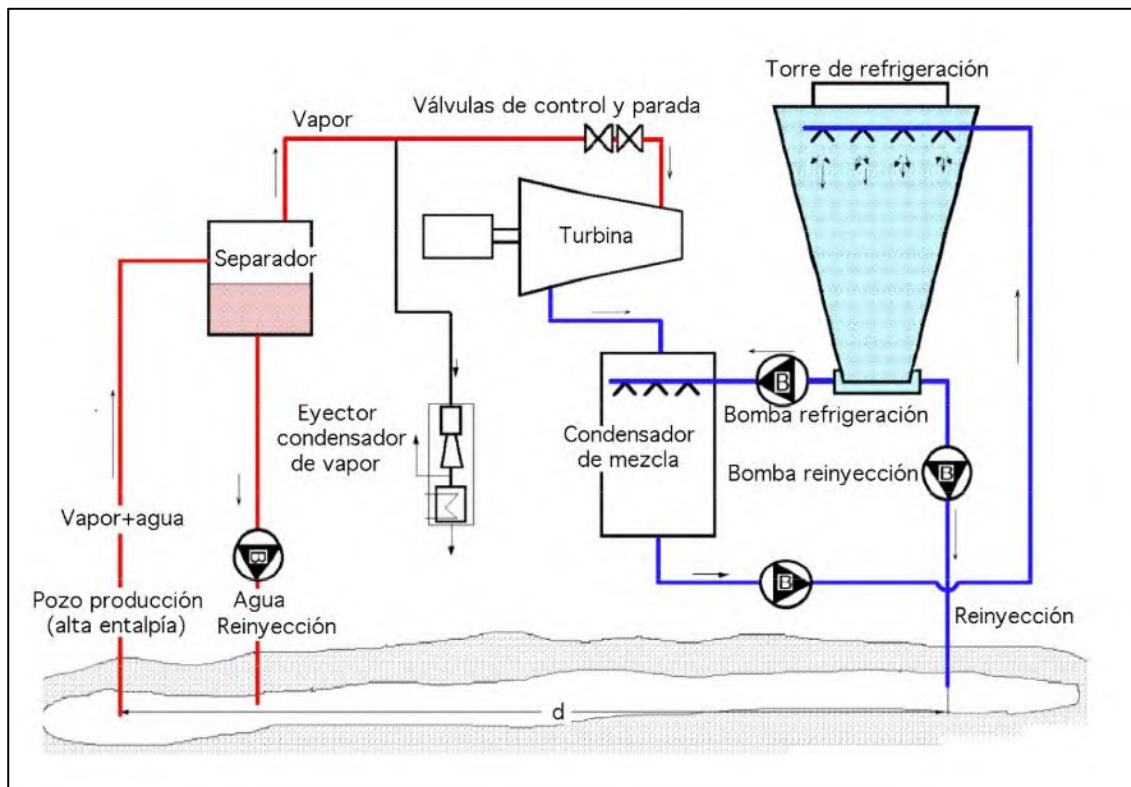
En cuanto a su producción, tiene una potencia instalada de 55 MW brutos con una capacidad de generación anual de 410 GWh. Para lograr esta capacidad se extrae la cantidad de vapor requerida por la turbina, aproximadamente 123,6 Kg/s de vapor, de 10 pozos perforados en el sector norte del campo Las Pailas II. La separación del recurso extraído se realiza por medio de dos estaciones de separación con una capacidad de 60 Kg/s de vapor cada una.

La planta de generación consiste en una turbina de vapor de condensación con escape superior y condensador lateral, tuberías de vapor, un generador, un sistema de agua de enfriamiento, e incluye una torre de enfriamiento, una sala de control, equipo eléctrico, un patio de generación, equipo e instalaciones auxiliares, como un sistema contra incendios.

La presión de admisión de turbina es de 5,0 bar absolutos (bar a) y un flujo de 123,6 Kg/s de vapor. En la figura 5, se puede apreciar el ciclo de expansión simple, que será utilizado como tecnología de conversión.

Figura 4

Ciclo de expansión simple, geotermia



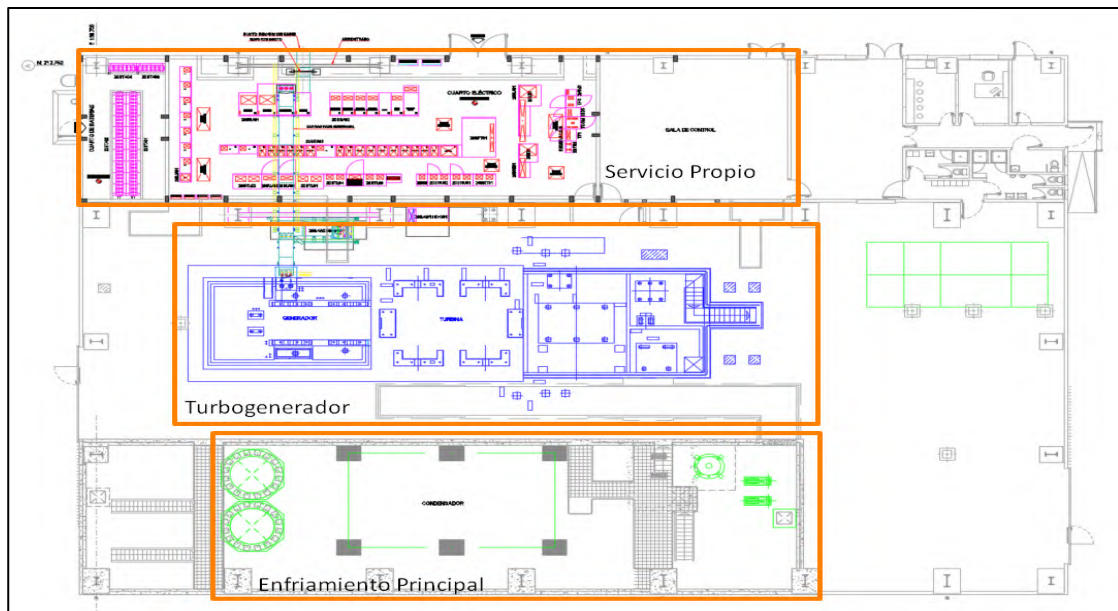
(Recuperado de <https://geotermiaonline.com/wp-content/uploads/2013/12/Aplicaciones-geotermia.pdf>).

Su equipo electromecánico está conformado por el grupo principal denominado turbogenerador y sus sistemas auxiliares. Además, existe un grupo de sistemas compartidos o auxiliares que, entre sus principales componentes, se puede mencionar al condensador, sistema de enfriamiento principal, que incluye la torre de enfriamiento y bombas de pozo caliente, sistema de enfriamiento auxiliar, extracción de gases no condensables, suministro de vapor y el sistema de drenajes industriales, entre otros.

El sistema eléctrico de la central está conformado por tableros y barras de media y baja tensión (13.8kV, 4.16kV, 480 VAC, sistema de corriente directa 125 VCD, 24 VCD, inversores, UPS, Grupo electrógeno, Transformador de Servicios Auxiliares, sistema de control distribuido, sistema de protección, entre otros.

Figura 5

Layout planta equipos casa de máquinas Pailas II



(Obtenido de INITEC Energía, 2017).

El sistema de protección se puede dividir en dos grandes grupos, el sistema mecánico o protecciones propias de los principales equipos mecánicos como control de nivel de condensados en el condensador, secador de vapor, temperatura de cojinetes y aceite de metal de turbina o generador, monitoreo de vibraciones en bombas, compresores, entre otros.

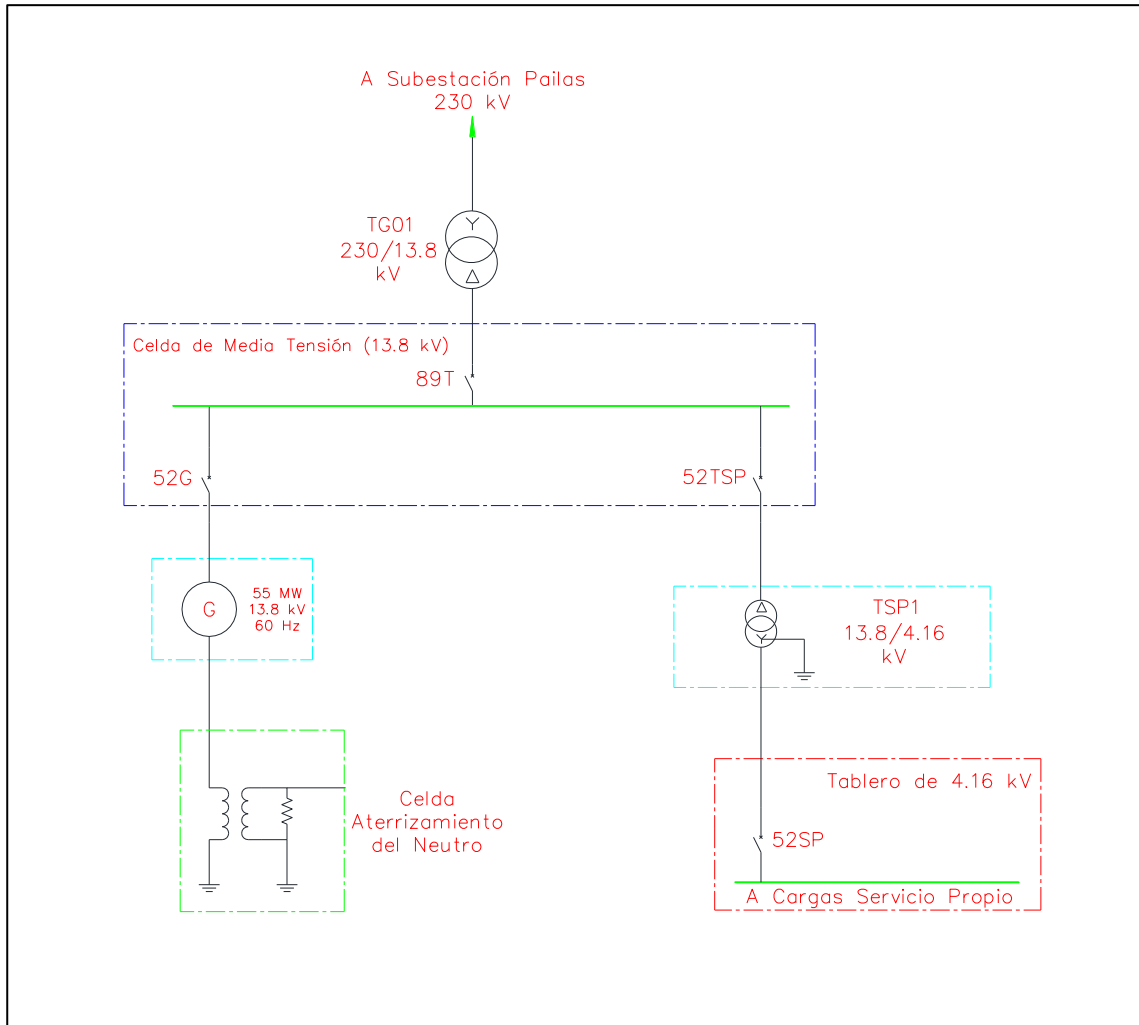
El sistema de protección eléctrico cubre al generador eléctrico, transformador de servicio propio, celdas de salida y cables de potencia 13,8 kV. Además, este sistema considera la transferencia de disparos entre subestación y casa de máquinas, cuando se den fallas en la línea de transmisión 230 kV o fallas en el transformador elevador.

Como consecuencia de una especificación incorrecta de la matriz de disparos en el pliego de condiciones de la central geotérmica, los eventos mecánicos asociados al turbogenerador y sus auxiliares, son canalizados hacia la matriz de protección eléctrica, ocasionando la apertura de los interruptor 52TSP (Servicio Propio), llevando a la central eléctrica al estado de Blackout (apagón eléctrico); esto implica maniobras de finalización de secuencia de paro de todos los equipos de planta de forma remoto-manual; para posteriormente, ser operados a una condición remoto-automático, e iniciar con la secuencia de arranque de la planta.

Estas maniobras requieren, además, de un tiempo mayor para el restablecimiento, debido a que no solo se presenta la salida del conjunto turbogenerador, sino que requiere la atención de todos los equipos auxiliares, incluyendo la alimentación de potencia para el autoconsumo (Servicio Propio), implicando un grado de concentración y estrés adicional al grupo de operación.

Figura 6

Diagrama unifilar media tensión Pailas II (extracto)



Fuente: Elaboración propia.

Conviene mencionar que, en otras centrales geotérmicas del ICE, como Miravalles I, Miravalles II, Miravalles III e, incluso Pailas I, este evento no se produce, gracias a la correcta coordinación, sincronización y liberación de las fallas por zonas (falla resuelta por el interruptor de generador 52G).

1.7 PROYECCIONES

Una vez analizada la lógica de funcionamiento del sistema de control y protección de turbina, así como la normativa internacional y mejores prácticas nacionales e internacionales, se pretende obtener los siguientes resultados:

- a. Identificación con exactitud de equipos, variables, condiciones e instrumentos involucrados en la lógica de control, supervisión y enclavamiento de turbina.
- b. Comprensión del funcionamiento y mecanismo de acción del sistema de aceite de control y paro de emergencia de turbina.
- c. Identificación de equipos, lazos de control y protección involucrados en la matriz de disparos y diagramas lógicos de protecciones eléctricas de la Central.
- d. Elaboración de propuesta de corrección del esquema de protección de planta, que inhiba el traslado de las condiciones de disparos de turbina hacia la matriz de protección eléctrica.

CAPÍTULO II

2 MARCO TEÓRICO

2.1 Generación Eléctrica

La actividad de generación eléctrica consiste, de forma simplificada, en transformar – mediante una tecnología concreta – una energía primaria (nuclear, geotérmica, térmica (combustión), hidráulica, eólica, solar, entre otros), en energía eléctrica.

Cada tecnología resulta adecuada, técnica y económicamente, para prestar un servicio concreto, en relación con la cobertura de la demanda eléctrica.

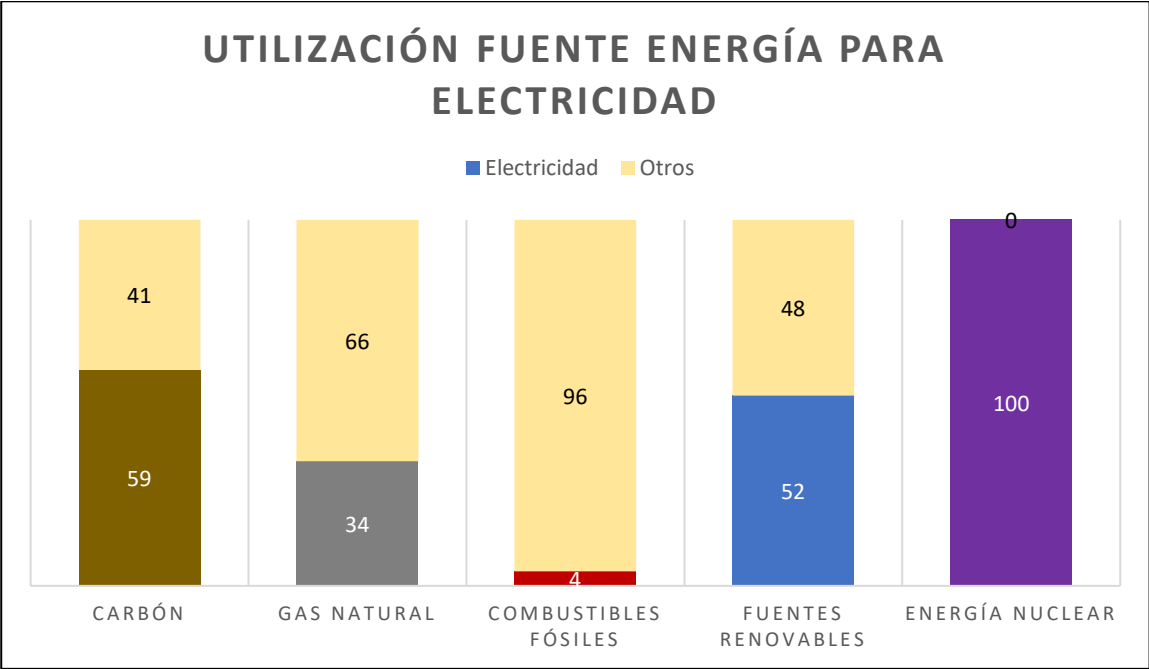
La adecuada combinación de las diferentes tecnologías energéticas tiene como resultado una matriz energética robusta, ya que se complementan en diferentes proporciones para suministrar de la forma más adecuada posible (en términos de coste y seguridad de suministro), la energía que demandan los consumidores en cada momento.

De acuerdo con Global Electricity Review 2023, para el año 2022 la electricidad representó el 20 % del consumo final de energía a nivel mundial. En 2030, se estima que representará el 27 %.

Es central para muchos aspectos de la vida diaria y lo es aún más, a medida que la electricidad se extiende a nuevos usos finales, como los vehículos eléctricos (EV) y bombas de calor. El sector eléctrico representó el 59 % de todo el carbón utilizado a nivel mundial en 2021,

junto con el 34 % del gas natural, el 4 % del petróleo, el 52 % de todas las energías renovables y casi el 100 % de la energía nuclear. También representó más de un tercio de todas las emisiones de CO2 relacionadas con la energía en 2021. Recuperado de World Energy Outlook 2022, International Energy Agency (IAE).

Figura 7
Utilización de fuente de energía para electricidad, año 2021



Fuente: Elaboración propia.

2.2 Energía Geotérmica

Los recursos geotérmicos consisten en energía térmica del interior de la tierra almacenada, tanto en rocas como en vapor atrapado o agua líquida. Una condición particular de esta energía es que el cambio climático no tiene impactos importantes en la eficacia del uso, pero su despliegue generalizado podría desempeñar un papel importante en la mitigación del cambio climático, al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), como alternativa para agregar

capacidad y/o reemplazar la energía de carga base existente, alimentada por combustibles fósiles y plantas de calefacción.

Los sistemas geotérmicos, tal como se explota, actualmente, se encuentra en varios entornos geológicos, donde las temperaturas y profundidades de sus reservorios varían en consecuencia. Muchos sistemas hidrotermales de altas temperatura ($>180^{\circ}\text{C}$) están asociados con actividad volcánica reciente, y se encuentran cerca límites de placas tectónicas, o en la corteza y en el manto asociado a puntos calientes.

Los sistemas de temperatura intermedia (100 a 180°C) y baja ($<100^{\circ}\text{C}$) también se encuentra en entornos continentales, donde la producción de calor por encima de lo normal se da a través de isótopos radiactivos. La descomposición de estos aumenta el flujo de calor terrestre o donde los acuíferos se cargan con agua calentada, a través de circulación a lo largo de zonas de fallas de penetración profunda. Recuperado de <https://www.greenfacts.org/es/energia-geotermica/index.htm>.

De acuerdo con Green Facts Organization, las tecnologías de utilización de recursos geotérmico, se pueden agrupar en diferentes tipos:

- a. Energía eléctrica, donde se aprovecha el recurso rico en vapor (seco).
- b. Uso directo del calor, los cuales permiten satisfacer hasta el 80–90% de la demanda de calefacción.

- c. Bombas de calor, utiliza la temperatura relativamente constante para proporcionar calefacción, refrigeración y agua caliente sanitaria a hogares, escuelas y otros tipos de edificios.

2.3 Generadores

El generador eléctrico es una máquina eléctrica rotativa, capaz de convertir la energía mecánica en energía eléctrica, a través del fenómeno de la inducción electromagnética.

Dependiendo del tipo de corriente que produce, se distinguen dos tipos de generadores:

- a. Generador de corriente alterna: Genera corriente alterna, en los cuales se identifica los tipos, síncronos y asíncronos.
- b. Generador de corriente continua: Genera corriente continua.

Los generadores de corriente alterna se dividen en síncronos o asíncronos. Los generadores síncronos giran a la velocidad de sincronismo, es decir, a la velocidad de la red (dependiente de la frecuencia de red), en cambio, los generadores asíncronos, no llegan a girar a la velocidad de sincronismo, sino a una velocidad ligeramente inferior a la velocidad de red.

De tal forma que la frecuencia (velocidad de giro del rotor y del campo electromagnético generado en el rotor) de un generador síncrono, es igual a la frecuencia de red, mientras que, en un generador asíncrono, la frecuencia es ligeramente inferior a la frecuencia de red.

$$\eta = \frac{60 * f}{P} = \frac{120 * f}{p}$$

Ecuación 1. Velocidad de sincronismo de generador síncrona.

Fuente: Elaboración propia.

donde:

η = Velocidad de sincronismo de la máquina (rpm).

P = Número de pares de polos de la máquina.

p = Número de polos de la máquina.

f = Frecuencia de la red eléctrica a la que está conectada la máquina (Hz)

2.3.1 Generador síncrono

El principio de funcionamiento de los generadores se basa en el fenómeno de inducción electromagnética, cumpliendo la Ley de Faraday, que enuncia que “el voltaje inducido en un circuito es directamente proporcional al cambio de flujo magnético en un conductor o espira”. De forma que, una corriente continua que fluye en el devanado del rotor produce un campo magnético, que rota dentro de la máquina, y que, a su vez, induce una tensión en el estator del generador síncrono. El generador síncrono de corriente alterna funciona cambiando constantemente la polaridad para que haya movimiento y se genere así la energía.

La cantidad de corriente inducida dependerá de la cantidad de flujo magnético. A mayor cantidad de flujo magnético, mayor variación de flujo se generará y, por lo tanto, mayor fuerza electromotriz (f.e.m.). Siendo la fuerza electromotriz el trabajo realizado internamente por el generador para pasar la unidad de carga positiva del polo negativo al polo positivo.

2.4 La intensidad y corriente eléctrica

La corriente eléctrica es un fenómeno físico causado por el desplazamiento de una carga (ion o electrón). En el caso de un conductor metálico, son principalmente los electrones los que toman parte en la corriente.

La intensidad de la corriente (I) es la cantidad de carga que pasa por un conductor por unidad de tiempo. La intensidad de la corriente se mide en Amperios (A).

$$I = \frac{V}{R}$$

Ecuación 2. Fórmula Intensidad eléctrica, Ley de Ohm.

Fuente: Elaboración propia.

donde:

I = Intensidad eléctrica (Amperios)

V = Tensión eléctrica (Voltios).

R = Resistencia eléctrica (Ohm).

2.5 Tensión eléctrica

La tensión es la presión de una fuente de energía de un circuito eléctrico que empuja los electrones cargados (corriente). a través de un lazo conductor, lo que les permite trabajar como, por ejemplo, generar una luz.

Su unidad de medida es el Voltio, en reconocimiento al físico italiano Alessandro Volta (1745-1827).

$$V = R * I$$

Ecuación 3. Fórmula tensión eléctrica, Ley de Ohm.

Fuente: Elaboración propia.

donde:

V = Tensión eléctrica (Voltios).

I = Intensidad eléctrica (Amperios)

R = Resistencia eléctrica (Ohm).

2.6 Frecuencia en términos de energía eléctrica

La frecuencia se refiere al número de veces que la corriente alterna (CA), cambia entre positivo y negativo en un segundo. Esta conmutación no se produce en corrientes continuas (CC). La unidad de frecuencia es el hercio (Hz).

$$f = \frac{1}{T}$$

Ecuación 4. Fórmula frecuencia eléctrica.

Fuente: Elaboración propia.

donde:

f = Frecuencia eléctrica (Hercios).

T = Periodo (segundos).

2.7 Potencia eléctrica

La potencia se define como la energía o trabajo consumido o producido en un determinado tiempo. En los circuitos eléctricos la unidad de potencia es el Vatio (en castellano). o Watt en inglés, según la bibliografía, se usa dos letras: W (watt) o P (Potencia).

$$P = V * I$$

Ecuación 5. Fórmula Potencia Eléctrica.

Fuente: Elaboración propia.

donde:

P = Potencia eléctrica (Vatios o Watts).

V = Tensión eléctrica (Voltios).

I = Intensidad eléctrica (Amperios)

2.8 Faltas o perturbaciones en generadores

Se define como falta o perturbación a la alteración no deseada de las condiciones normales de funcionamiento del sistema eléctrico.

El generador puede sufrir faltas o perturbaciones que comprometan, tanto su propia estabilidad como la estabilidad de la red, por eso, se debe crear un sistema de protección adecuado, que esté preparado para afrontarlo. Dichas perturbaciones pueden ser de tipo mecánico o de tipo eléctrico. Vienen provocadas por fallos en el sistema, debido a diferentes causas: factores atmosféricos, envejecimiento de elementos, factores humanos, animales, vegetación y

fallos electromecánicos.

Independientemente de la causa que provoca el fallo, el desperfecto causará situaciones anormales en la operación del sistema. Por lo general, en el sistema eléctrico los valores que se deben controlar son: la intensidad, la tensión, la frecuencia y la potencia, para así poder detectar la aparición de faltas o perturbaciones.

Las consecuencias provocadas por la aparición de faltas en el sistema suelen ser la pérdida de estabilidad, un mal servicio y daños en los equipos, como un deterioro del aislamiento, esfuerzos electrodinámicos o calentamientos, lo que supone enormes inconvenientes, tanto técnicos como económicos.

Además, las faltas que se presenta en la red son alimentadas por el generador, de forma que, si no son despejadas por los sistemas de protección, perjudican al generador, en mayor o menor medida, dependiendo de la falta. Debido a esto, las protecciones del generador tienen que actuar como protección de respaldo ante faltas externas.

2.8.1 Tipos de faltas o perturbaciones en generadores

Existe gran cantidad y diversas causas por las cuales se presenta los fallos en el sistema eléctrico, los cuales se puede dividir en dos grupos:

- a. Perturbaciones: defectos externos al generador, que alteran o que podrían alterar el estado y el correcto funcionamiento del generador.

- b. Faltas: defectos internos del generador. Se considera una falta interna a aquella falta que se da en la zona de protección del generador, y una falta externa, a aquella que se da fuera de la zona de protección del generador.

Asimismo, es posible clasificar los tipos de faltas y perturbaciones en diferentes tipos:

- a. Sobretensiones: Se define como sobretensión a las condiciones de operación en las cuales se excede la tensión máxima permisible, teniendo en cuenta que la tensión máxima normalmente se establece a un valor del 105-110 % de la tensión nominal.

Se distingue dos tipos de sobretensiones:

- a. Sobretensión de origen externo: La sobretensión de origen externo es aquella sobretensión que se debe a factores externos, como descargas atmosféricas (rayos).
 - b. Sobretensión de origen interno: La sobretensión de origen interno es aquella sobretensión que se debe a factores internos, como cortocircuitos monofásicos, eliminación de una falta, conexión y desconexión de líneas en vacío, conexión y desconexión de bancos de condensadores, y corte de pequeñas corrientes inductivas.
-
- b. Subtensiones: Se define como situación de subtensión, aquella en la que la tensión es inferior a la tensión nominal de funcionamiento del circuito. Las subtensiones suelen

deberse a faltas de cortocircuito en la red, arranque de motores de gran potencia, sobrecarga de transformadores de potencia, entre otros. Los efectos que provocan son más o menos importantes, según su duración.

- c. Sobrecargas: Se define como sobrecarga a la operación del sistema eléctrico cuando la intensidad que fluye es hasta dos veces mayor que la intensidad nominal. Las sobrecargas se producen, debido a cortocircuitos mal aislados o excesos de carga.

- d. Oscilaciones de potencia: Las oscilaciones de potencia son especialmente graves, tanto para el generador como para la turbina, normalmente, son causadas por la conexión y desconexión de circuitos del sistema eléctrico. Los reguladores de velocidad se utilizan para controlar este tipo de anomalías en el sistema.

- e. Cortocircuitos: Los cortocircuitos son fenómenos eléctricos producidos por el contacto entre dos puntos con diferencia de potencial, provocando una circulación de intensidad entre ellos varias veces mayor a la intensidad nominal. Generalmente, es de 5 a 20 veces la corriente nominal del sistema. Este valor, dependerá de varios factores como del número de generadores conectados a la red, el tipo de falta, el régimen de puesta a tierra de la instalación, entre otros.

Existen dos tipos de cortocircuitos, según cómo se produce el contacto: contacto directo entre fase-fase o fase-tierra, o por ruptura de aislamiento, es decir, como consecuencia de un arco eléctrico que atraviesa el medio aislante.

Los cortocircuitos también se dividen, según el número de fases afectadas en trifásico, bifásico, monofásico, trifásico a tierra y bifásico a tierra. El más común es el cortocircuito monofásico y el más perjudicial el trifásico.

Las consecuencias de un cortocircuito dependen de la ubicación de él, de la potencia asociada y de la duración. Sus efectos más comunes son: destrucción del lugar afectado, esfuerzos mecánicos, sobrecalentamientos, interrupción del suministro de energía eléctrica, sobretensiones, oscilaciones de potencia, entre otros.

- f. Fase abierta: Consiste en la no existencia de continuidad eléctrica de una o más fases del circuito eléctrico. Este tipo de faltas normalmente son debidas al incorrecto funcionamiento de los interruptores automáticos de potencia, o a la interrupción de uno o dos conductores que forman el sistema trifásico en el cual se encuentra conectado el generador. La presencia de circuitos abiertos genera condiciones de funcionamiento desequilibradas, como intensidades y/o tensiones desequilibradas. Este tipo de defecto ha cobrado mucha importancia en la actualidad, porque, en algunos casos, es muy difícil, o casi imposible, detectar la condición de fase abierta.

2.9 Sistema de protección y control

Toda instalación eléctrica debe ser dotada de un sistema de protección y control con objeto de vigilar y detectar las perturbaciones y faltas que puedan alterar el estado del generador, así como su correcto funcionamiento. Además, el objeto de dichos sistemas es que, una vez

detectada la falta, el generador debe ser desconectado, aislado de la red, para impedir o minimizar los daños en el generador, así como contribuir a la estabilidad del sistema eléctrico.

Dicho esquema de protección estará compuesto por un conjunto de equipos principales y de material auxiliar montados y cableados adecuadamente en armarios para realizar las funciones de protección y control. Su función es vigilar y detectar las perturbaciones y faltas, así como mantener la seguridad en la instalación, con el fin de alargar la vida útil de los equipos instalados, despejando de forma eficiente, rápida y selectiva el mayor número de faltas posibles.

El sistema de generación y, en concreto el generador, es uno de los elementos más complejos de la red eléctrica, considerándose, por lo tanto, uno de los elementos más importantes por proteger. Ya que es un sistema altamente complejo y de alto impacto económico, debe ser dotado de un adecuado sistema de protección y control.

El sistema de protección se propondrá en función de las faltas que se pueden ocasionar en el sistema de generación, dichas faltas se pueden dividir en dos grandes grupos: faltas internas (en nuestro caso, faltas en el generador), y faltas externas (faltas producidas en la red eléctrica).

Se puede concluir que la protección del sistema de generación es de vital importancia, ya que la no actuación de las protecciones ante faltas, generaría unas graves consecuencias, incluso llegando a dejar inservible al propio generador.

Las consecuencias que pueden derivarse de la pérdida o mal funcionamiento de un generador son dignas de tener en cuenta por relevantes. Pudiendo ir desde la variación del

suministro eléctrico, que podría conducir a un mal funcionamiento, o averías en maquinarias y servicios, hasta la total interrupción de dicho suministro eléctrico que, a su vez, podría ocasionar un enorme impacto en pérdidas económicas y/o responsabilidades.

Es por esto, por lo que el diseño del esquema de protección y control es de gran importancia, y la valoración de su coste, habitualmente está ligada a la importancia del elemento por proteger.

2.10 Protecciones eléctricas

2.10.1 Protecciones primarias

Tienen la responsabilidad de liberar la falla, en primera instancia, y desconectan el mínimo número de elementos necesarios para aislar la falla.

Cuando se produce una falla en el interior de una de protección primaria, debe disparar los interruptores pertenecientes a ella. Ningún otro debe ser disparado para liberar la falla. A menos de que la falla sea en un lugar donde se encuentren traslapadas las zonas de protección, la operación de las protecciones primarias puede llegar a desconectar un área más amplia que la estrictamente necesaria para liberar la falla.

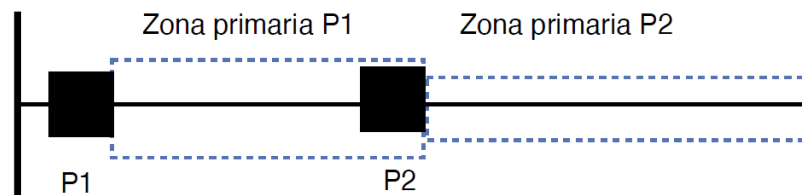
2.10.2 Protecciones secundarias

Responsables de liberar la falla, en segunda instancia, es decir, solamente deben operar, en caso de las protecciones primarias hayan fallado. Por esta razón, es importante independizar entre sí, las causas de fallo de la protección principal y de respaldo. Las protecciones de respaldo

deben operar con retardo de tiempo, respecto a las primarias, con el fin de dejarles tiempo suficiente para que puedan librar la falla, una vez presentado el disparo, las protecciones de respaldo deben ser inicializadas para evitar innecesarias aperturas de interruptores.

Figura 8

Esquema de protección primaria



(Obtenido de INGEPROSA, 2021).

2.10.3 Generalidades de protección para generadores síncronos

Los relés de protección tienen como cometido el detectar una situación de falla de la forma más precisa posible, tanto en cuanto al tipo de falla, como al lugar donde se produce, con el fin de limitar los daños sobre el elemento en defecto (generador, transformador, línea, entre otros), así como las repercusiones sobre el resto de la red. La actuación de un relé de protección supone, generalmente, tanto la desconexión del elemento en defecto, mediante la apertura del aparato de corte correspondiente (disyuntor o interruptor), como la señalización del defecto.

Para limitar los efectos y consecuencias de las averías, el tiempo de actuación de los relés, debe ser, generalmente, lo más corto posible, ante un hipotético caso de un cortocircuito entre espiras del estátor, la actuación del relé de protección permite limitar el daño dentro de la bobina que ha sufrido la avería, mientras que, sin relé de protección, el riesgo de incendio del estátor sería muy elevado, con la consiguiente destrucción de todos sus bobinados.

Los defectos o fallas se pueden clasificar, según su origen como internos o externos. Los internos tienen su origen dentro de la máquina protegida, mientras que los externos se producen fuera de la máquina.

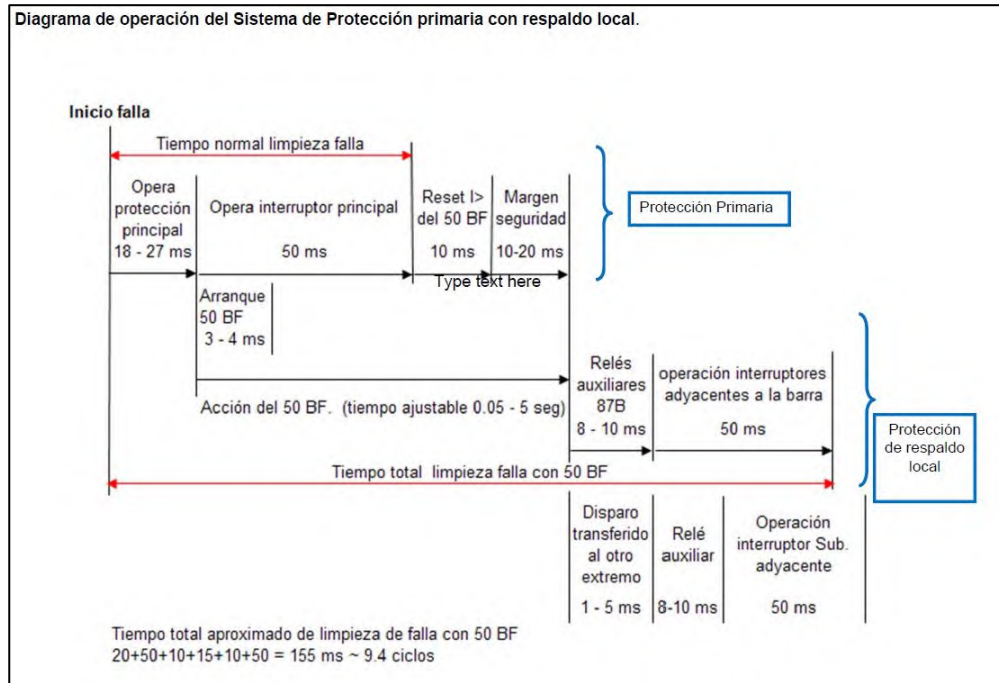
La actuación de un relé de protección provoca la desconexión de un equipo mediante el accionamiento de uno o varios interruptores. Cuando la falla es externa al generador, es suficiente con desconectarlo de red, mediante la apertura del correspondiente interruptor automático de línea, ubicado a la salida del estátor (parada en caliente), de forma que el generador sigue girando en vacío, con su circuito de excitación conectado, a la espera de que se solucione el defecto.

Cuando el defecto es interno, se debe desconectar el grupo de cualquier fuente de energía externa que alimente el defecto y contribuya, por tanto, al agravamiento de sus consecuencias. Como el defecto progresa rápidamente, la actuación del relé debe ser casi instantánea. No obstante, teniendo en cuenta el tiempo de retardo del relé (20 a 30 ms) y el tiempo de retardo a la apertura y de extinción del arco en el interruptor automático (50 a 60 ms), son necesarios, al menos, unos 100 ms. Un defecto interno supone, generalmente, la parada del grupo o parada en frío, lo cual requiere realizar las siguientes operaciones simultáneas:

- a. Apertura del interruptor de grupo que conecta al generador a la red (52G).
- b. Apertura del circuito de excitación mediante otro interruptor automático (41E).
- c. Cierre de válvulas de entrada de vapor a la turbina (MSV).

Figura 9

Diagrama de operación del sistema de protección primaria con respaldo local



(Obtenido de ICE).

2.10.4 Funciones y características de los relés de protección

Su misión consiste en detectar la variación o desvío de ciertas magnitudes eléctricas como la intensidad, tensión, impedancia, potencia o la frecuencia, de forma que, si las demandas sobre las máquinas o circuitos protegidos son mayores a los valores umbrales especificados, estos elementos se desconectan de la red, mediante la orden de disparo que el relé, el cual es transmitido a un dispositivo de corte.

Las principales características se resumen en:

- a. Fiabilidad: que se consigue, generalmente, recurriendo a un principio de funcionamiento lo más simple posible. El relé debe actuar frente a ciertas fallas, pero no debe actuar intempestivamente en otros casos.
- b. Sensibilidad, de forma que sean fiables, incluso ante la variación más pequeña detectable de la magnitud medida.
- c. Selectividad. El concepto de selectividad se aplica a la zona de protección, de forma que el relé más próximo al defecto es el único que debe actuar. También, se aplica este concepto a la discriminación del tipo de defecto.

2.10.5 Tipos de relés de acuerdo con su tecnología constructiva

- a. Relés electromecánicos. Tienen partes móviles que son atraídas o movidas por los campos magnéticos creados por las corrientes por medir. Los tipos más utilizados son los de inducción y los electromagnéticos.

Figura 10

Relé electromecánico Brown Boveri



(Recuperado de https://www.penwatch.net/cms/bbc_itx_193/)

- b. Relés estáticos de tipo electrónico. No tienen partes móviles y van sustituyendo poco a poco los relés electromecánicos. Pueden combinar varias funciones de protección en el mismo relé, y admiten más posibilidades de regulación.

Figura 11

Relé estático tipo electrónico WEG



(Recuperado de <https://www.weg.net/catalog/weg/US/es/Drives/Soft-Starters/Proposito-General/Soft-Starter-SSW07>).

- c. Relés estáticos digitales. Son los más modernos, están basados en un microprocesador y en el muestreo de las señales de entrada al relé (tensiones o intensidades). Mediante algoritmos de cálculo se pueden implantar numerosas funciones de protección y curvas de regulación.

Figura 12

Relé estático digital para protección de generador



(Recuperado de <https://selinc.com/es/>).

2.10.6 Transformadores de medida (TM)

Son los transformadores destinados a alimentar instrumentos de medida, contadores, relés y otros aparatos análogos. Hay dos clases de transformadores de medida:

- a) Transformadores de intensidad, en los cuales la intensidad secundaria es, en las condiciones normales de uso, prácticamente proporcional a la intensidad primaria y desfasada, en relación con ella, un ángulo próximo a cero, para un sentido apropiado de las conexiones.

b) Transformadores de tensión, en los cuales, la tensión secundaria es, en las condiciones normales de uso, prácticamente proporcional a la tensión primaria y desfasada, en relación con ella, un ángulo próximo a cero, para un sentido apropiado de las conexiones. Son los transformadores de intensidad destinados a alimentar relés de protección.

Deben, por tanto, asegurar una precisión suficiente para intensidades de valor igual a varias veces la intensidad nominal. Para estas intensidades, el error por considerar es el “Error compuesto”, que se define como el valor eficaz de la diferencia integrada sobre un período entre los valores, instantáneos de la intensidad primaria y el producto de la relación de transformación nominal, por los valores instantáneos de la intensidad secundaria real.

Figura 13

Transformadores de medida (donas) salida generador Pailas II



Fuente: Elaboración propia.

La función de los transformadores de medida es reducir a valores no peligrosos y normalizados, las características de tensión e intensidad de una red eléctrica. De esta manera, se evita la conexión directa entre los instrumentos y los circuitos de alta tensión, que sería peligroso para los operarios y requeriría cuadros de instrumentos con aislamiento especial. También, se evita utilizar instrumentos especiales y caros, cuando se quieren medir corrientes intensas. Tomado de norma IEC 61869-2.

2.10.6.1 Clase de precisión de los TC's de protección

Las clases de precisión normalizadas para los TC's para protección son 5P y 10P.

2.10.6.2 Límites de error para los TC's para protección clase P

A la frecuencia asignada y con la carga de precisión conectada, el error de relación, desfase y el error compuesto no deben superar los límites dados en la tabla 5. La carga de precisión debe tener un factor de potencia de 0,8 inductivo con la excepción de que, cuando la potencia de precisión es inferior a 5VA, debe utilizarse un factor de potencia de 1,0

Tabla 5

Límites de error para los transformadores de intensidad para protección de clases P y PR

Clase de precisión	Error de relación a la corriente primaria asignada ±%	Desfase a la corriente primaria asignada		Error compuesto a la corriente primaria límite de precisión asignada %
		± Minutos	± Centirradiantes	
5P y 5PR	1	60	1,8	5
10P y 10PR	3	—	—	10

(Obtenido de Norma IEC 61869-2).

2.10.7 Funciones de esquema de protección de generador

Dentro de las funciones contra faltas internas se hace una división en cuanto a protecciones principales y protecciones de respaldo, con el fin de garantizar la seguridad del sistema.

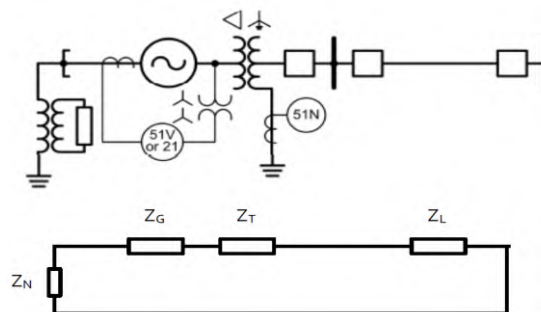
Las funciones de protección se denominan, según el código normalizado americano ANSI.

2.10.7.1 Función de protección 21G Distancia

Detecta fallas entre fases y trifásicas exteriores a la unidad y dispara con demora, en caso de que esas fallas no hayan sido liberadas a tiempo por interruptores más próximos, además, puede detectar falla dentro de la unidad, respaldando las protecciones de diferenciales de generador y del transformador.

Figura 14

Esquema de conexión protección 21G



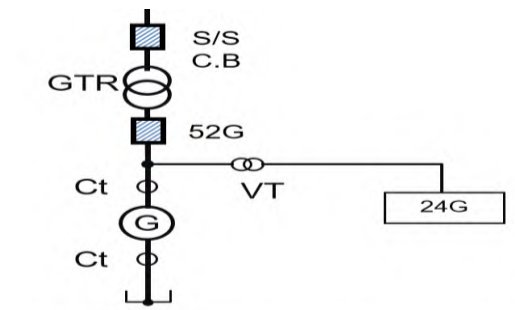
(Obtenido de INGEPROSA, 2021).

2.10.7.2 Función de protección 24G Sobreexcitación del generador V/Hz

La sobreexcitación de un generador ocurrirá cuando la relación entre el voltaje y la frecuencia (V/Hz) sea excesiva. Cuando se excede esta relación V/Hz, puede producirse una saturación del núcleo magnético del generador y puede inducirse un flujo de dispersión, como consecuencia, puede causar un sobrecalentamiento severo en el generador y una eventual avería en el aislamiento.

Figura 15

Esquema de conexión protección 24G



(Obtenido de Mitsubishi Electric Corporation).

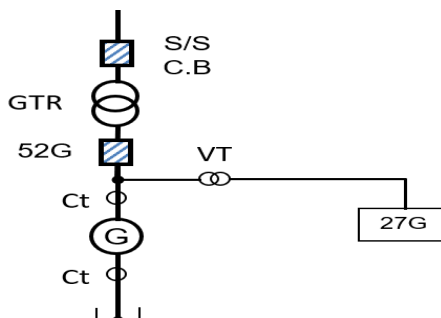
2.10.7.3 Función de protección 27G Subtensión del generador

La protección de subtensión (ANSI 27) es una función de protección capaz de detectar faltas externas provocadas por funcionamientos anormales de la red (cortocircuitos polifásicos).

Tiene como objetivo detectar la bajada de tensión en el generador, evitar condiciones de servicio no permisibles, y así mantener la estabilidad del sistema.

Figura 16

Esquema de conexión protección 27G



(Obtenido de Mitsubishi Electric Corporation).

2.10.7.4 Función de protección 32G potencia inversa generador

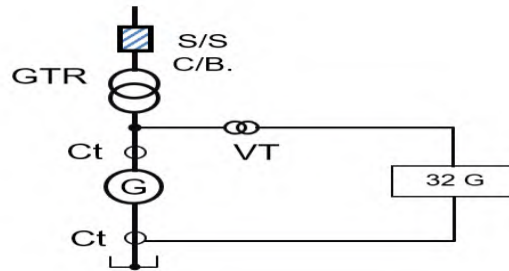
Detecta que el generador recibe potencia y dispara después de un retardo de tiempo. El generador recibe potencia del sistema, cuando su turbina ya no le entrega potencia y empieza a absorber la necesaria para mantener al generador en sincronismo, venciendo las pérdidas de generador y motor. Esta pérdida de potencia del motor puede ser a las siguientes causas:

- a. Falla en la propia secuencia de operación de turbina.
- b. Problema de operación en el sistema eléctrico.

La motorización del generador es un fenómeno tolerable por tiempo corto, si no es a consecuencia de falla mecánica de la turbina.

Figura 17

Esquema de conexión protección 32G



(Obtenido de Mitsubishi Electric Corporation).

2.10.7.5 Función de protección 40G pérdida de campo

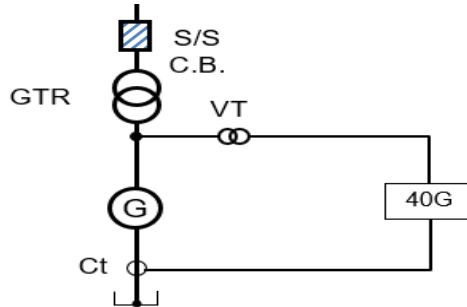
Un generador síncrono requiere tensión y corriente de corriente directa (CD) adecuadas en su devanado de campo para mantener sincronismo con el sistema eléctrico de potencia.

La función de esta protección es detectar excitación anormalmente baja y dar alarma o disparo antes de que la operación del generador se vuelva inestable. Las principales causas de baja de excitación son:

- Regulador de voltaje desconectado y ajustes manual de excitación demasiado bajo.
- Falla en las escobillas.
- Apertura del interruptor de campo principal o del campo del excitador.
- Cortocircuito en el campo.
- Falta de alimentación al equipo de excitación.

Figura 18

Esquema de conexión protección 40G



(Obtenido de Mitsubishi Electric Corporation).

2.10.7.6 Función de protección 46G secuencia de fase negativa

La protección de sobre corriente de secuencia negativa protege al generador contra toda clase de corrientes asimétricas que causan corrientes de doble frecuencias y calentamiento en el rotor.

- a. Fallas asimétricas en alta tensión.
- b. Una fase abierta en algún circuito conectado al generador.
- c. Cargas desbalanceadas monofásicas.

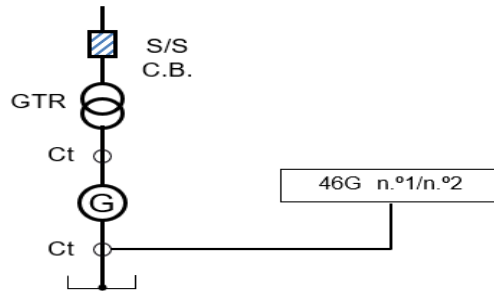
Los relevadores de sobre corriente de secuencia negativa que se emplean actualmente contienen un filtro de secuencias que, a partir de las corrientes de las tres fases, obtienen un voltaje proporcional a su componente de secuencia negativa.

Este voltaje es aplicado a un elemento de disco de inducción, o bien, de estado sólido, cuya característica de operación se asemeja a la curva de resistencia al calentamiento del rotor del

generador.

Figura 19

Esquema de conexión protección 46G



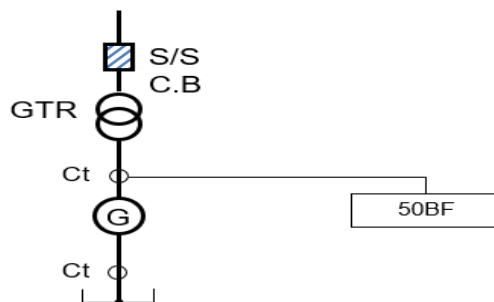
(Obtenido de Mitsubishi Electric Corporation).

2.10.7.7 Función de protección 50BFO falla del interruptor del generador

La protección contra fallas del interruptor funciona, si el interruptor del generador no se abre cuando el relé de protección funciona para disparar el interruptor. La situación de fallo del interruptor del generador es usualmente detectada por la presencia continua de corriente en una o más fases después de que el interruptor ha sido disparado por el estado del interruptor.

Figura 20

Esquema de conexión protección 50BFO



(Obtenido de Mitsubishi Electric Corporation).

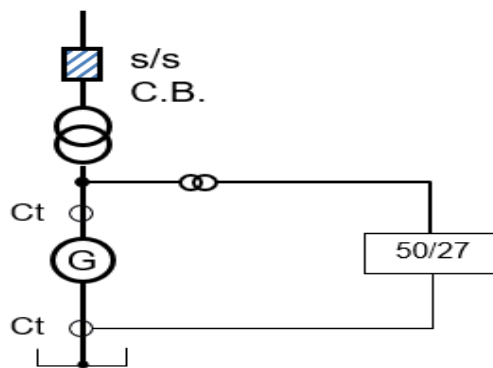
2.10.7.8 Función de protección 50/27 activación involuntaria

El relé de protección de alimentación inadvertida o accidental (50/27) es una función de sobre corriente supervisada por la tensión de los terminales del generador. Los errores de funcionamiento, las descargas eléctricas de los interruptores, los fallos en los circuitos de control o una combinación de estas causas han provocado que los generadores se energicen accidentalmente, mientras están fuera de línea.

El problema es particularmente frecuente en generadores grandes conectados a través de un interruptor de desconexión de alto voltaje a una configuración de bus en anillo o de bus con interruptor y medio. Cuando un generador es energizado accidentalmente por el sistema eléctrico, se acelera como un motor de inducción. Mientras la máquina está acelerando, las altas corrientes inducidas en el rotor pueden causar daños significativos en cuestión de segundos.

Figura 21

Esquema de conexión protección 50/27



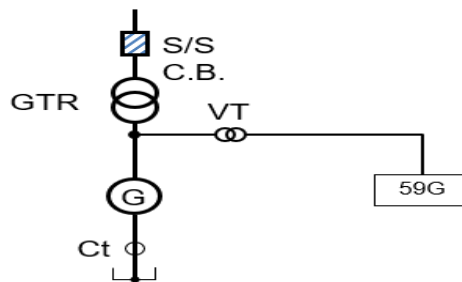
(Obtenido de Mitsubishi Electric Corporation).

2.10.7.9 Función de protección 59 sobretensión

Si la tensión del generador aumenta excesivamente, debido a un regulador defectuoso, entre otros, el núcleo puede quemarse, debido a una sobreexcitación, o se produce un fallo, a causa de un sobrecalentamiento local de la vía magnética. Por lo tanto, el relé de sobretensión se utiliza como protección de respaldo para 24 (Relé de sobreexcitación (V/Hz)).

Figura 22

Esquema de conexión protección 59G



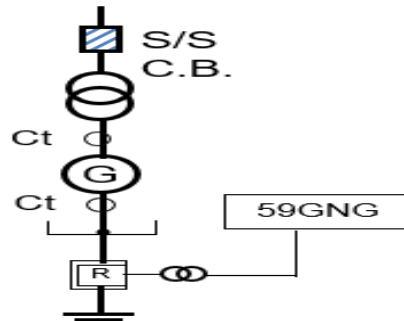
(Obtenido de Mitsubishi Electric Corporation).

2.10.7.10 Función de protección 59GNG fallo a tierra del generador

Cuando se produce un fallo a tierra en el devanado de la armadura del generador, si se deja desatendida, puede provocar un accidente de cortocircuito, debido a la tensión anormal o a los daños causados por el calentamiento del punto de tierra, lo que puede convertirse en un accidente grave. El relé de fallo a tierra del estátor del generador se utiliza como esquema de protección, con el método de transformador de distribución cargado por resistencia es un retardo de tiempo sobre el relé de voltaje.

Figura 23

Esquema de conexión protección 59GNG



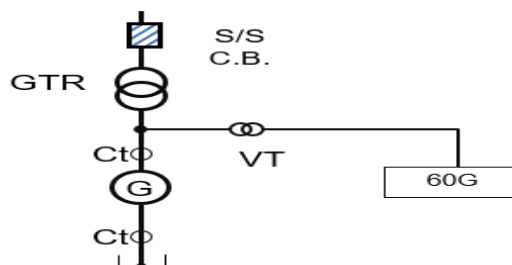
(Obtenido de Mitsubishi Electric Corporation).

2.10.7.11 Función de protección 60G pérdida de fusible VT

La pérdida de la señal del transformador de voltaje (VT) puede ocurrir debido a varias causas. La razón más común es el fallo de los fusibles. Por lo tanto, cuando se detecta una pérdida de señal VT, el disparo del relé afectado debe ser bloqueado y el regulador automático debe pasar a operación manual. El relé de equilibrio de tensión se utiliza para la protección contra fallos de la señal VT.

Figura 24

Esquema de conexión protección 60G



(Obtenido de Mitsubishi Electric Corporation).

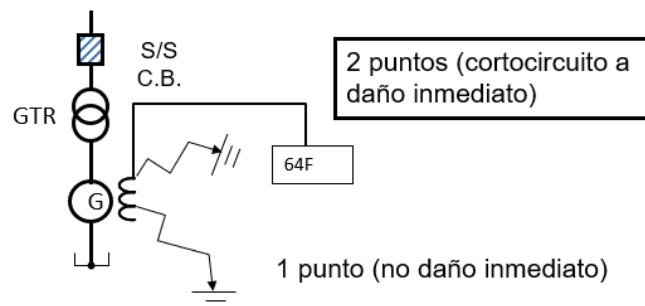
2.10.7.12 Función de protección 64G falla a tierra en el rotor

Esta protección detecta cuando se presenta una falla a tierra en cualquier punto del circuito de campo. Se emplea para dar alarma, con objeto de que la unidad sea retirada de servicio para su inspección, tan pronto como lo permitan las condiciones de carga del sistema.

La primera falla a tierra en el campo no impide seguir operando, pero debe prepararse antes de que se presente una segunda, pues ya significaría un cortocircuito, causaría vibraciones y calentamiento irregular en el rotor.

Figura 25

Esquema de conexión protección 64G



(Obtenido de Mitsubishi Electric Corporation).

2.10.7.13 Función de protección 81U/81O bajo y sobre frecuencia

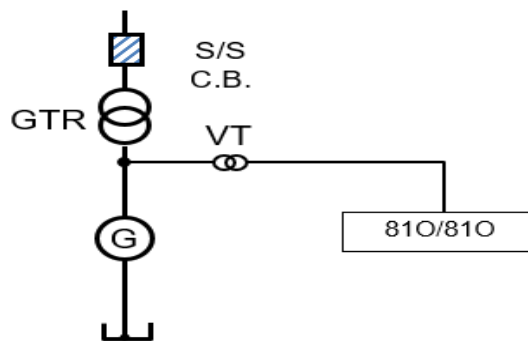
La operación del generador a frecuencias anormales (ya sea sobre o sub-frecuencia), generalmente resulta del rechazo total o parcial de la carga o de la sobrecarga del generador. El rechazo total o parcial de la carga puede ser causado por la eliminación de fallos del sistema o por la sobrecarga durante una perturbación importante del sistema.

La sobrecarga de un generador puede ser causada por una variedad de perturbaciones del sistema y/o condiciones de operación. Además, la sub-frecuencia puede ser causada por el sobrecalentamiento del cableado del generador, debido a que el generador estaba sobreexcitado.

El relé de sobre/bajo frecuencia se utiliza para la protección de la operación de frecuencia anormal.

Figura 26

Esquema de conexión protección 81U/81O



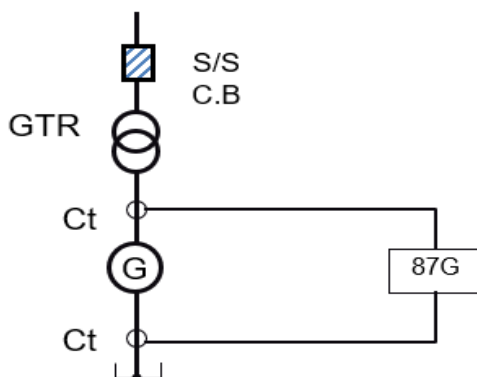
(Obtenido de Mitsubishi Electric Corporation).

2.10.7.14 Función de protección 87G diferencial de generador

El relé diferencial del generador se utiliza para la protección contra fallos de fase del devanado del estátor del generador. El relé diferencial del generador detectará fallos trifásicos, fallos de fase a fase, fallos de doble fase a tierra y algunos fallos monofásicos a tierra, dependiendo de cómo esté conectando el generador a tierra.

Figura 27

Esquema de conexión protección 87G



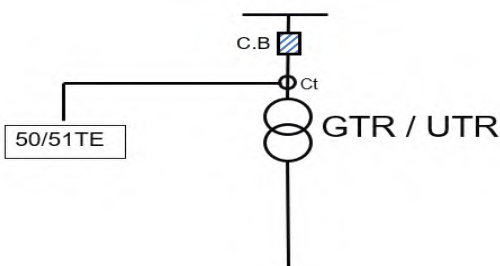
(Obtenido de Mitsubishi Electric Corporation).

2.10.7.15 Función de protección 50 / 51 T sobre corriente de transformador

Los relés de sobreintensidad se utilizan para proteger contra fallos internos del transformador y contra fallos externos. Los relés de sobreintensidad para la protección de transformadores suelen estar provistos de relés de disparo instantáneo (50). Con este relé instantáneo se consigue un funcionamiento rápido, en caso de averías internas graves.

Figura 28

Esquema de conexión protección 50/51T



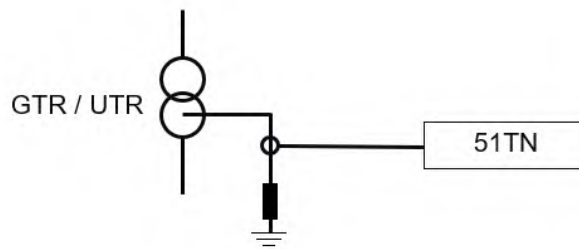
(Obtenido de Mitsubishi Electric Corporation).

2.10.7.16 Función de protección 50 / 51 TN sobre corriente neutro de transformador

Los relés de sobre corriente de neutro, por lo general, se pueden ajustar y coordinar, independientemente del relé de sobre corriente de fase, aunque la dosis de corriente de fase con fallo fluya a través de uno o más relés de fase. La razón principal de esta independencia es que los relés de tierra están ajustados de un quinto a un décimo más sensible que los relés de fase.

Figura 29

Esquema de conexión protección 50/51 TN



(Obtenido de Mitsubishi Electric Corporation).

2.10.8 Matriz de disparos genérica

El relé de protección se diseña de tal forma que debe tener bien definidos los límites entre las condiciones de falta para las cuales debe actuar y viceversa. La protección de generador debe disparar de forma distinta en función de la naturaleza de la falta. Puede variar desde la retirada completa de una central de generación de servicio, una vez se haya detectado una falta o anomalía, hasta la desconexión de los servicios auxiliares.

Para ello se dispone de la denominada matriz de disparos, la cual depende, en gran medida, de la configuración de la planta. Formada por el cuadro que se tiene que operar, por un

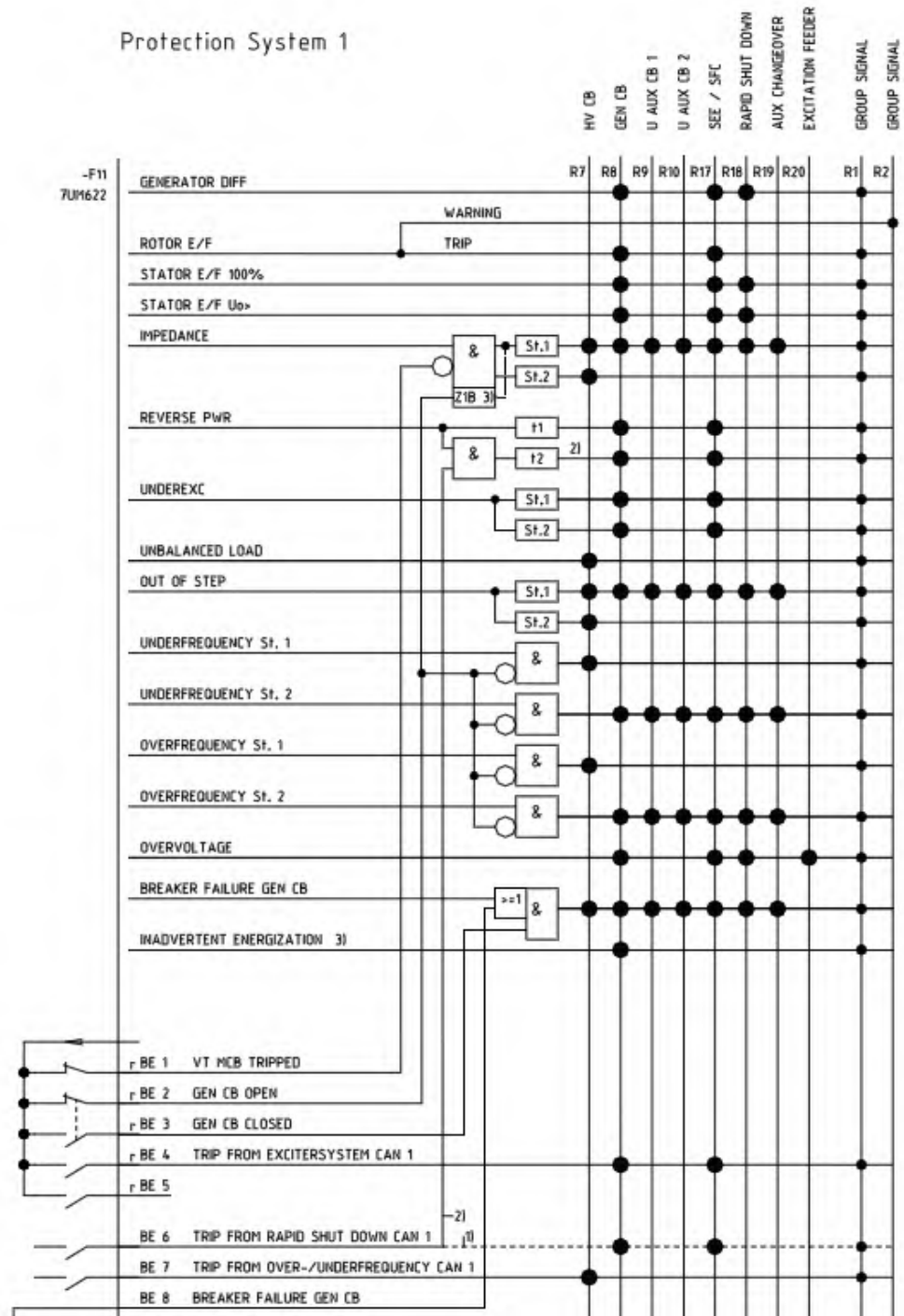
lado, y las funciones de protección por otro, de forma que se relacione cada función con el apartado sobre el que debe actuar.

La matriz de disparos depende de las recomendaciones, de la experiencia, así como de las condiciones de funcionamiento. Actualmente, se configura a través del propio software utilizado para el sistema de protección.

En ocasiones, utiliza relés auxiliares, ya que la protección no siempre dispone de todas las salidas libres de potencial necesarias. Además, se tiene la opción de configurar la secuencia de disparo individual de cada función de protección, para que sea operada directamente.

Figura 30

Matriz de disparos para un sistema de generación de alta potencia



(Recuperado de <https://e-archivo.uc3m.es/rest/api/core/bitstreams/8de30706-596e-49a6-a910-2c42d0c9b4fb/content>).

2.10.9 Esquema de pruebas protecciones eléctricas

Su objetivo primordial es conocer mediante ensayos e inyección de señales de tensión y corriente, el estado de los relés de protección. Evalúa el correcto funcionamiento de la protección, según su configuración de parámetros de ajuste, verificando, tanto los valores de umbral de operación, como los tiempos de operación; además, valida las zonas de disparo y no disparo sobre las curvas de la función protectora, con el fin de evaluar la confiabilidad y selectividad del esquema de protecciones.

Alcance típico las pruebas secundarias incluye:

- a. Correcto funcionamiento del relé, mantenimiento de sus tarjetas de microprocesador, entradas y salidas digitales.
- b. Fuente de alimentación de corriente directa (DC) y corriente alterna (AC) de tablero de protecciones.
- c. Comprobación de canales de disparo del relé de protección al relé de disparo y bloqueo.
- d. Interrogación de verificación de estado y ajustes (parametrización), funcionamiento y limpieza del históricos de fallas.

Figura 31

Equipo de prueba CMC 256-PLUS



(Obtenido de ICE).

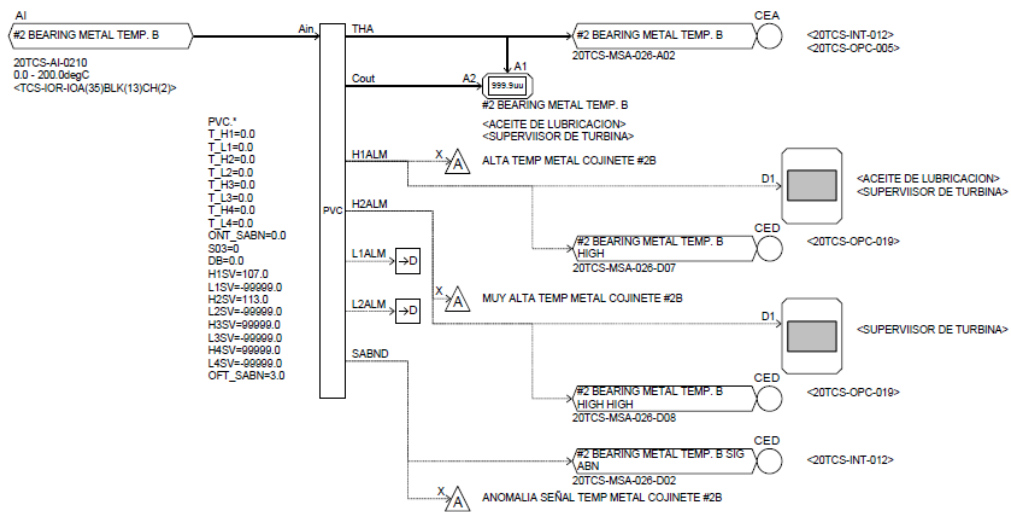
2.10.10 Señales analógicas y digitales

2.10.10.1 Señales analógicas

Son variables eléctricas que evolucionan en el tiempo en forma análoga a alguna variable física. Estas variables pueden presentarse en la forma de una corriente, una tensión o una carga eléctrica. Varían en forma continua entre un límite inferior y un límite superior. Cuando estos límites coinciden con los límites que admite un determinado dispositivo, se dice que la señal está normalizada. La ventaja de trabajar con señales normalizadas es que se aprovecha mejor la relación señal/ruido del dispositivo.

Figura 32

Señal analógica de temperatura metal cojinete N°. 2, Generador



(Obtenido de Diagrama lógico de control turbina, Mitsubishi Hitachi Power Systems).

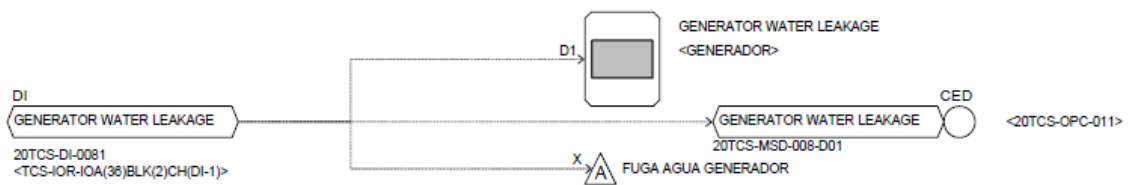
2.10.10.2 Señales digitales

Son variables eléctricas con dos niveles bien diferenciados que se alternan en el tiempo, transmitiendo información, según un código previamente acordado. Cada nivel eléctrico representa uno de dos símbolos: 0 o 1, V o F, otros. Tienen la particularidad de tener solo dos

estados y, por lo tanto, permiten representar, transmitir o almacenar información binaria. Para transmitir más información, se requiere mayor cantidad de estados, que pueden lograrse combinando varias señales en paralelo (simultáneas), cada una de las cuales transmite una información binaria.

Figura 33

Señal digital fuga agua Generador



(Obtenido de Diagrama lógico de control turbina, Mitsubishi Hitachi Power Systems).

CAPÍTULO III

3 MARCO METODOLÓGICO

3.1 Enfoque de Investigación

Se realizó una investigación mixta donde se desarrolla un conjunto de procesos sistemáticos, empíricos y críticos de investigación, e implican la recolección y el análisis de datos cuantitativos y cualitativos, así como su integración y discusión conjunta, para realizar inferencias, producto de toda la información recabada (metainferencias), y lograr un mayor entendimiento del fenómeno bajo estudio (Hernández Sampieri y Mendoza, 2008).

Los métodos de investigación mixta son la integración sistemática de los métodos cuantitativo y cualitativo en un solo estudio, con el fin de obtener una “fotografía” más completa del fenómeno. Estos pueden ser conjuntados de tal manera que las aproximaciones cuantitativa y cualitativa conserven sus estructuras y procedimientos originales (“forma pura de los métodos mixtos”). Alternativamente, estos métodos pueden ser adaptados, alterados o sintetizados para efectuar la investigación y lidiar con los costos del estudio (“forma modificada de los métodos mixtos”) (Chen, 2006; Johnson et al., 2006).

Aunque ciertamente hay una revisión inicial de la literatura, esta se complementó en las diferentes etapas de la investigación, brindando un apoyo desde el planteamiento del problema hasta la elaboración del reporte de resultados.

Los procesos del presente estudio, las muestras tomadas, la recolección de datos y el análisis de estos, se realizó simultáneamente durante el periodo de investigación, lo que concuerda con el enfoque seleccionado.

3.2 Método de la Investigación

El método del trabajo realizado es del tipo investigación-acción, ya que se intenta resolver o mejorar un problema cotidiano de prácticas de mantenimiento correctivo y resolución de fallas.

Su propósito fundamental se centra en aportar información que guíe a la toma de decisiones en el proceso de corrección de la matriz de disparos eléctricos de la Central Geotérmica.

El diseño de la investigación desarrollada implica una primera fase inicial de recolección y análisis de datos cualitativos, asociados con lógicas de control y protección de sistemas principales y auxiliares, con el propósito de generar una base de datos preliminar, que sea el punto de partida para una segunda etapa de recolección y análisis datos cuantitativos obtenidos mediante pruebas de campo; lo anterior, con el objetivo de tener una interpretación del análisis completo (holístico); metodología acorde con diseño exploratorio secuencial de los enfoques mixtos.

3.3 Fuentes de información

Para la presente investigación se tomó como fuente de información la documentación de manuales de diseño, operación y mantenimiento de fabricantes, normativa nacional e internacional referente a protecciones de Generadores AC y sistemas de adquisición de datos (SCADA).

3.4 Variables

Tabla 6

Variables analizadas de acuerdo con las fuentes de información

Variable	Concepto	Operacional	Instrumental
Señal analógica	Es una señal que varía de forma continua a lo largo del tiempo. La mayoría de las señales que representan una magnitud física (temperatura, luminosidad, humedad, entre otros), son señales analógicas. Las señales analógicas pueden tomar todos los valores posibles de un intervalo; y las digitales solo pueden tomar dos valores posibles.	1. Identificación de lazos de control cerrados de instrumentación de protección de turbogenerador y auxiliares (vibración, presión aceite, presión exhausta, nivel de aceite lubricación, temperatura cojinetes/aceite lubricación.	1. Medición de lazo de corriente 4-20 mA.

Señal digital	Es aquella que presenta una variación discontinua con el tiempo y que solo puede tomar ciertos valores discretos. Su forma característica es ampliamente conocida: la señal básica es una onda cuadrada (pulsos) y las representaciones se realizan en el dominio del tiempo.	1. Identificación de lazos de control cerrados de instrumentación de protección de turbogenerador y auxiliares (posición rotor, expansión diferencial, excentricidad, velocidad, botón emergencia, disparo TCS /TCS/ PRP /EOST, disparo de auxiliares (bomba pozo caliente, bombas refrigeración, tanque Flasheo, tanque drenaje, condensador, secador vapor.	1. Medición lazo voltaje 0-5V / 0-10V. 2. Comprobación de lazo punto a punto (0- 5V /0- 10V).
Registros de operación y mantenimiento	Documentos que registran las actividades realizadas en un activo productivo durante su ciclo de vida	1. Identificación y análisis de indicadores de desempeño del activo productivo.	1. Tasas de fallas. 2. Tiempo Medio para reparación (MTTR). 3. Disponibilidad.

Fuente: Elaboración propia.

3.5 Alcance

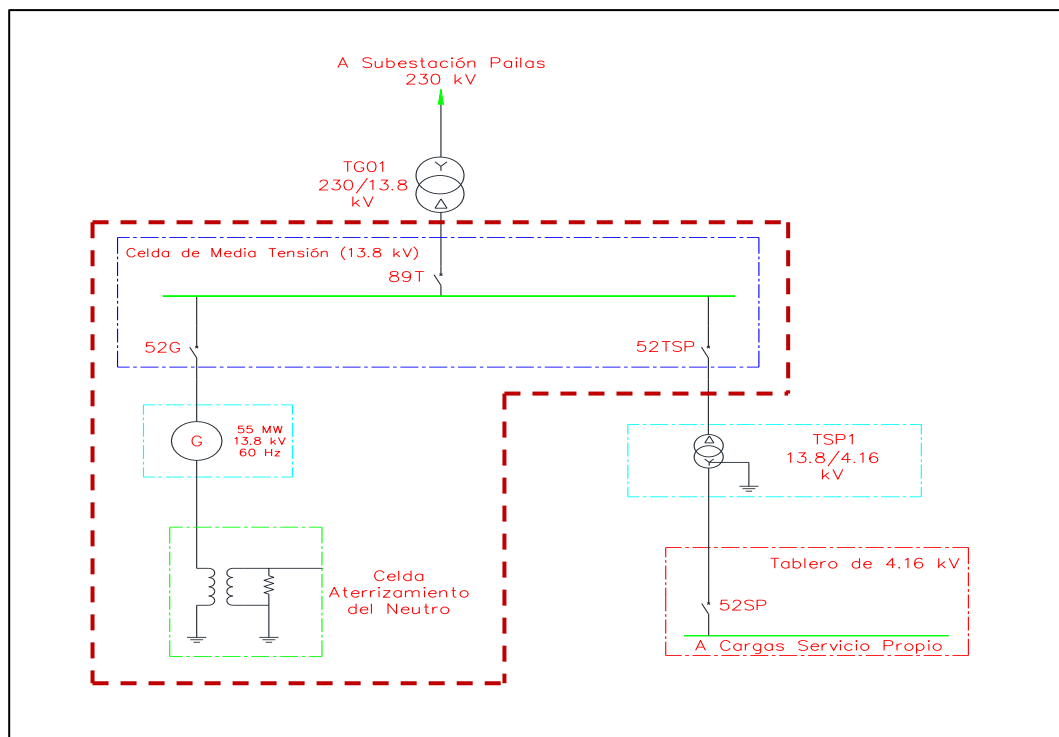
- a. Este estudio se delimita al sistema de protecciones de la Central Geotérmica Pailas II, enfocándose en el análisis de señales analógicas y digitales relacionadas con el

enclavamiento de turbina, diagrama de disparos lógicos Principal y Respaldo (Main y Back Up).

- b. No se considera la evaluación de la lógica de protección de sistemas eléctricos de alta y baja tensión (230 kV, 4,16 kV o 480 V); únicamente se basa en el análisis del esquema de protección de media tensión 13,8 kV, que se circunscribe en los equipos Turbogenerador, BUS 13,8 kV e interruptor 52TSP.

Figura 34

Delimitación de alcance investigación, Unifilar Servicio Propio PG Pailas II



Fuente: Elaboración propia.

- c. El alcance de este estudio no incluye el análisis de señales destinadas para medición o comunicación, por ejemplo, señales de medición de potencia neta o bruta, o comunicación con el despachador (DOCSE).

- d. Las pruebas de comprobación del correcto funcionamiento de la matriz de protecciones se circunscriben a los relevadores de multifunción de protección, no incluye la comprobación de los transformadores de instrumentos (corriente y potencial).

3.6 Proceso de recolección y análisis de datos

3.6.1 Recolección de datos

En la etapa inicial de la recolección de datos, se tomó la información de mantenimiento, diseño y operación de los equipos, específicamente, los documentos de diagramas de enclavamiento de turbina, diagramas lógicos de matriz de disparo eléctrica, listado de señales, documentos del entrenamiento al personal de operación y mantenimiento, como tratar de establecer los canales y comprender la lógica de funcionamiento aplicada a la protección del turbogenerador y el servicio propio de la central; de forma tal, que permitiera encausar o dirigir el esfuerzo para la determinación de la posible corrección de disparo del servicio propio, como consecuencia de la activación del esquema de protección mecánico asociado al turbogenerador.

Estos diagramas lógicos, listados y documentación asociada al proceso de capacitación del personal, brindaron el punto de partida para el desarrollo de la presente investigación, tomando como referencia el comportamiento teórico del esquema de protección de la central

geotérmica.

El periodo de recolección de datos inicia desde la entrega de documentación As Built por parte del fabricante en octubre del 2019; además, una vez iniciado el proceso de operación comercial de la central, quedó en evidencia el comportamiento inadecuado del sistema de liberación de fallas mecánicas asociadas al turbogenerador.

Posterior a la etapa inicial, y una vez determinado el alcance preliminar, o la idea base de lo que se quería corregir en la matriz de protección eléctrica, se ejecuta una serie de pruebas de campo, con el fin de comprobar los lazos de señales analógicas y digitales, según la documentación entregada, para descartar posibles errores en el conexionado.

3.6.2 Análisis de datos

Para el análisis de datos se realizó una primera etapa, que consistió en la revisión general de la información, conforme se fue adquiriendo, para establecer el valor agregado por aportar, en busca de cumplir con los objetivos específicos planteados.

Posteriormente, se desarrolló una segunda fase, que consistió en transcribir varios registros obtenidos en campo a herramientas de procesador de texto, hojas electrónicas, software de dibujo asistido. La tercera etapa y final, consistió en la organización de los datos mediante criterios de clasificación cronológicos y cumplimiento de etapas planteadas en los objetivos.

CAPÍTULO IV

4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 Configuración del sistema de turbina Central Geotérmica Pailas II

4.1.1 Tablero de control de turbina (TCS)

El panel TCS está basado en el sistema DIASYS-Netmation de Mitsubishi Hitachi Power Systems. Dentro de las funciones de control del TCS se puede mencionar:

- a. Modo de arranque de la turbina y curva de arranque.
- b. Control de velocidad de turbina.
- c. Control de carga inicial
- d. Límite de carga / Control de regulador (Control GOV/LL)
- e. Función de prueba de la válvula
- f. Control de carga (MW) / Control de presión del vapor principal.
- g. Disparo eléctrico por exceso de velocidad (EOST Main y Back Up).¹
- h. Instrucción de protección de cierre forzado del GV.
- i. Pruebas (prueba EOST / Disparo de la turbina por SV).

4.1.2 Tablero de supervisión de instrumentos (TSI)

El tablero de supervisión de instrumentos de turbina consiste en un sistema de monitorización para la velocidad de la turbina, la velocidad cero, la posición del rotor, la vibración de los cojinetes de rotor, la expansión diferencial, la excentricidad del rotor y la fase del rotor. Los cuales son recopilados desde la siguiente red de instrumentos:

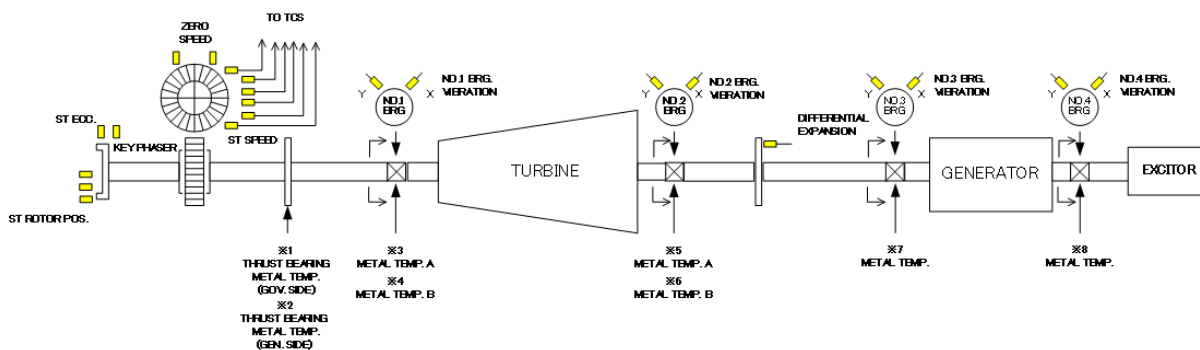
¹ Las funciones g, h e i son de protección.

- a. Vibración del rotor del rodamiento X/Y.
- b. Posición del rotor.
- c. Expansión diferencial.
- d. Excentricidad del rotor.
- e. Fase del rotor.
- f. Velocidad de la turbina (para DEH & EOST de respaldo).
- g. Velocidad de la turbina (para el EOST principal).
- h. Velocidad cero.

El TSI está instalado en el Panel de Protección de la Turbina (TPP). Este sistema tiene una interfaz con TCS a través del cableado y la interfaz con el Sistema de Análisis de Vibración del Propietario (VAS), mediante el enlace Modbus (TCP / IP).

Figura 35

Diagrama detallado de instrumentos de turbina



(Obtenido de Descripción del sistema de control turbina, Mitsubishi Hitachi Power Systems).

4.1.2.1 Ajustes (Set Point) de instrumentación Tablero Supervisor de Turbina (TSI)

a. Transmisores indicadores de presión (PIT)

Tabla 7

Señales, set point de Transmisores indicadores de presión, TSI

TRANSMISORES INDICADOR PRESIÓN						
Symbol	Nº	Tag Nº	Service	Scale Range	Set Point	Fuction of Set Point
PIT	8	20MAV20CP003	PRESIÓN ACEITE COJINETE A	0 - 6 barg	< 0.75 barg < 0.6 barg	ALARMA BAJO ALARMA BAJO BAJO, CONDICIÓN DISPARO TURBINA
PIT	9	20MAV20CP004	PRESIÓN ACEITE COJINETE B	0 - 6 barg	< 0.75 barg < 0.6 barg	ALARMA BAJO ALARMA BAJO BAJO, CONDICIÓN DISPARO TURBINA
PIT	10	20MAV20CP005	PRESIÓN ACEITE COJINETE C	0 - 6 barg	< 0.75 barg < 0.6 barg	ALARMA BAJO ALARMA BAJO BAJO, CONDICIÓN DISPARO TURBINA
PIT	15	20MAX30CP001	PRESIÓN ACEITE DE AUTOPARADA DE TURBINA A	0 - 15 barg	< 0.3 barg > 0.6 barg	CONDICIÓN DISPARO TURBINA, INDICACIÓN DISPARO TURBINA RESETEO DE INDICACIÓN DISPARO TURBINA
PIT	16	20MAX30CP002	PRESIÓN ACEITE DE AUTOPARADA DE TURBINA B	0 - 15 barg	< 0.3 barg > 0.6 barg	CONDICIÓN DISPARO TURBINA, INDICACIÓN DISPARO TURBINA RESETEO DE INDICACIÓN DISPARO TURBINA
PIT	17	20MAX30CP003	PRESIÓN ACEITE DE AUTOPARADA DE TURBINA C	0 - 15 barg	< 0.3 barg > 0.6 barg	CONDICIÓN DISPARO TURBINA, INDICACIÓN DISPARO TURBINA RESETEO DE INDICACIÓN DISPARO TURBINA
PIT	127	20MAC10CP002	PRESION DE ESCAPE TURBINA A (VACÍO)	* -1 - 0 barg	> -0.654 barg > -0.767 barg	ALARMA BAJO BAJO, CONDICION DISPARO TURBINA ALARMA BAJO
PIT	128	20MAC10CP003	PRESION DE ESCAPE TURBINA B (VACÍO)	* -1 - 0 barg	> -0.654 barg > -0.767 barg	ALARMA BAJO BAJO, CONDICION DISPARO TURBINA ALARMA BAJO
PIT	129	20MAC10CP004	PRESION DE ESCAPE TURBINA C (VACÍO)	* -1 - 0 barg	> -0.654 barg > -0.767 barg	ALARMA BAJO BAJO, CONDICION DISPARO TURBINA ALARMA BAJO

Fuente: Elaboración propia.

b. Transmisores de nivel (LT)

Tabla 8

Señales y Set Point, Transmisores de nivel, TSI

TRANSMISORES DE NIVEL						
Symbol	Nº	Tag Nº	Service	Scale Range	Set Point	Fuction of Set Point
LT	1	20MAV01CLO01	NIVEL TANQUE ACEITE PRINCIPAL	*-300 - +600 mm	> NL +100 mm < NL -100 mm < NL -200 mm	ALARMA ALTO NIVEL ALARMA BAJO NIVEL CONDICIÓN DISPARO TURBINA

Fuente: Elaboración propia.

c. Termopares (TE)

Tabla 9

Señales y Set Point, Termopares, TSI

TERMOPARES						
Symbol	N°	Tag N°	Service	Scale Range	Set Point	Fuction of Set Point
TE	5	20MAD01CT101	TEMPERATURA METAL COJINETE EMPUJE (LADO GOV)	0 - 200 DegC	> 99 degC > 100 degC	ALARMA ALTO CONDICIÓN DISPARO TURBINA
TE	7	20MAD01CT102	TEMPERATURA METAL COJINETE EMPUJE (LADO GEN)	0 - 200 DegC	> 99 degC > 100 degC	ALARMA ALTO CONDICIÓN DISPARO TURBINA
TE	9	20MAD02CT101	TEMPERATURA METAL COJINETE # 1 A	0 - 200 DegC	> 107 degC > 113 degC	ALARMA ALTO CONDICIÓN DISPARO TURBINA
TE	10	20MAD02CT102	TEMPERATURA METAL COJINETE # 1 B	0 - 200 DegC	> 107 degC > 113 degC	ALARMA ALTO CONDICIÓN DISPARO TURBINA
TE	11	20MAD03CT101	TEMPERATURA METAL COJINETE # 2 A	0 - 200 DegC	> 107 degC > 113 degC	ALARMA ALTO CONDICIÓN DISPARO TURBINA
TE	12	20MAD03CT102	TEMPERATURA METAL COJINETE # 2 B	0 - 200 DegC	> 107 degC > 113 degC	ALARMA ALTO CONDICIÓN DISPARO TURBINA

Fuente: Elaboración propia.

d. Sensores de vibración (VE)

Tabla 10

Señales y Set Point, Sensores de vibración, TSI

SENSOR VIBRACIÓN (PICK UP)						
Symbol	N°	Tag N°	Service	Scale Range	Set Point	Fuction of Set Point
VE	1X	20MAD02CY001	VIBRACIÓN (X) DE COJINETE # 1	0 - 400 µm	> 125 µm > 250 µm	ALARMA ALTO ALARMA ALTO ALTO, CONDICIÓN DISPARO TURBINA
VE	1Y	20MAD02CY002	VIBRACIÓN (Y) DE COJINETE # 1	0 - 400 µm	> 125 µm > 250 µm	ALARMA ALTO ALARMA ALTO ALTO, CONDICIÓN DISPARO TURBINA
VE	2X	20MAD03CY001	VIBRACIÓN (X) DE COJINETE # 2	0 - 400 µm	> 125 µm > 250 µm	ALARMA ALTO ALARMA ALTO ALTO, CONDICIÓN DISPARO TURBINA
VE	2Y	20MAD03CY002	VIBRACIÓN (Y) DE COJINETE # 2	0 - 400 µm	> 125 µm > 250 µm	ALARMA ALTO ALARMA ALTO ALTO, CONDICIÓN DISPARO TURBINA
VE	3X	20MAD04CY001	VIBRACIÓN (X) DE COJINETE # 3	0 - 400 µm	> 125 µm > 250 µm	ALARMA ALTO ALARMA ALTO ALTO, CONDICIÓN DISPARO TURBINA
VE	3Y	20MAD04CY002	VIBRACIÓN (Y) DE COJINETE # 3	0 - 400 µm	> 125 µm > 250 µm	ALARMA ALTO ALARMA ALTO ALTO, CONDICIÓN DISPARO TURBINA
VE	4X	20MAD05CY001	VIBRACIÓN (X) DE COJINETE # 4	0 - 400 µm	> 125 µm > 250 µm	ALARMA ALTO ALARMA ALTO ALTO, CONDICIÓN DISPARO TURBINA
VE	4Y	20MAD05CY002	VIBRACIÓN (Y) DE COJINETE # 4	0 - 400 µm	> 125 µm > 250 µm	ALARMA ALTO ALARMA ALTO ALTO, CONDICIÓN DISPARO TURBINA

Fuente: Elaboración propia.

e. Desplazamiento Axial (ZE)

Tabla 11

Señales y Set Point, Sensores desplazamiento Axial, TSI

DESPLAZAMIENTO AXIAL (PICK UP)						
Symbol	N°	Tag N°	Service	Scale Range	Set Point	Fuction of Set Point
ZE	1	20MAC10CY001	POSICIÓN DEL ROTOR A	* -1.5 mm - +1.5 mm	> 0.15mm, < -0.55 mm > 0.3mm, < -0.7 mm	ALARMA ALTO ALARMA ALTO ALTO, CONDICIÓN DISPARO TURBINA
ZE	2	20MAC10CY002	POSICIÓN DEL ROTOR B	* -1.5 mm - +1.5 mm	> 0.15mm, < -0.55 mm > 0.3mm, < -0.7 mm	ALARMA ALTO ALARMA ALTO ALTO, CONDICIÓN DISPARO TURBINA
ZE	4	20MAC10CY003	POSICIÓN DEL ROTOR C	* -1.5 mm - +1.5 mm	> 0.15mm, < -0.55 mm > 0.3mm, < -0.7 mm	ALARMA ALTO ALARMA ALTO ALTO, CONDICIÓN DISPARO TURBINA

Fuente: Elaboración propia.

f. Sensores de velocidad (VE)

Tabla 12

Señales y Set Point, Sensores de velocidad, TSI

SENSOR VELOCIDAD (PICK UP)						
Symbol	N°	Tag N°	Service	Scale Range	Set Point	Fuction of Set Point
SE	3	20MAD02CY001	VELOCIDAD TURBINA EOST (BACK UP) A	0 - 4500rpm	> 111% (3996rpm)	BACK UP ELECTRIC OVER SPEED TURBINE (EOST)
SE	4	20MAD02CY002	VELOCIDAD TURBINA EOST (BACK UP) B	0 - 4500rpm	> 111% (3996rpm)	BACK UP ELECTRIC OVER SPEED TURBINE (EOST)
SE	5	20MAD03CY001	VELOCIDAD TURBINA EOST (BACK UP) C	0 - 4500rpm	> 111% (3996rpm)	BACK UP ELECTRIC OVER SPEED TURBINE (EOST)
SE	6	20MAD03CY002	VELOCIDAD TURBINA EOST (PRINCIPAL) A	0 - 4500rpm	> 110% (3990rpm)	PRINCIPAL ELECTRIC OVER SPEED TURBINE (EOST)
SE	7	20MAD04CY001	VELOCIDAD TURBINA EOST (PRINCIPAL) B	0 - 4500rpm	> 110% (3990rpm)	PRINCIPAL ELECTRIC OVER SPEED TURBINE (EOST)
SE	8	20MAD04CY002	VELOCIDAD TURBINA EOST (PRINCIPAL) C	0 - 4500rpm	> 110% (3990rpm)	PRINCIPAL ELECTRIC OVER SPEED TURBINE (EOST)

Fuente: Elaboración propia.

4.1.3 Panel de protección de la turbina (TPP)

Consiste en un circuito de relé con alimentación eléctrica permanente para la lógica de enclavamiento de la turbina y el sistema de supervisión para instrumentos de supervisión de la turbina (TSI). Ante un disparo de emergencia de la turbina, se cerrará instantáneamente las

Válvulas de Paro Principal (MSV) y las Válvulas Gobernadoras (GV).

4.1.4 Enclavamiento de turbina

Todas las señales relacionadas con las condiciones de disparo de la turbina están conectadas al circuito de relé cableado en el Panel de Protección de la Turbina (TPP). Cuando se establece cualquiera de las condiciones de disparo de la turbina, el circuito de relé cableado desenergizará las válvulas solenoides de disparo (acción abierta), por lo que se drena el aceite de parada automática lo que provoca una caída de la presión de aceite de parada automática. Se considera dispara cuando la presión es inferior a 3 bar manométricos.

4.1.5 Condiciones de disparo

Tabla 13

Comando de disparos de Turbina PG Pailas II

CONDICIONES DE DISPARO TURBINA			
1	Vibración alta en cojinetes del rotor (4 c/u).	12	Alta-alta temperatura devanado estátor generador.
2	Posición anormal del rotor de turbina.	13	Bajo-bajo nivel tanque aceite lubricación.
3	Solicitud disparo de turbina desde PRP.	14	Bombas de aceite principal de aceite detenidas.
4	Fallo del TCS.	15	Fallo del PCS.
5	Presión baja del aceite de parada automática.	16	Bombas de pozo caliente detenidas.
6	Botón pulsador disparo emergencia activado.	17	Bombas agua refrigeración detenidas.
7	Comando paro normal de turbina desde TCS.	18	Alto-alto nivel agua tanque drenaje y Flash.
8	Bajo-bajo presión de escape turbina (vacío).	19	Alto-alto nivel agua secador vapor.
9	Bajo-bajo presión aceite lubricante de turbina.	20	Alto nivel de agua en condensador.
10	Alta temperatura aceite del cojinete de empuje.	21	EOST principal / respaldo activado o detección anormal.
11	Alta temperatura metal de cojinete.		

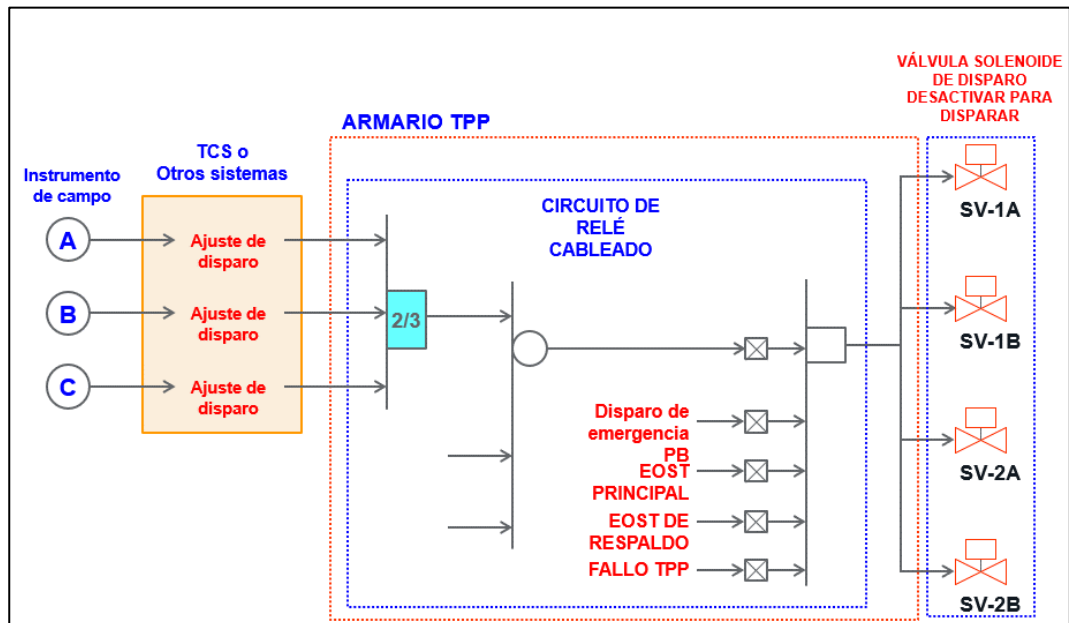
(Obtenido de Mitsubishi Electric Corporation).

4.1.5.1 Condiciones de disparo con lógica 2/3

Se cuenta con tres instrumentos individuales y para que se produzca el disparo, el comando debe llegar por al menos dos canales. Esta condición es asociada a las condiciones: 5, 8, 9, 18, 19 y 20.

Figura 36

Condición de disparo con señal triplicada, lógica 2 de 3



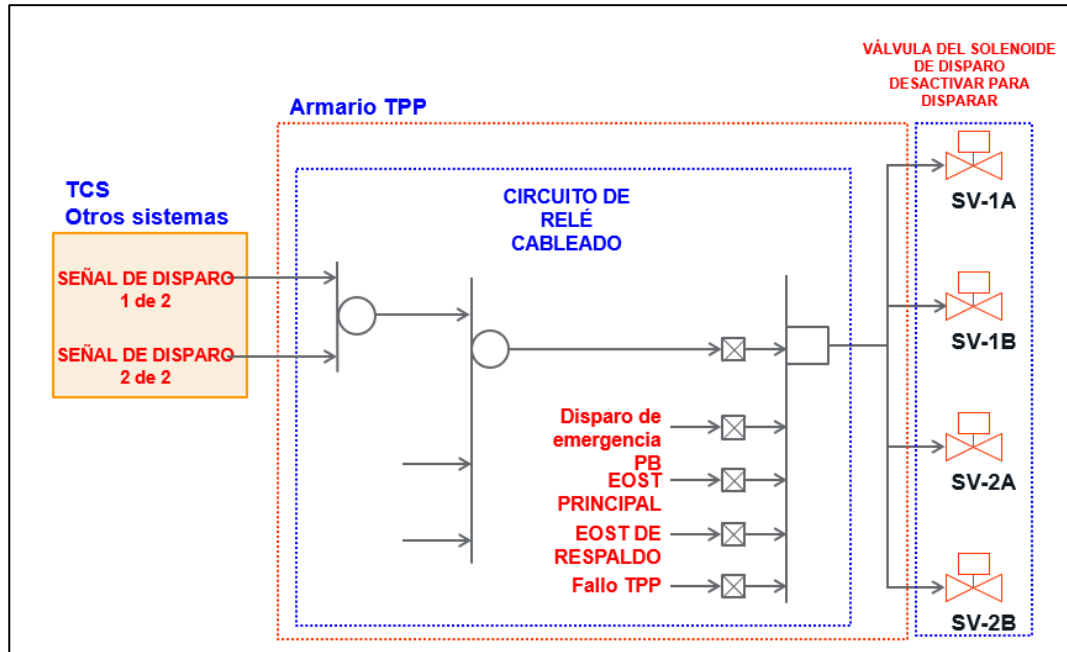
(Obtenido de Mitsubishi Electric Corporation).

4.1.5.2 Condiciones de disparo con lógica señal duplicada

Son señales provenientes desde el TCS u otros sistemas, cuando se recibe el comando de disparo alguna de las señales, se ejecutará la acción de disparo. Esta condición es asociada a las condiciones: 2, 3, 4, 7, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16 y 17.

Figura 37

Condición de disparo por lógica señal duplicada



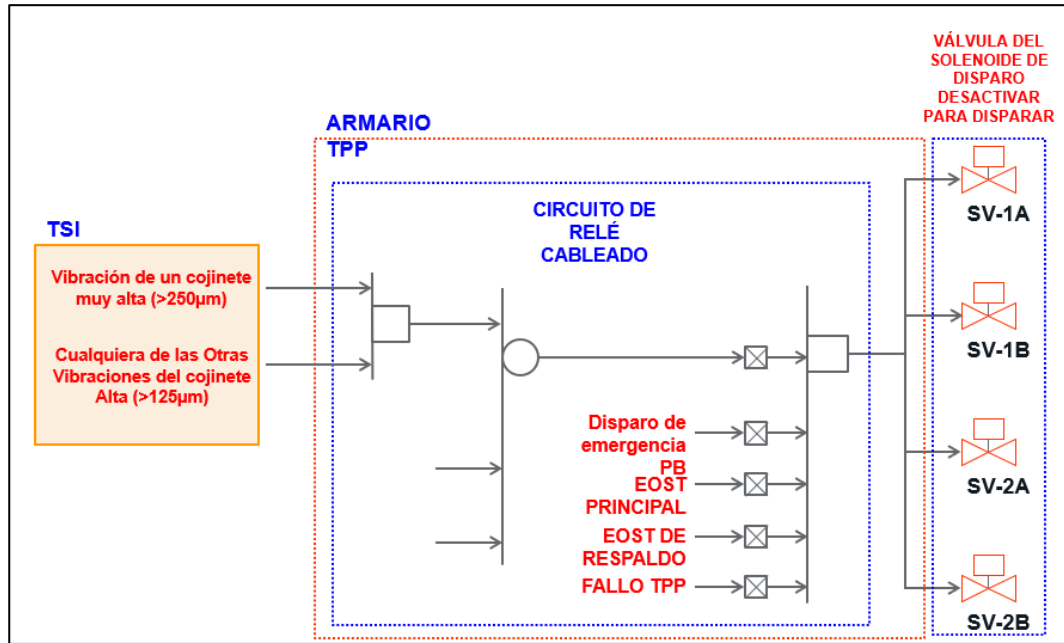
(Obtenido de Mitsubishi Electric Corporation).

4.1.5.3 Condiciones de disparo asociado a vibración en cojinetes

Son señales provenientes desde transductores de vibración ubicados en posiciones X y Y de los cuatro cojinetes. Cuando se presente la alarma de muy alta vibración en algún cojinete (>250 μm), deberá existir la alarma de otro sensor para que se produzca el disparo. Ejemplo: Cuando se detecta una vibración muy alta del cojinete N.º 1 y se detecta una vibración alta en el cojinete N.º 3, se ejecutará la acción de **disparo de turbina**.

Figura 38

Condición de disparo por vibración en cojinetes



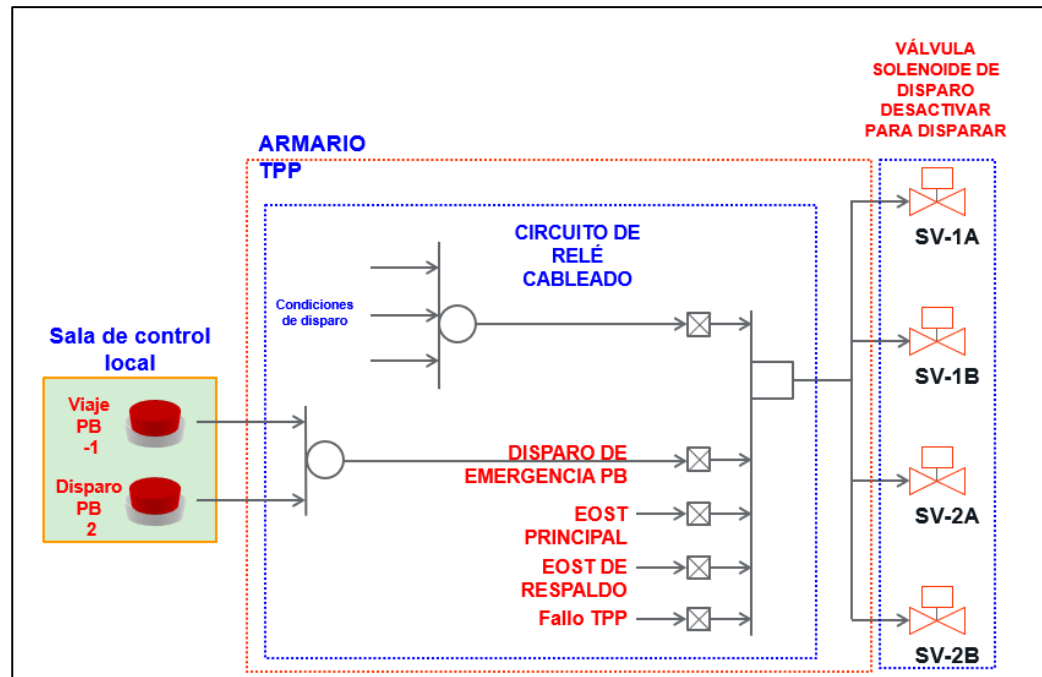
(Obtenido de Mitsubishi Electric Corporation).

4.1.5.4 Condiciones de disparo asociado a botones de emergencia (push botón)

Son señales provenientes desde dos botones de emergencia ubicados en sala de control, en caso de que el Operador considere necesario disparar la turbina por alguna razón de emergencia, cualquiera de los dos botones puede ser oprimido y se ejecutará el disparo de la turbina.

Figura 39

Condición de disparo por botones de emergencia



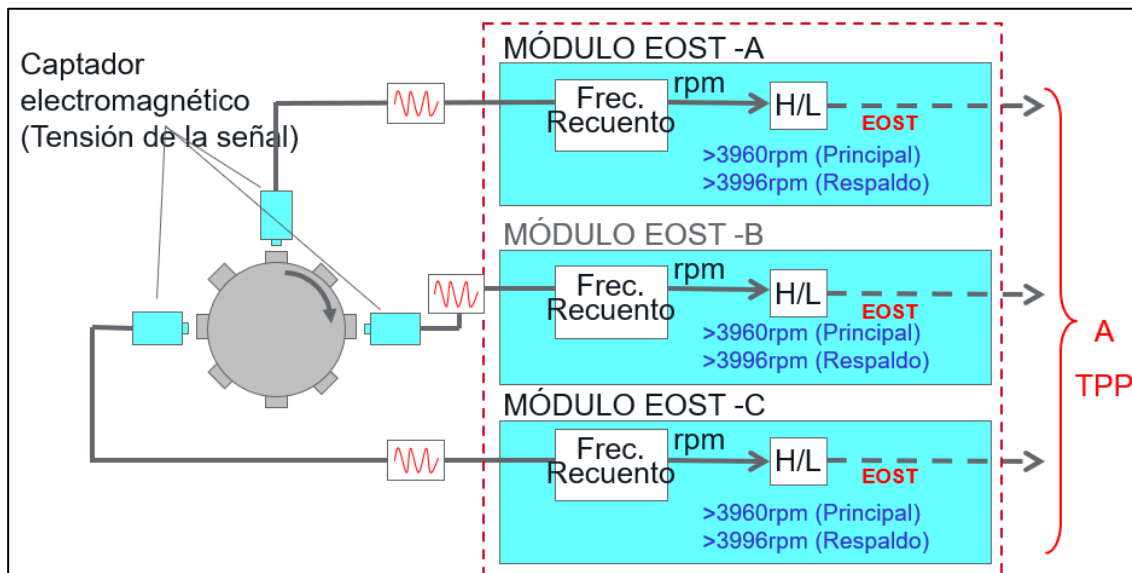
(Obtenido de Mitsubishi Electric Corporation).

4.1.5.5 Condiciones asociadas al disparo por Exceso de Velocidad Eléctrico (EOST)

El módulo de Disparo por Sobre velocidad Eléctrico de Turbina (EOST) convierte la tensión del captador electromagnético de velocidad a una señal de revoluciones por minuto (rpm). En caso de presentarse un evento anormal, la señal de sobre velocidad EOST es enviada al circuito de enclavamiento del TPP para activación del disparo de turbina. Cuenta con triple redundancia.

Figura 40

Esquema funcionamiento Módulo de Protección EOST



(Obtenido de Mitsubishi Electric Corporation).

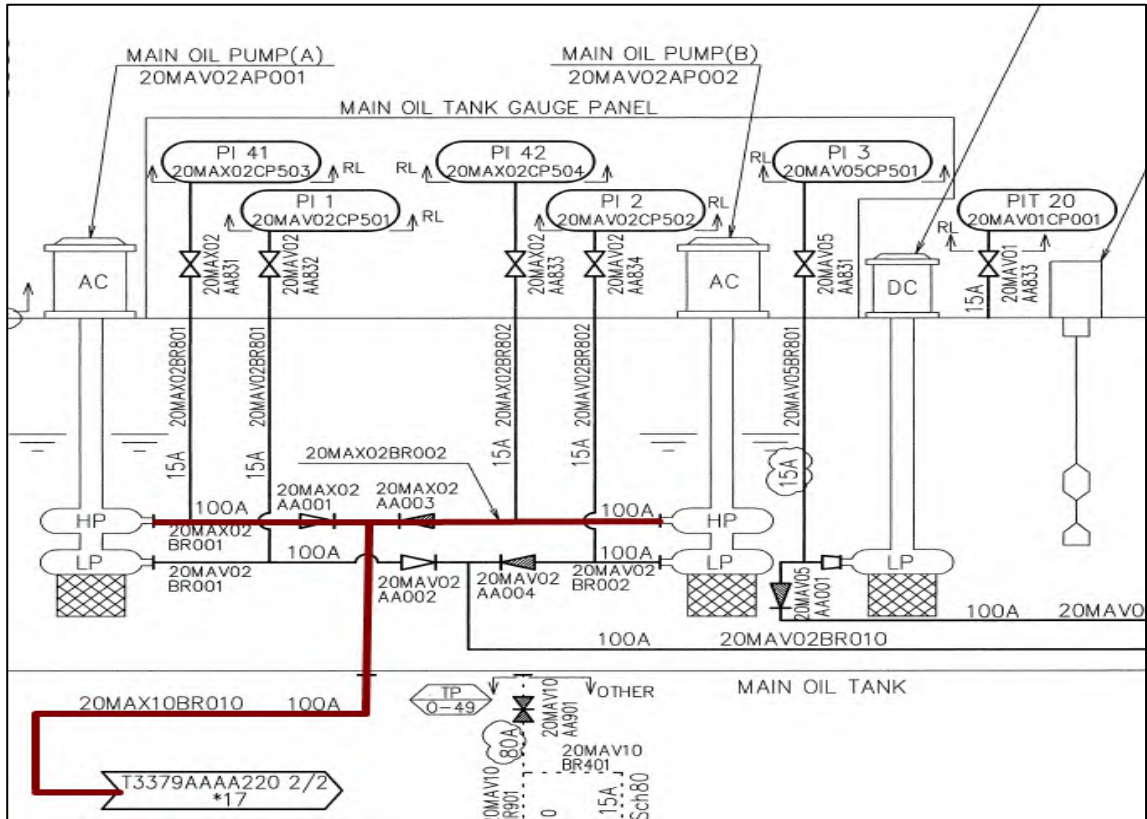
4.1.6 Sistema de aceite de Control y Paro Emergencia Turbina

Su función es proporcionar aceite a alta presión para el control de velocidad y/o carga del turbogenerador, por medio de operación del servomotor de las válvulas gobernadores de admisión (GV). Además, es el responsable de asegurar el disparo seguro de la turbina, en caso de emergencia.

El aceite de alta presión (HP =23,5 barg) es suministrado por las bombas de aceite principales. Parte del aceite de alta presión se suministrará directamente al servomotor de las Válvulas Principales de Paro (MSV) y las Válvulas Gobernadoras (GV).

Figura 41

Diagrama tubería aceite Control y Lubricación, Tanque y bombas principales

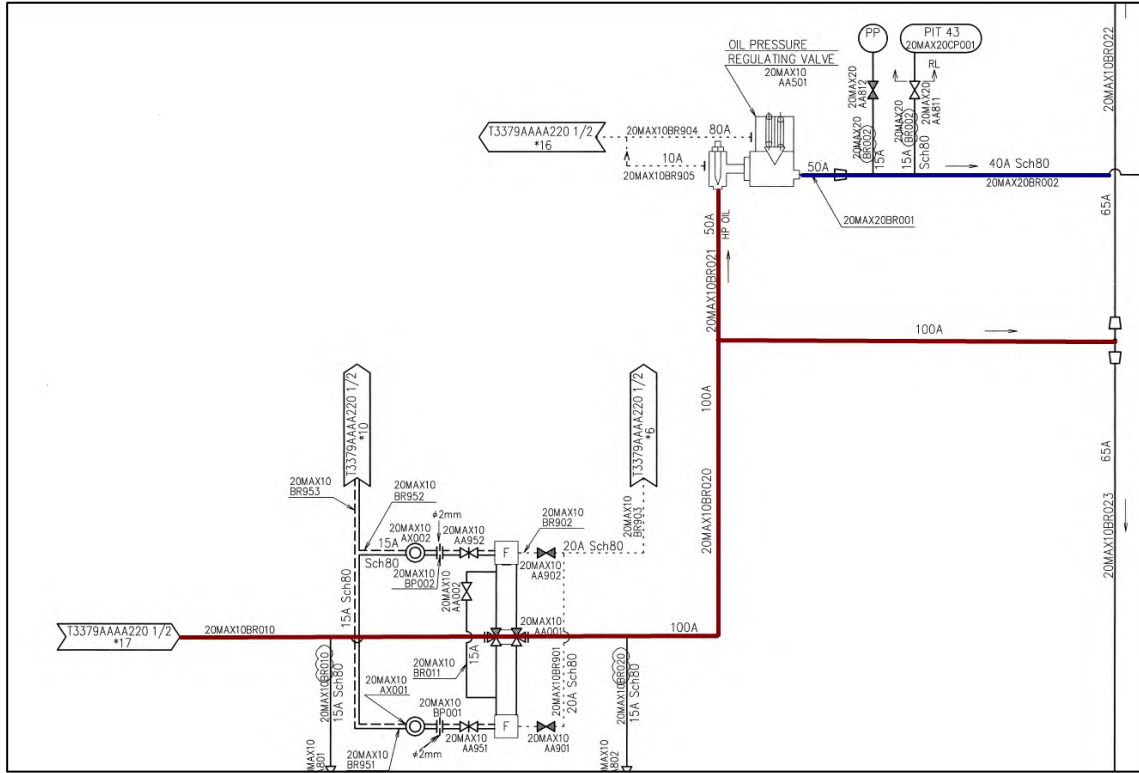


(Obtenido de Diagrama de tuberías de aceite, Mitsubishi Hitachi Power Systems).

Por otra parte, se suministrará una cantidad de aceite de alta presión hacia la válvula reguladora de presión para proporcionar aceite de control (10 barg) al Sistema de Electrohidráulico (EH) de Control, incluido el servomotor GV, los convertidores electrohidráulicos (GV EH) y el sistema de aceite de parada automática.

Figura 42

Válvula reguladora de presión, circuito de alta presión y aceite de control

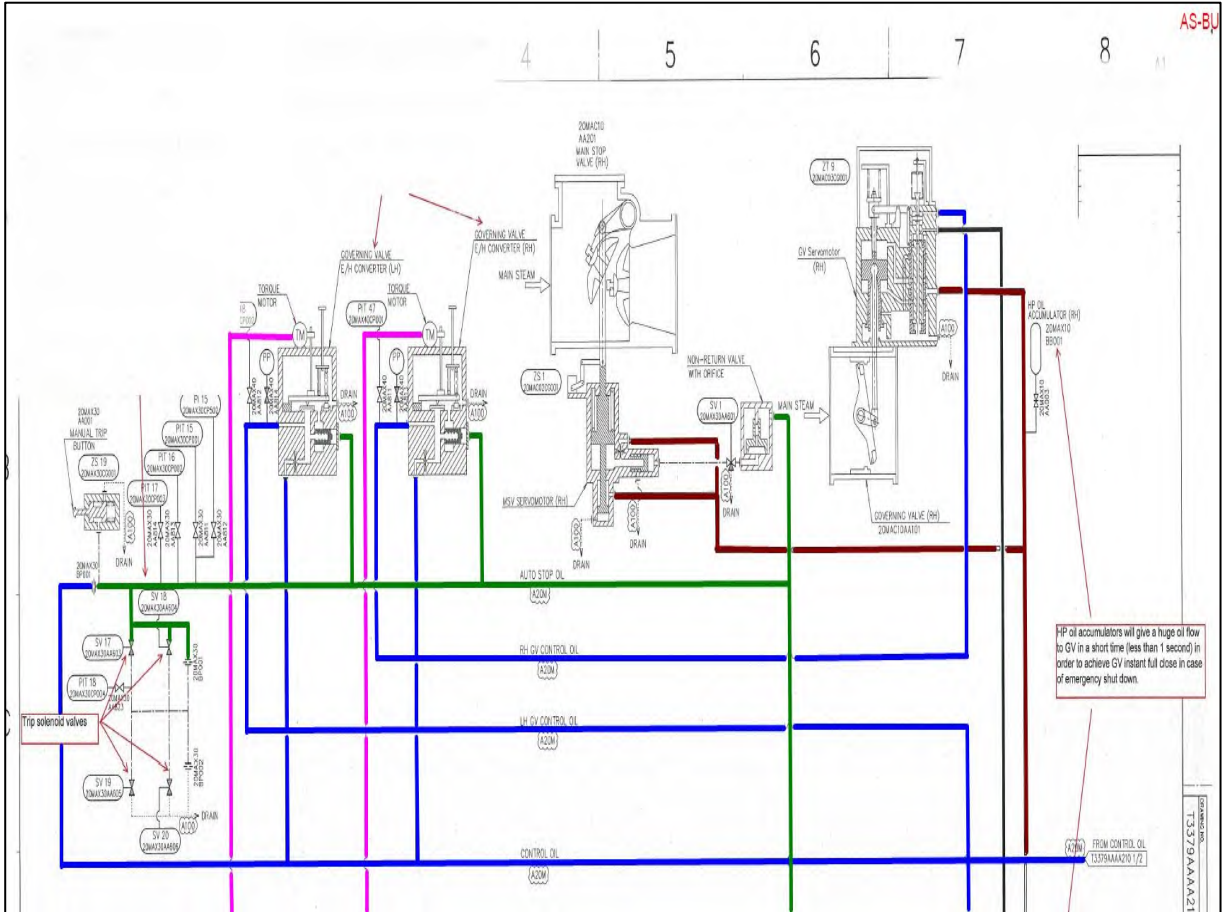


(Obtenido de Diagrama de tuberías de aceite, Mitsubishi Hitachi Power Systems).

La válvula reguladora de presión de aceite siempre estabilizará la presión del aceite de control, incluso si la presión del aceite fluctúa. Debido a que la fluctuación de la presión del aceite de control puede causar fluctuaciones en la posición de las válvulas GV y, eventualmente, puede causar un control inestable de la turbina de vapor.

Figura 43

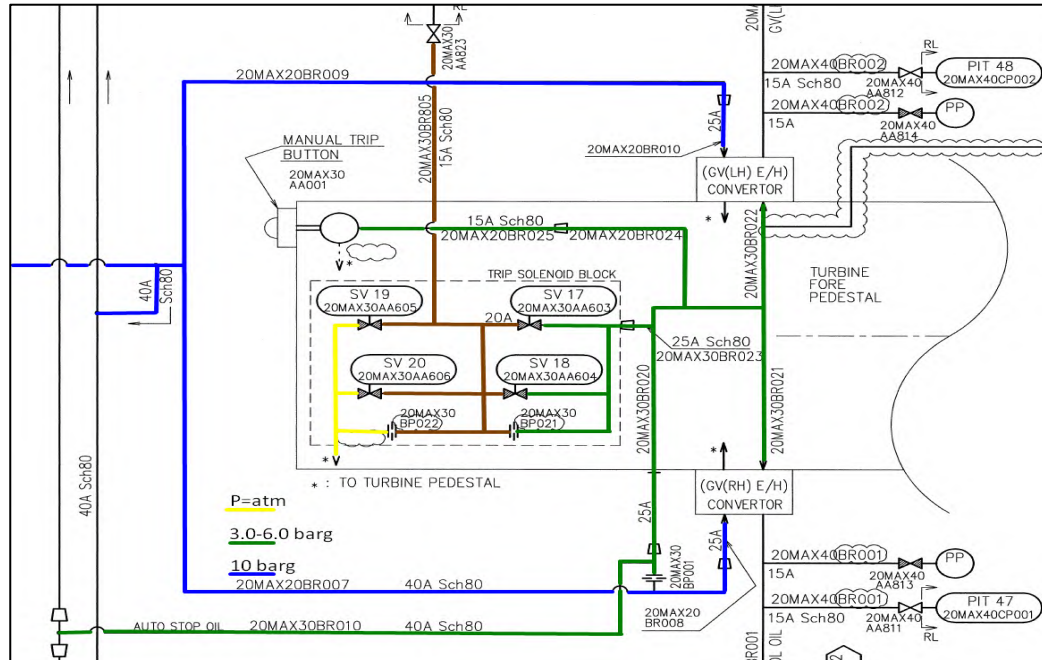
Circuito aceite de control y alta presión, Válvulas Gobernadoras y Paro Principal Emergencia



(Obtenido de Diagrama de tuberías de aceite, Mitsubishi Hitachi Power Systems).

Figura 44

Bloque válvulas solenoides de aceite parada automática



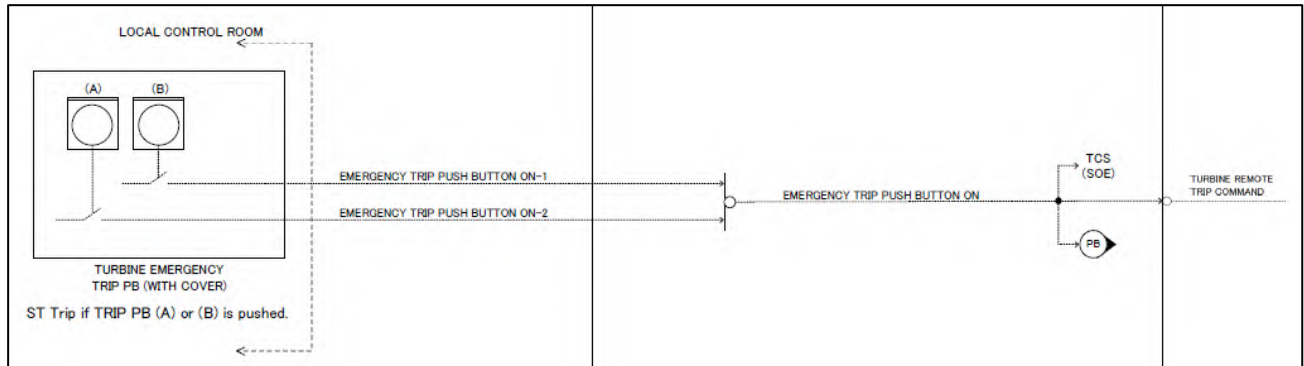
(Obtenido de Diagrama de tuberías de aceite, Mitsubishi Hitachi Power Systems).

4.1.6.1 Lazo de control para condición de disparo en la lógica de control del TPP: Condición de disparo N.º6

A continuación, se realiza el seguimiento del lazo de control para la condición de activación de cualquier botón de Paro de Emergencia (Push Boton); la cual es parte del sistema de protección propia de turbogenerador.

Figura 45

Diagrama enclavamiento turbina, activación por Botón de Emergencia

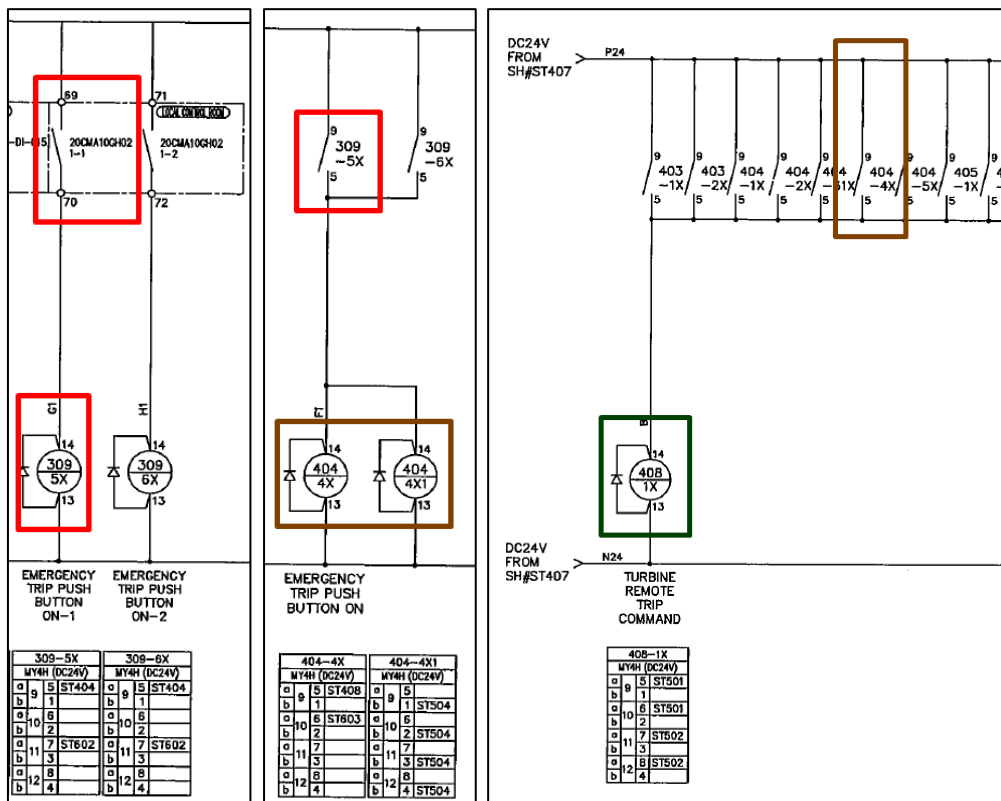


(Obtenido de Mitsubishi Hitachi Power Systems).

Entrada digital (DI) al Circuito de protección del TPP: Desde el instrumento (20CMA10GH02) se cierra el contacto seco que envía la señal hasta el TPP y esta es gestionada por los relés 309-5X o 309-6X, estos, a su vez, canalizan por medios de contactos auxiliares, el requerimiento hacia el circuito de control y las interfaces de alarmas (TCS y SOE).

Figura 46

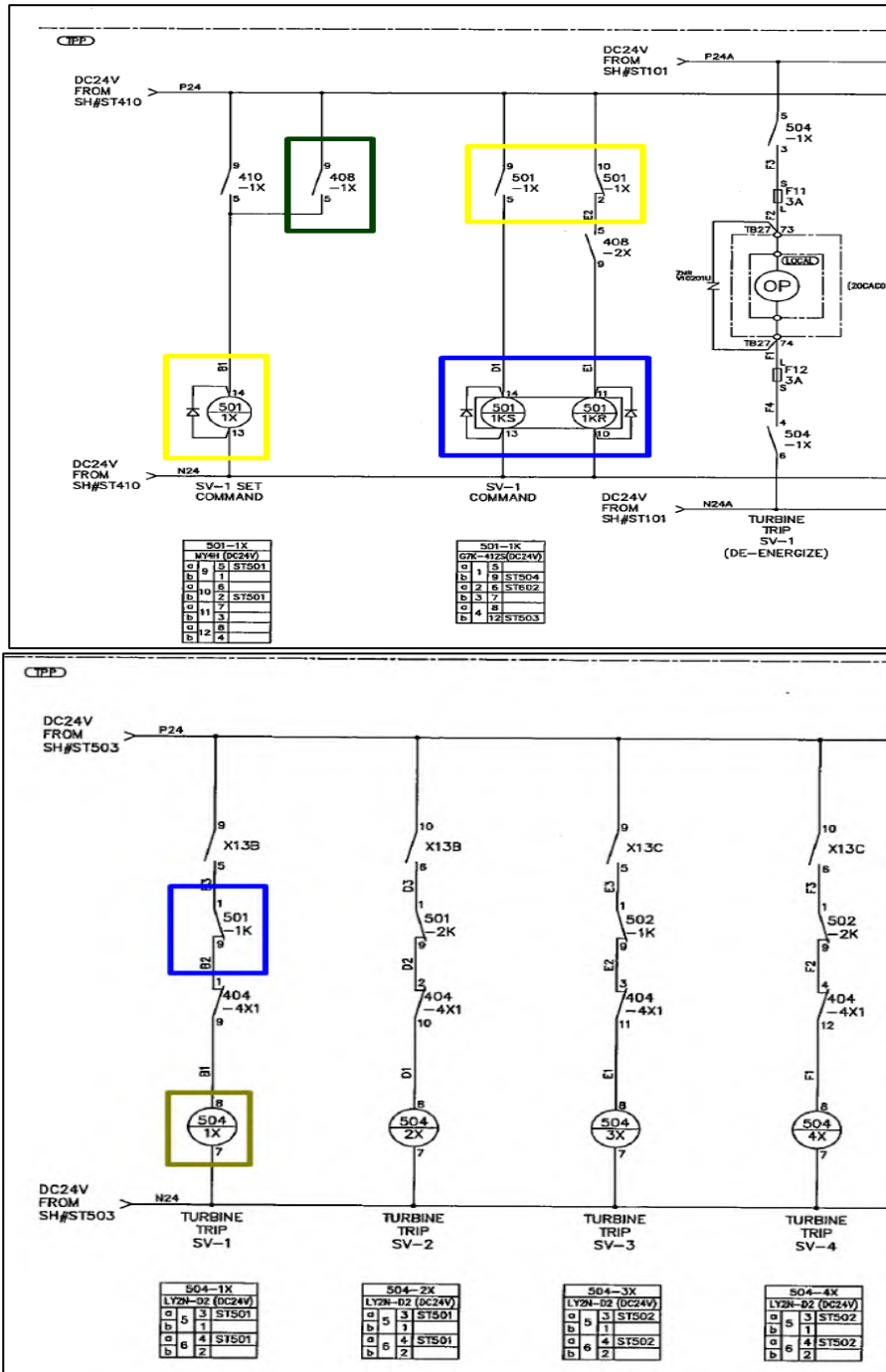
Lazo control Botón Emergencia Relé 404-4X, Circuito Control TPP N° 1



(Obtenido de Mitsubishi Hitachi Power Systems).

Figura 47

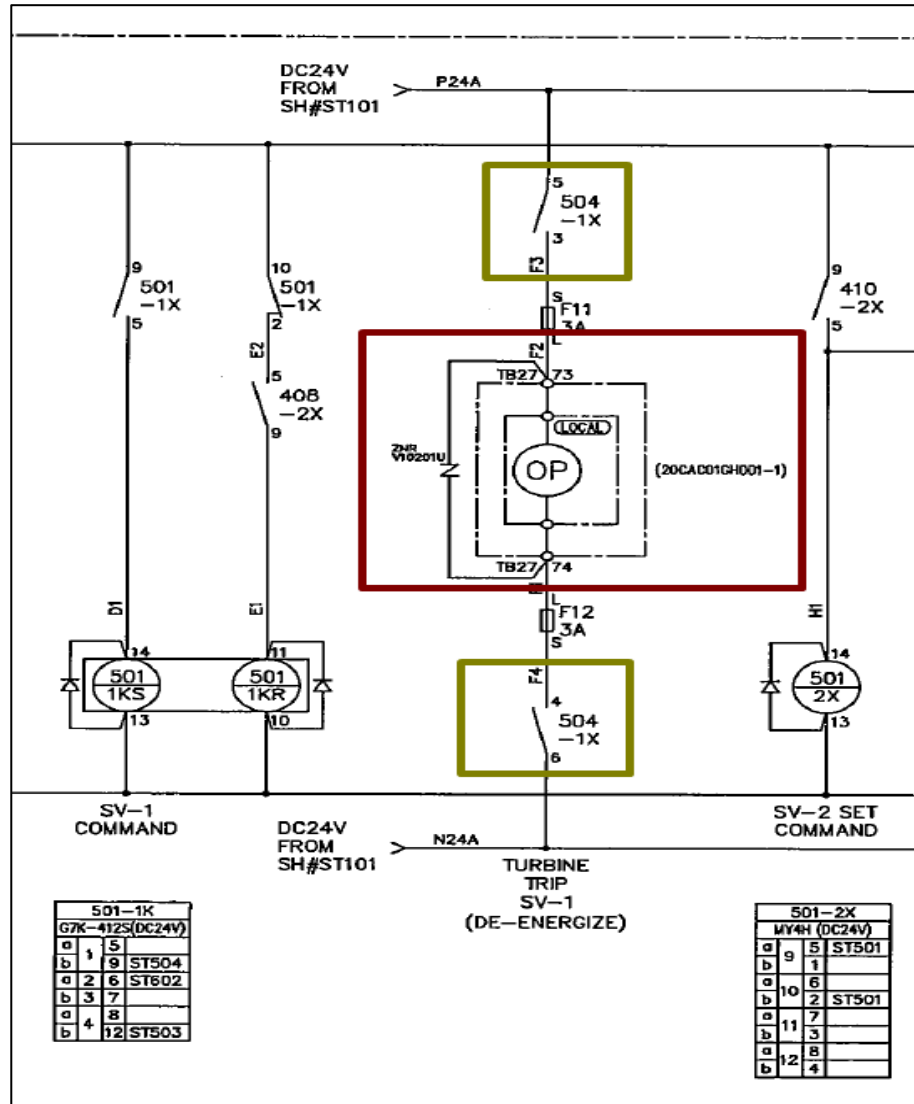
Lazo control Botón Emergencia Relé 404-4X, Circuito Control TPP N° 2



(Obtenido de Mitsubishi Hitachi Power Systems).

Figura 48

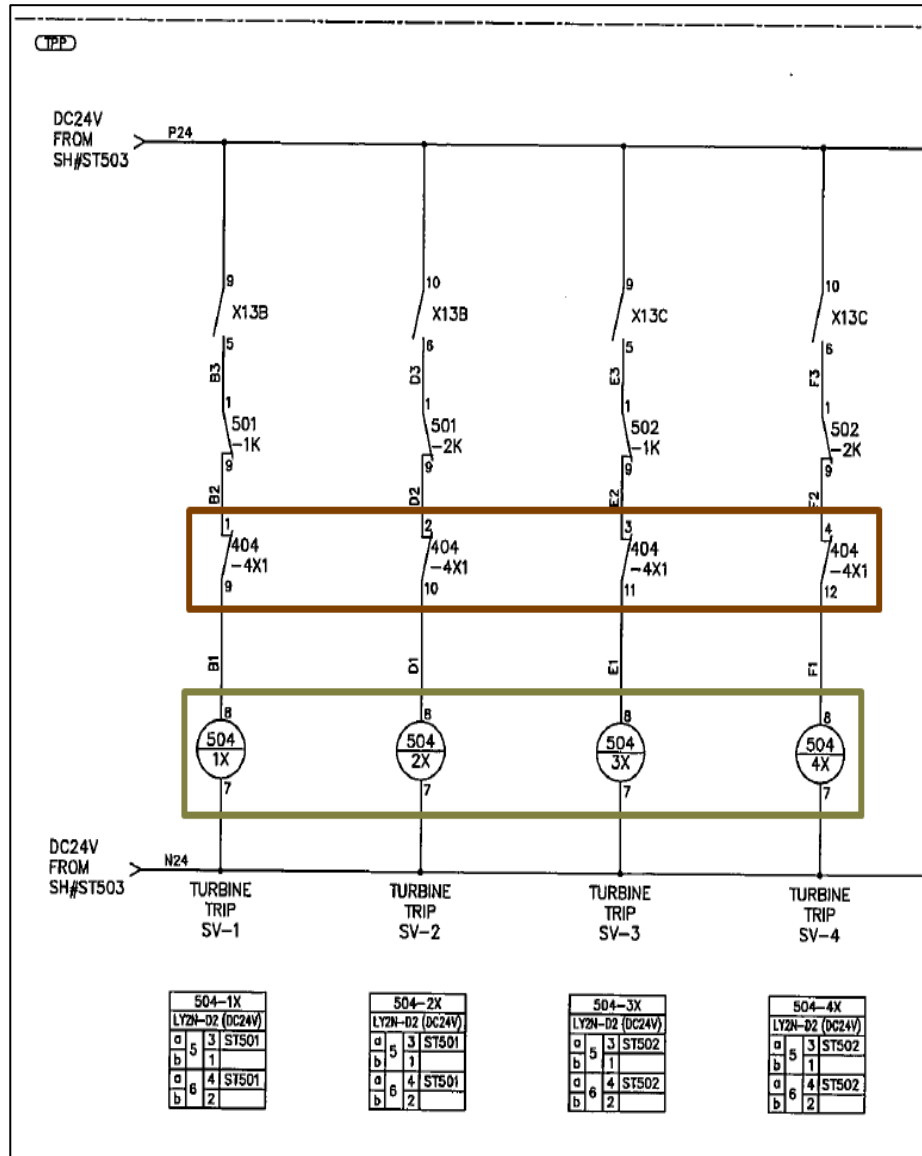
Lazo control Botón Emergencia Relé 404-4X, Circuito Control TPP N° 3



(Obtenido de Mitsubishi Hitachi Power Systems).

Figura 49

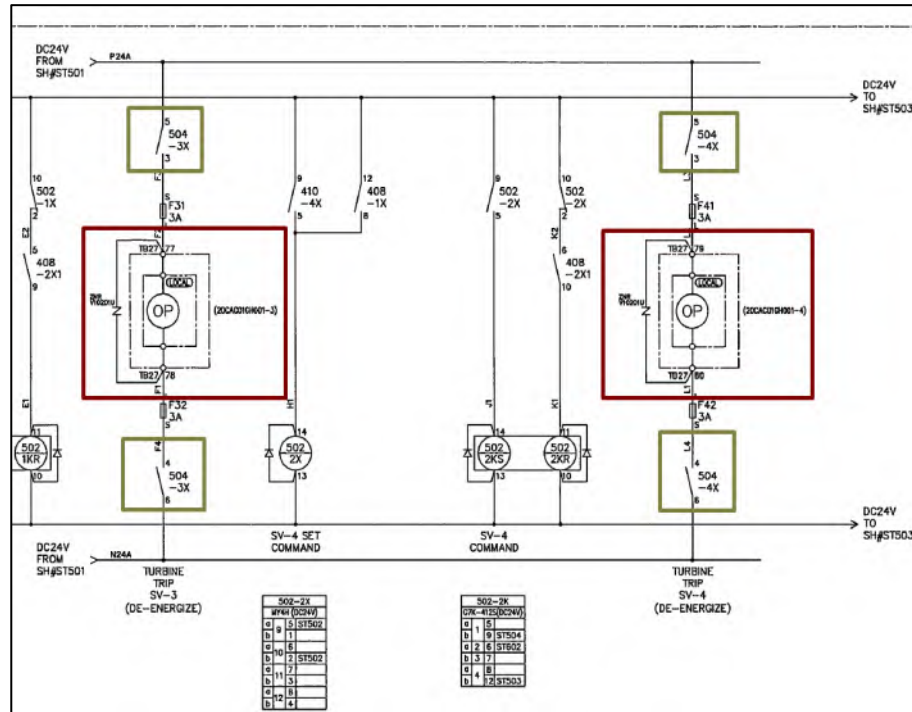
Lazo control Botón Emergencia Relé 404-4X1, Circuito Control TPP N° 1



(Obtenido de Mitsubishi Hitachi Power Systems).

Figura 50

Lazo control Botón Emergencia Relé 404-4X1, Circuito Control TPP N° 2



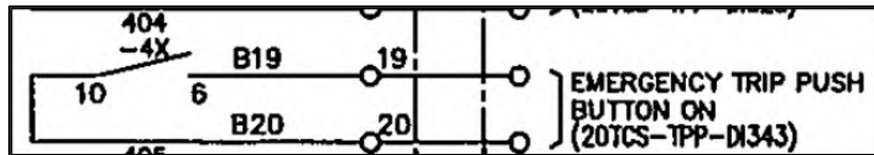
(Obtenido de Mitsubishi Hitachi Power Systems).

- a. Entrada digital (DI) al Circuito de señalización y alarma del TPP: El contacto auxiliar 10-6 (NO) del relé 404-4X gestiona la señalización de alarma hacia el SOE

(Secuenciador de Eventos) bajo la entrada digital (DI) N° 343.

Figura 51

Lazo de control de alarma hacia SOE TCS, Activación Botón Emergencia



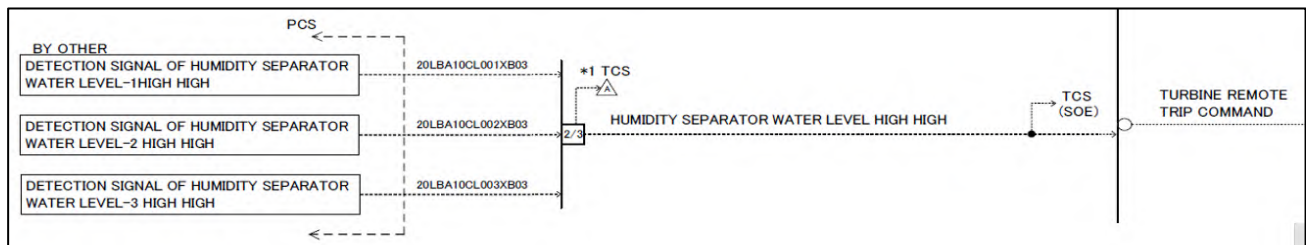
(Obtenido de Mitsubishi Hitachi Power Systems).

4.1.6.2 Lazo de control para condición de disparo en la lógica de control del TPP: Condición de disparo N.º19

De la misma forma, se realiza el seguimiento del lazo de control para la condición de activación de protección por Alto Alto Nivel de Secador de Vapor, la cual es generada por un equipo auxiliar (no suministrado por Mitsubishi). El comando debe llegar por al menos dos canales.

Figura 52

Diagrama enclavamiento turbina, activación disparo por Alto Alto Nivel Secador Vapor

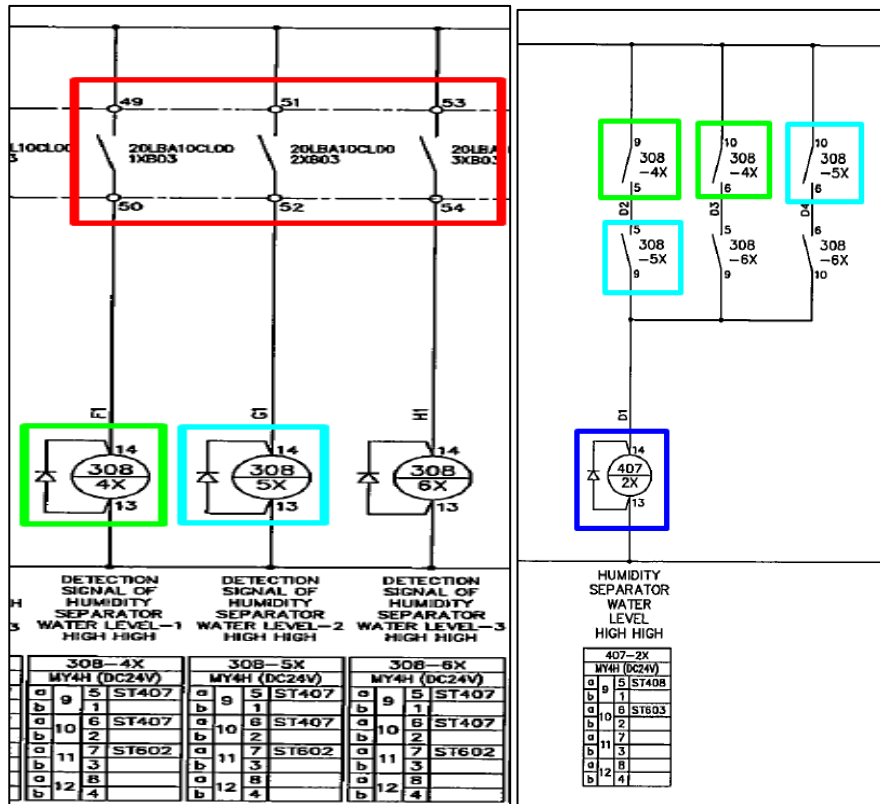


(Obtenido de Mitsubishi Hitachi Power Systems).

a. Entrada digital (DI) al Circuito de protección del TPP: Desde los instrumentos (20LBA20CL001-002 y 003) se cierra el contacto seco que envía la señal hasta el TPP y esta es gestionada por los relés 308-4X, 308-5X o 308-6X, estos, a su vez, canalizan por medios de contactos auxiliares, el requerimiento hacia el circuito de control y las interfaces de alarmas (TCS y SOE).

Figura 53

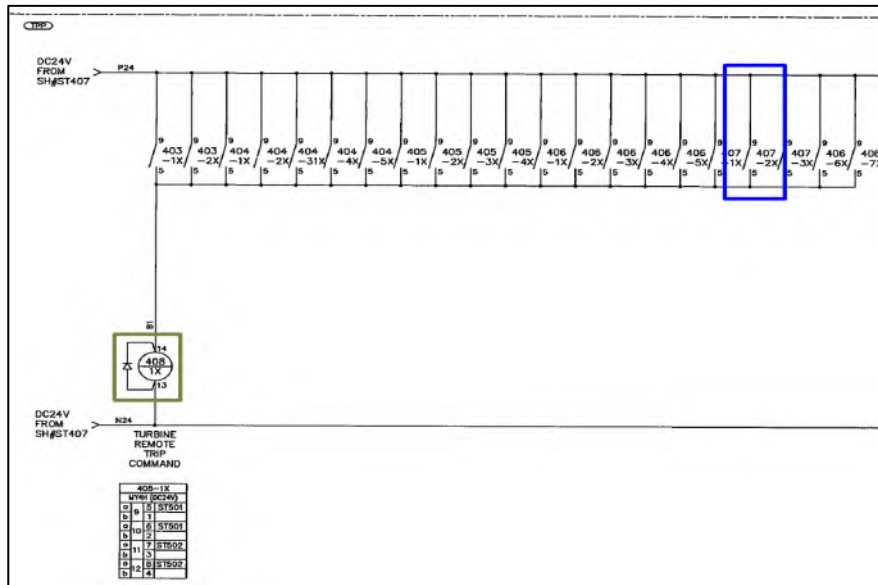
Lazo disparo Alto Alto nivel secador Vapor, Circuito Control TPP N° 1



(Obtenido de Mitsubishi Hitachi Power Systems).

Figura 54

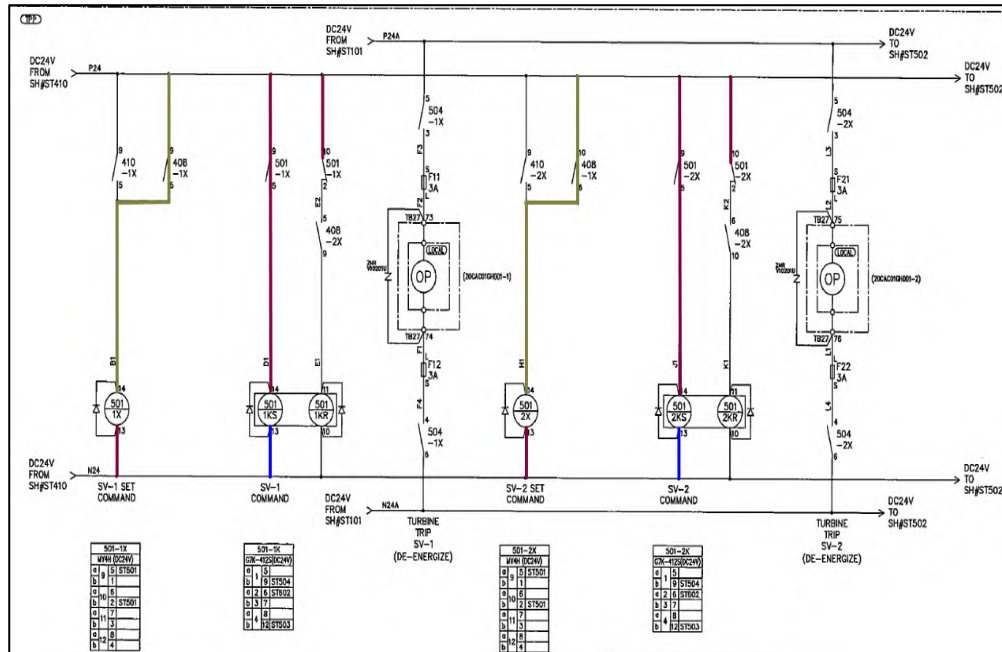
Lazo disparo Alto Alto nivel secador Vapor, Circuito Control TPP N° 2



(Obtenido de Mitsubishi Hitachi Power Systems).

Figura 55

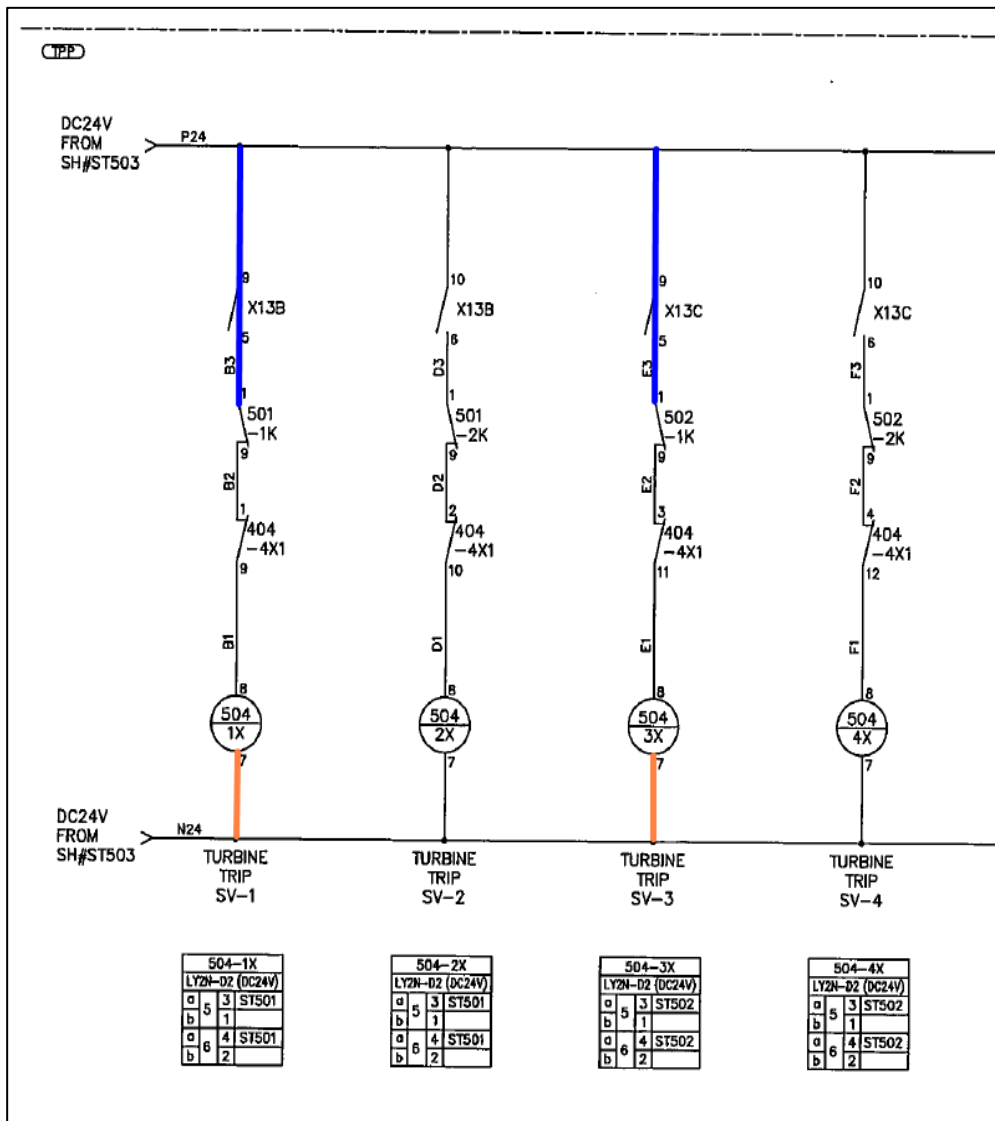
Lazo disparo Alto Alto nivel secador Vapor, Circuito Control TPP N° 3



(Obtenido de Mitsubishi Hitachi Power Systems).

Figura 56

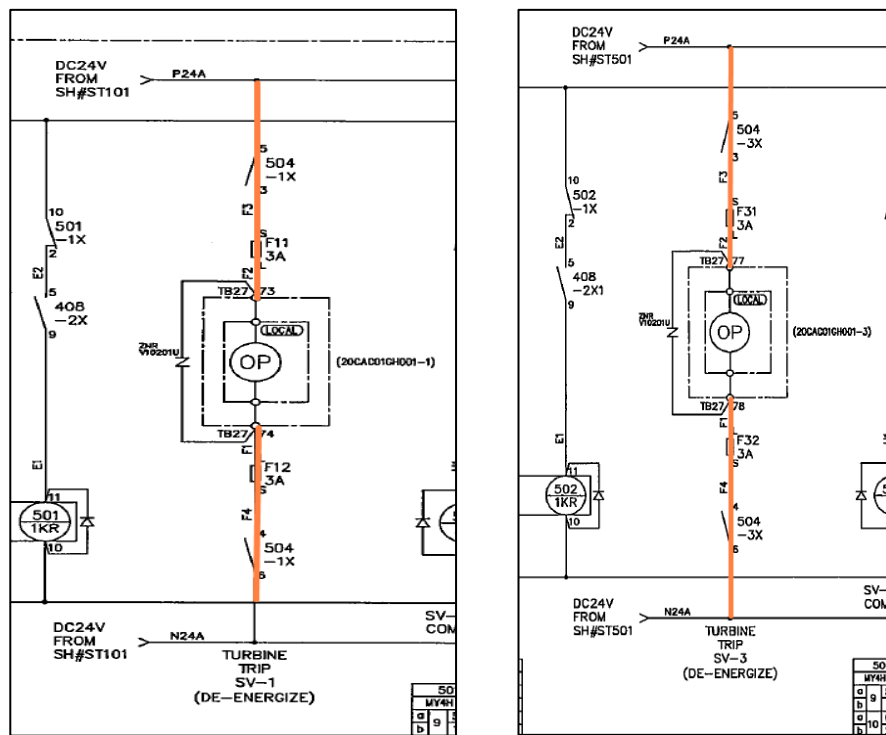
Lazo disparo Alto Alto nivel secador Vapor, Circuito Control TPP N° 4



(Obtenido de Mitsubishi Hitachi Power Systems).

Figura 57

Lazo disparo Alto Alto nivel secador Vapor, Circuito Control TPP N° 5



(Obtenido de Mitsubishi Hitachi Power Systems).

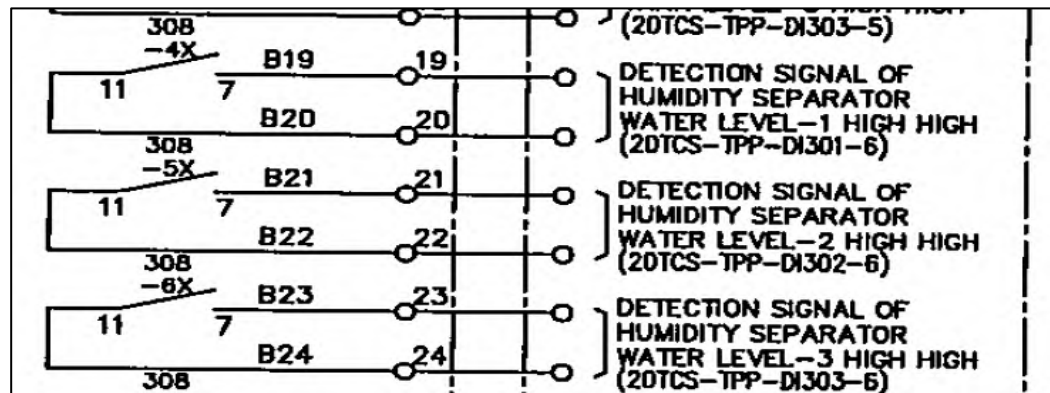
- b. Entrada digital (DI) al Circuito de señalización y alarma del TPP: Los contactos auxiliares 11-7 (NO) de los relés 308-4X, 308-5X y 308-6X gestionan la señalización de alarma hacia el SOE (Secuenciador de Eventos) bajo las entradas digitales (DI) N°

301, N° 302 y N° 303.

c.

Figura 58

Lazos de control de alarmas hacia SOE TCS, Activación Alto Alto Nivel Secador Vapor



(Obtenido de Mitsubishi Hitachi Power Systems).

4.2 Configuración del sistema de protección eléctrica Central Geotérmica Pailas II

El sistema de protección eléctrica de la central está conformado por relés de protección, los tableros PRP-1 y PRP-2, transformadores de instrumentación, los transformadores de acoplamiento necesarios para compensar las diferencias de magnitud y ángulos de fase causadas por los transformadores de potencia, transformadores de servicio propio y las fuentes de alimentación de los relés.

Su función es la detección inmediata para el posterior aislamiento de las condiciones anormales en el Generador, Transformador Elevador, Transformador de Servicio Propio y el circuito asociado (barras de Media Tensión).

Todas las alarmas y disparos del sistema de protecciones están disponibles en el sistema de control, para que el operador de la planta pueda visualizar el estado de estas.

En cuanto a los relés de protección, se instaló tres unidades modelo M-3425A, marca Beckwith para la protección de Generador y otros auxiliares; además de 11 unidades modelo M-3311A para protección de los Transformadores, agrupados de la siguiente forma.

Tabla 14

Relés de protección multifunción, Central Geotérmica Pailas II

RELES DIGITALES DE PROTECCIÓN				
Item	Tag	Location	Service	Model
1	DPR-1	PRP-1	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL GENERADOR (87G)	M-3425A
2	DPR-2	PRP-1	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR (87T)	M-3311A
3	DPR-3	PRP-1	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR SP (87TSP)	M-3311A
4	DPR-4	PRP-1	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE GRUPO (TURB-GEN) (87U)	M-3311A
5	DPR-5	PRP-1	PROTECCIÓN FALLA A TIERRA BUS GENERADOR (64B)	M-3311A
6	DPR-6	PRP-2	PROTECCIÓN GENERADOR (21, 24, 27, 32, 40, 46, 50BF, 50/27, 59,81)	M-3425A
7	DPR-7	PRP-2	PROTECCIÓN SOBRE CORRIENTE INVERSA GTR (50/51 TG)	M-3425A
8	DPR-8	PRP-2	PROTECCIÓN SOBRE CORRIENTE INVERSA TSP (50/51 TSP)	M-3311A
9	DPR-9	PRP-2	PROTECCIÓN FALLO INTERRUPTOR GENERADOR (50BF)	M-3311A
10	DPR-10	PRP-2	PROTECCIÓN SOBRE CORRIENTE INVERSA NEUTRO TG (50/51 TNG)	M-3311A
11	DPR-11	PRP-2	PROTECCIÓN SOBRE CORRIENTE INVERSA NEUTRO TSP (50/51 TNTP)	M-3311A
12	DPR-12	PRP-2	PROTECCIÓN FALLO INTERRUPTOR SERVICIO PROPIO (50BFSP)	M-3311A

Fuente: Elaboración propia.

Figura 59

Relé de protección multifunción M-3311A, Beckwith Electric



(Obtenido de Mitsubishi Hitachi Power Systems).

Además, el sistema de protección cuenta con cinco relés de bloqueo para el enclavamiento de la protección, una vez que se da la condición de activación. Una vez despejada la falla, se puede reestablecer estos elementos de forma manual.

Tabla 15

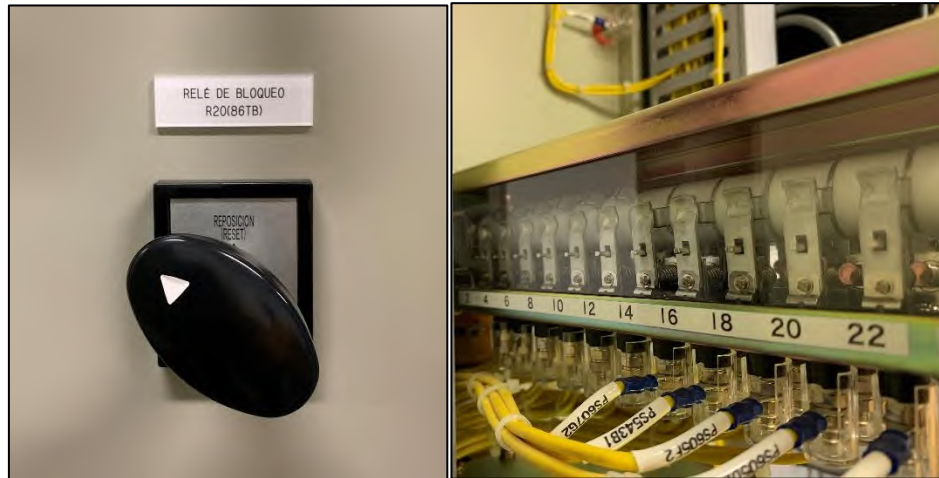
Relés de bloqueo, Función ANSI 86

RELES DE BLOQUEO (ANSI 86)				
Item	Tag	Location	Service	Model
1	86T-A	PRP-1	RELE (R10) BLOQUEO TURBINA A	MKW-22 DC 125V
2	86U	PRP-1	RELE (R40) BLOQUEO GRUPO (TUR-GEN)	MKW-22 DC 125V
3	86TSP	PRP-1	RELE (R50) BLOQUEO TRANSFORMADOR SP (TSP)	MKW-22 DC 125V
4	86G	PRP-2	RELE (R30) BLOQUEO (TSP)	MKW-22 DC 125V
5	86T-B	PRP-2	RELE (R20) BLOQUEO TURBINA B	MKW-22 DC 125V

Fuente: Elaboración propia.

Figura 60

Relé de bloqueo MKW-22, Mitsubishi Electric Corporation



Fuente: Elaboración propia.

4.2.1 Matriz del sistema de protección Pailas II

Tabla 16

Matriz de protección eléctrica, Central Geotérmica Pailas II

Equipo protegido	Tipo de Relé	N.º Dispositivo MELCO	N.º Dispositivo OPR1	N.º Dispositivo DPR2	01ºN.º Dispositivo 133 M3311A	N.º Dispositivo DPR4	N.º Dispositivo OPR5	N.º Dispositivo DPR6	N.º Dispositivo OPR7	N.º Dispositivo DPR8	N.º Dispositivo DPR9 1.1-	N.º Dispositivo DPR1 O M3311A	N.º Dispositivo DPR11	N.º Dispositivo OPR12
Generador	Distancia # 1, #2	21 n.º1/n.º2						21						
	Sobreexcitación de generador (V/Hz) n.º1	24GA					-	24 (n.º1)						
	Generador sobreexcitación (V/Hz) n.º 2	24 GT						24 (n.º 1)						
	Generador tensión baja	27						27						
	Error tierra generador (100%) (TERCERA RELACION DIFERENCIAL DE TENSION ARMONICA)	27TN						27TN						
	Potencia inversa	32 G						32						
	Generador Pérdida de campo	40 G n.º1/n.º2						40 (n.º1/n.º2)						
	Sobrecorriente secuencia negativa generador n.º1	46 GA						46 (DT)						
	Sobrecorriente secuencia negativa generador n.º2	46 GT						46 (INV)						
	Fallo interruptor generador	50BF									50BF			
	Activación inadvertida	50/27						50/27						
	Sobretensión	59G n.º1/n.º2n.º3						59 (n.º1/n.º2/n.º3)						
	Error tierra generador (85%) (RELACION DIFERENCIAL TENSION ARMONICA TERCERA)	59GNG						59GNG						
	Detección de pérdida fusible VT	60						60FL			60FL			
	Generador baja frecuencia	81UG n.º1/n.º2-						81 (n.º1n.º2)						
Generador diferencial	87G		87G											
Transformador Generador	GTR. Sobrecorriente tiempo inverso/instantáneo	50/51TG	-						50/51T					
	GTR. Sobrecorriente neutro tiempo inverso	51TNG										51TN		
	GTR. diferencial	87TG		87T										
	BUS Error de tierra	64B					64B							
Transformador de unidad	UTR. Sobrecorriente de tiempo instantáneo/inverso	50/51TU	-							50/51TSP				
	UTR. Sobrecorriente neutra tiempo inverso	51FTU-										51TSPN		
	UTR. Fallo de interruptor	50BFTU-												50BFSP
	UTR. Diferencial	87TU-			87TSP									
Protección general.	Diferencial general	87U				87U								

(Obtenido de Mitsubishi Hitachi Power Systems).

Documento de consulta para los operadores de las plantas del Negocio Generación cuando se dé un evento que provoque un disparo de alguna función de protección eléctrica

Tabla 17

Procedimiento para operadores en caso de actuación de protecciones eléctricas

Función	ANSI	Causa	Procedimiento
Impedancia mínima	21	Actúa como respaldo a una protección primaria contra cortocircuito entre fases en el grupo generador / transformador o en la red de transmisión.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Notificar al personal de Protecciones, pues su actuación implica la no operación de otra protección. 2. Coordinar con el DOCSE la reconexión.
Sobre flujo o sobre excitación	24	Actúa por calentamiento del núcleo del Generador/Transformador por condiciones extremas de operación o por problemas de regulación de voltaje o por velocidad con máquina en giro al vacío.	<ol style="list-style-type: none"> 1. En el caso de generador en giro al vacío notificar al personal de protecciones y/o AVR. 2. Se puede coordinar con el DOCSE ante una alarma de esta función para solucionar la condición operativa que la está ocasionando.
Bajo voltaje	27	Actúa como respuesta a una situación anómala del sistema que provoca una depresión de voltaje en la red.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Coordinar con el DOCSE la reconexión. 2. De presentarse de manera repetitiva se debe llamar al personal de protecciones para verificar ajustes y condiciones de operación.
Potencia inversa	32	Evidencia un posible desajuste en el regulador de velocidad que provoca la motorización en los momentos de carga cero.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Coordinar con el DOCSE la reconexión. 2. De presentarse repetidamente llamar al personal de protecciones y/o regulación.
Pérdida de excitación	40	Actúa como respaldo al fallo de limitador de reactivo del AVR en una falla de este o en una condición de sobre voltaje en la red.	Antes de reconectar llamar al personal de protecciones y regulación para verificar la causa de la falla en la coordinación.
Sobre corriente de secuencia negativa o carga desbalanceada	46	Evidencia una pérdida de una fase o presencia de cargas asimétricas en la red.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Coordinar con el DOCSE la reconexión. 2. De presentarse repetidamente llamar al personal de protecciones para analizar la situación.
Sobre carga térmica	49	Actúa por demanda excesiva de carga balanceada activa y/o reactiva durante un tiempo prolongado, causado por condiciones extremas de operación.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Esperar a que el relé se desbloquee y posteriormente coordinar con el DOCSE la reconexión. 2. De presentarse repetidamente llamar al personal

Energización inadvertida	50/27	Protege al generador cuando por error se cierra el interruptor de máquina (52) con máquina des excitada o detenida.	Se debe indisponer la máquina y llamar al personal de aislamiento y protecciones para verificar el estado del generador.
Sobre corriente de fase	50/51	Actúa como respaldo a una protección primaria ante una falla de cortocircuito entre fases en el grupo generador/transformador o en	1. Coordinar con el DOCSE la reconexión.
Sobre corriente de excitación	51EX	Es la protección primaria para cortocircuito en el transformador de excitación, o en su salida al sistema de excitación.	Se recomienda indisponer el generador hasta que personal de mantenimiento realice pruebas al aislamiento y llamar al personal de protecciones para valorar la falla.
Sobre corriente de servicio propio	51SP	Es la protección primaria del transformador de servicio propio o respaldo a una protección de ramal fallada ante un cortocircuito en la carga.	Antes de reconectar se debe notificar al personal de mantenimiento de planta para que determinen la causa de la falla.
Sobre- voltaje	59	Actúa ante un rechazo de carga en el sistema, condición operativa extrema o falla en el regulador de voltaje de producirse con máquina al vacío.	1. Coordinar con el DOCSE la reconexión.
Falla fusible o termomagnético	60FL	Apertura de fusible o termomagnético en el circuito primario o secundario de los TP.	Se debe notificar al personal de mantenimiento de planta para que determinen la causa de la falla.
Falla a tierra en barras	64B	Indica una falla en el aislamiento a tierra de las barras, por errores humanos, contaminación por extraños en el ducto.	Se recomienda indisponer el generador hasta que personal de mantenimiento realice pruebas al aislamiento y llamar al personal de protecciones.
Falla a tierra estátor	64S o 59GN	Indica una falla en el aislamiento de los devanados del estátor o ducto/barra a tierra.	Se recomienda indisponer el generador hasta que personal de mantenimiento realice pruebas al aislamiento y llamar al personal de protecciones y potencia. NO intentar una reconexión sin consultar.
Falla a tierra rotor	64F o 64R	Indica una pérdida de aislamiento del campo o del rotor respecto a tierra, normalmente por contaminación.	Se recomienda coordinar con el personal de mantenimiento de planta para que realice pruebas al aislamiento y llamar al personal de protecciones.
Baja-frecuencia	81U	Actúa como respuesta a una situación anómala de sobrecarga en el sistema.	1. Coordinar con el DOCSE la reconexión. 2. De presentarse repetidamente llamar al personal de protecciones.

Sobre frecuencia	810	Actúa como respuesta a un rechazo de carga en el sistema que provoca condición operativa extrema.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Coordinar con el DOCSE la reconexión. 2. De presentarse repetidamente llamar al personal de protecciones.
-------------------------	------------	---	---

(Obtenido de División Generación ICE).

4.2.2 Lazos de protección del relé multifunción DPR-6

Conforme a la matriz de protección eléctrica, el DPR-6 tiene programado en su lógica la protección ante condiciones anormales que se puedan presentar en el Generador, específicamente las funciones:

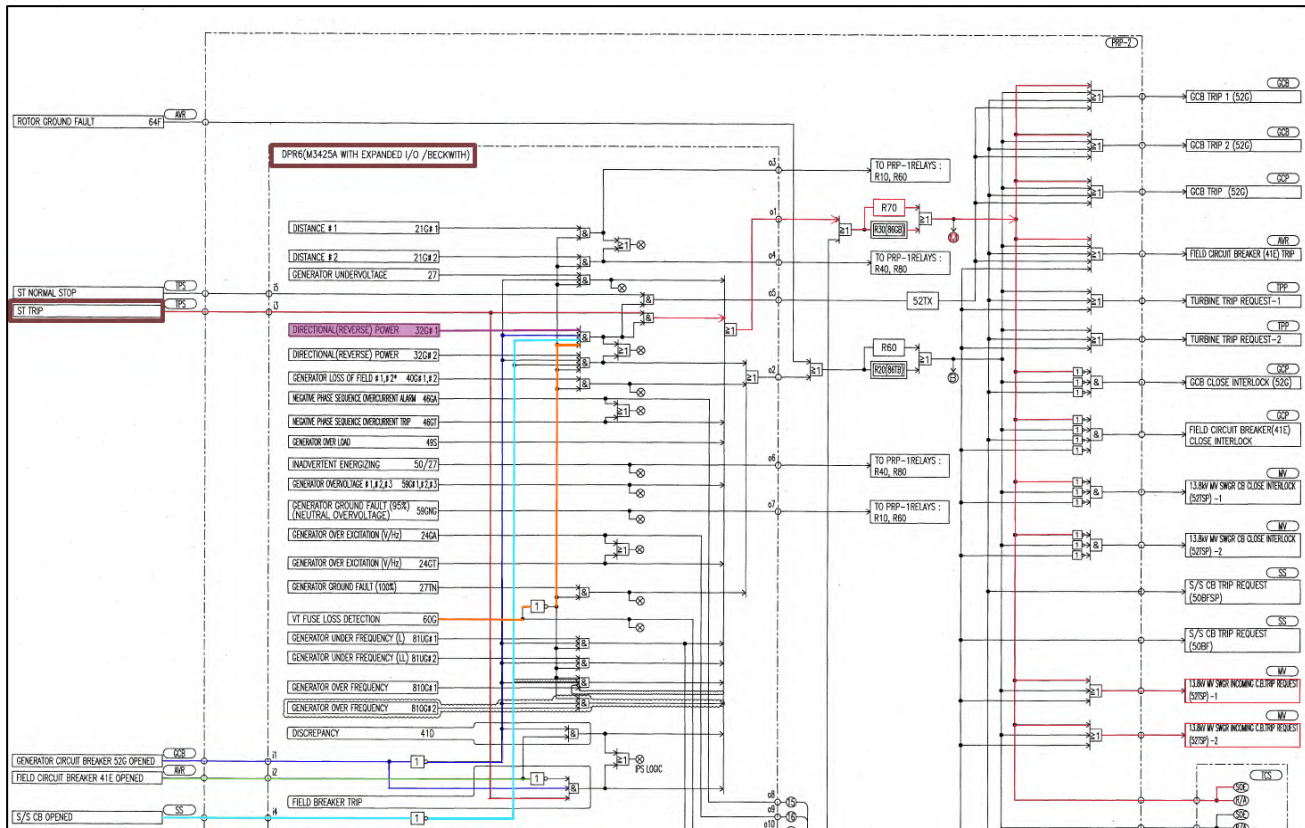
- a. Impedancia o distancia (ANSI 21G).
- b. Sobreexcitación del generador (ANSI 24G).
- c. Subtensión en generador (ANSI 27G).
- d. Potencia inversa (ANSI 32G).
- e. Pérdida de excitación o campo (ANSI 40G).
- f. Sobre corriente secuencia negativa (ANSI 46G).
- g. Activación inadvertida (ANSI 50/27).
- h. Sobretensión en generador (ANSI 59G).
- i. Detección de pérdida de fusible de VT (ANSI 60FL)
- j. Baja frecuencia de generador (ANSI 81UG).

Adicionalmente, es el responsable de gestionar el requerimiento de Disparo de Turbina (caso que nos ocupa); el cual ingresa en la entrada digital N° 3, procesado a nivel de lógica y transferido hacia su salida N°1, para posteriormente excitar el relé de bloqueo R30 (86GB), en

paralelo con el relé auxiliar R70, según el Diagrama Lógico de Disparos de la unidad Generadora (respaldo).

Figura 61

Diagrama lógico disparos Unidad Generadora, DPR-6

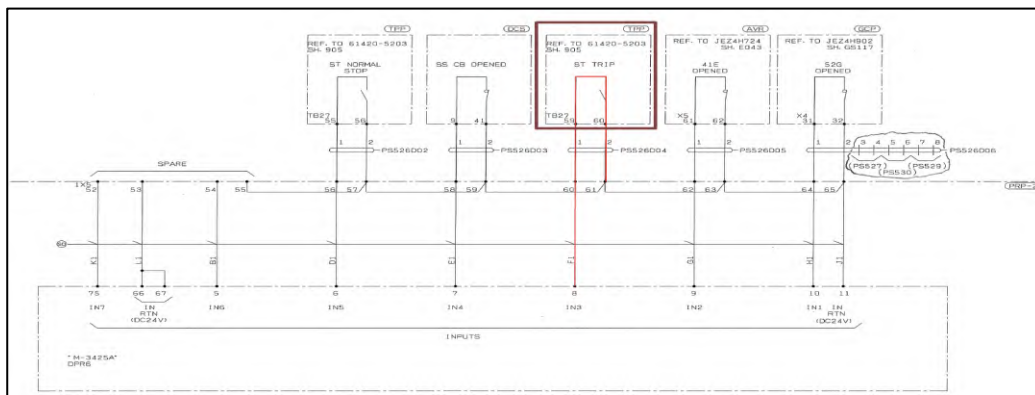


(Obtenido de Mitsubishi Hitachi Power Systems).

Con base en la lógica de disparos del DPR-6, se realiza un análisis del lazo de control y protección para identificar las señales que actualmente ocasionan la solicitud de disparo transferido hacia el Interruptor de Servicio Propio Principal (52TPS), que llevan a la condición de Blackout la central de Generación.

Figura 62

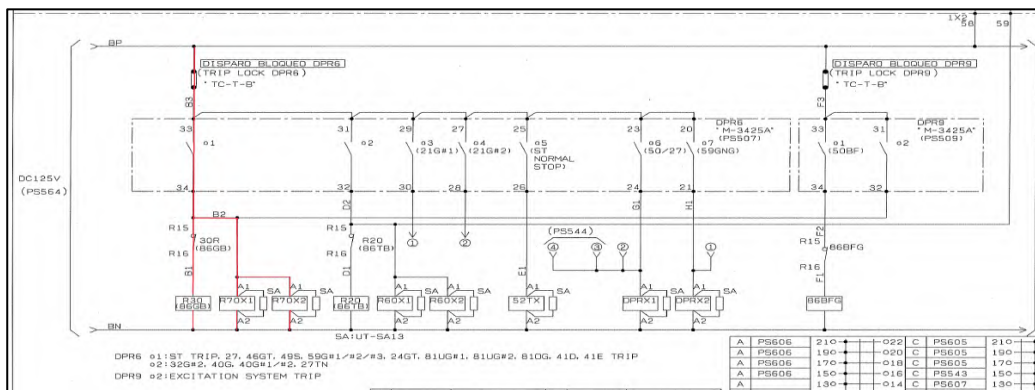
Entrada digital IN3 – Disparo desde turbina DPR-6



(Obtenido de Mitsubishi Hitachi Power Systems)

Figura 63

Salida digital 01 – Disparo Bloqueo Generador DPR-6



(Obtenido de Mitsubishi Hitachi Power Systems)

4.2.2.1 Activación de relé de bloqueo Generador R30 (86GB) por medio de Salida N° 01

Mediante contactos auxiliares de este dispositivo, la solicitud de disparo transferido desde el generador hacia las protecciones eléctricas es canalizada bajo la siguiente lógica.

Tabla 18

Circuito Contactos de Salida Relé R30 (86GB)

RELÉ DE BLOQUEO R30 (86GB), TIPO MKW, 22 CONTACTOS						
N° Contacto	NO	NC	Service	Signal from	Signal to	Description
L01-02	X		GCB TRIP-1 (52G)	PRP-2	GCB (52G)	DISPARO INTERRUPTOR GENERADOR 1 (52G)
L03-04	X		GCB TRIP-2 (52G)	PRP-2	GCB (52G)	DISPARO INTERRUPTOR GENERADOR 2 (52G)
L05-06	X		FIELD CIRCUIT BREAKER (41E) TRIP	PRP-2	AVR	DISPARO INTERRUPTOR DE CAMPO (41E)
L07-08	X		13.8 kV MV SWGR INCOMING C.B. TRIP REQUEST (52TSP)-1	PRP-2	MV	REQUERIMIENTO DISPARO INTERRUPTOR 13.8 KV (52TSP)-1
L11-12	X		LOCKOUT RELAY R30 (86GB) OPERATED	PRP-2	TCS	RELÉ DE BLOQUEO R30 (86GB) OPERADO
L13-14	X		LOCKOUT RELAY R30 (86GB) OPERATED	PRP-2	PRP-2	RELÉ DE BLOQUEO R30 (86GB) OPERADO
L15-16	X		GCB TRIP (52G)	PRP-2	GCP	DISPARO INTERRUPTOR GENERADOR HACIA PANEL CONTROL GENERADOR
L17-18	X		13.8 kV MV SWGR INCOMING C.B. TRIP REQUEST (52TSP)-2	PRP-2	MV	REQUERIMIENTO DISPARO INTERRUPTOR 13.8 KV (52TSP)-2
R01-02	X		BREAKER FAILURE INITIATION (50BF)	PRP-2	DPR-9	FALLA INICIAL DE INTERRUPTOR (50BF)
R13-14		X	SPARE	PRP-2	PRP-2	REPUESTO

R15-16		X	INTERLOCK R30 (86GB)	PRP-2	PRP-2	ENCLAVAMIENTO RELÉ R30 (86GB)
R17-18		X	13.8 kV MV SWGR INCOMING C.B. CLOSE INTERLOCK (52TSP)-1	PRP-2	MV	ENCLAVAMIENTO CIERRE INTERRUPTOR 13.8 kV (52TSP)-1
R19-20		X	FIELD CIRCUIT BREAKER (41E) CLOSE INTERLOCK	PRP-2	GCP	ENCLAVAMIENTO CIERRE INTERRUPTOR CAMPO (41E)
R21-22		X	GCB CLOSE INTERLOCK (52G)	PRP-2	GCP	ENCLAVAMIENTO CIERRE INTERRUPTOR GENERADOR (52G)

Fuente: Elaboración propia.

4.2.2.2 Activación de relé auxiliar R70X1 y R70X2

Construido por conexionado en paralelo, se utiliza como redundancia de las principales acciones de requerimiento de aperturas y enclavamiento de interruptores, así como señalización de alarmas para el relé de bloqueo R30 (86GB).

Tabla 19

Circuito Contactos de Salida Relé R70X

RELÉ DE BLOQUEO R70X1, TIPO SRD-T9 (7/2)						
N° Contacto	NO	NC	Service	Signal from	Signal to	Description
23-24	X		GCB TRIP-1 (52G)	PRP-2	GCB	DISPARO INTERRUPTOR GENERADOR 1 (52G) (RESPALDO)
33-34	X		GCB TRIP-2 (52G)	PRP-2	GCB	DISPARO INTERRUPTOR GENERADOR 2 (52G) (RESPALDO)
43-44	X		FIELD CIRCUIT BREAKER (41E) TRIP	PRP-2	AVR	DISPARO INTERRUPTOR DE CAMPO (41E) (RESPALDO)

63-64	X		13.8 kV MV SWGR INCOMING C.B. TRIP REQUEST (52TSP)-1	PRP-2	MV	REQUERIMIENTO DISPARO INTERRUPTOR 13.8 KV (52TSP)-1 (RESPALDO)
73-74	X		BREAKER FAILURE INITIATION (50BF)	PRP-2	DPR-9	FALLA INICIAL DE INTERRUPTOR (50BF)
83-84	X		LOCKOUT RELAY R70 OPERATED	PRP-2	TCS	RELÉ DE BLOQUEO R70 OPERADO
93-94	X		LOCKOUT RELAY R70 OPERATED	PRP-2	PRP-2	RELÉ DE BLOQUEO R70 OPERADO

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 20

Circuito Contactos de Salida Relé R70X2

RELÉ DE BLOQUEO R70X2, TIPO SRD-T9 (7/2)						
N° Contacto	NO	NC	Service	Signal from	Signal to	Description
23-24	X		GCB TRIP (52G)	PRP-2	GCB	DISPARO INTERRUPTOR GENERADOR 1 (52G) (RESPALDO 2)
43-44	X		13.8 kV MV SWGR INCOMING C.B. TRIP REQUEST (52TSP)-2	PRP-2	MV	REQUERIMIENTO DISPARO INTERRUPTOR 13.8 KV (52TSP)-2 (RESPALDO)

Fuente: Elaboración propia.

4.2.3 Activación de relé de bloqueo Turbina R20 (86TB) Salida N° 02

La solicitud de disparo transferido desde turbina hacia las protecciones eléctricas es canalizada bajo la siguiente lógica.

Tabla 21

Circuito Contactos de Salida Relé R20 (86TB)

RELÉ DE BLOQUEO R20 (86TB), TIPO MKW, 22 CONTACTOS						
N° Contacto	NO	NC	Service	Signal from	Signal to	Description
L01-02	X		GCB TRIP-1 (52G)	PRP-2	GCB (52G)	DISPARO INTERRUPTOR GENERADOR 1 (52G)
L03-04	X		GCB TRIP-2 (52G)	PRP-2	GCB (52G)	DISPARO INTERRUPTOR GENERADOR 2 (52G)
L05-06	X		FIELD CIRCUIT BREAKER (41E) TRIP	PRP-2	AVR	DISPARO INTERRUPTOR DE CAMPO (41E)
L07-08	X		TURBINE TRIP REQUEST -1	PRP-2	TPP	REQUERIMIENTO DISPARO DE TURBINA -1
L09-10	X		TURBINE TRIP REQUEST -1	PRP-2	TPP	REQUERIMIENTO DISPARO DE TURBINA -2
L11-12	X		LOCKOUT RELAY R20 (86TB) OPERATED	PRP-2	TCS	RELÉ DE BLOQUEO R20 (86TB) OPERADO
L13-14	X		LOCKOUT RELAY R20 (86TB) OPERATED	PRP-2	PRP-2	RELÉ DE BLOQUEO R20 (86TB) OPERADO
L15-16	X		GCB TRIP (52G)	PRP-2	GCP	DISPARO INTERRUPTOR GENERADOR (52G) PANEL CONTROL GENERADOR
L17-18	X		13.8 kV MV SWGR INCOMING C.B. TRIP REQUEST (52TSP)-1	PRP-2	MV	REQUERIMIENTO DISPARO INTERRUPTOR 13.8 kV (52TSP)-1
L19-20	X		13.8 kV MV SWGR INCOMING C.B. TRIP REQUEST (52TSP)-2	PRP-2	MV	REQUERIMIENTO DISPARO INTERRUPTOR 13.8 kV (52TSP)-2
R01-02	X		BREAKER FAILURE INITIATION (50BF)	PRP-2	DPR-9	FALLA INICIAL DE INTERRUPTOR (50BF)
R13-14		X	SPARE	PRP-2	PRP-2	REPUESTO
R15-16		X	INTERLOCK R20 (86TB)	PRP-2	PRP-2	ENCLAVAMIENTO RELÉ R20 (86TB)
R17-18		X	13.8 kV MV SWGR INCOMING C.B. CLOSE INTERLOCK (52TSP)-1	PRP-2	MV	ENCLAVAMIENTO CIERRE INTERRUPTOR 13.8 kV (52TSP)-1
R19-20		X	FIELD CIRCUIT BREAKER (41E) CLOSE INTERLOCK	PRP-2	GCP	ENCLAVAMIENTO CIERRE INTERRUPTOR CAMPO (41E)
R21-22		X	GCB CLOSE INTERLOCK (52G)	PRP-2	GCP	ENCLAVAMIENTO CIERRE INTERRUPTOR GENERADOR (52G)

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 22*Circuito Contactos de Salida Relé R60X1*

RELÉ DE BLOQUEO R60X1, TIPO SRD-T9 (7/2)						
N° Contacto	NO	NC	Service	Signal from	Signal to	Description
23-24	X		GCB TRIP-1 (52G)	PRP-2	GCB	DISPARO INTERRUPTOR GENERADOR 1 (52G) (RESPALDO)
33-34	X		GCB TRIP-2 (52G)	PRP-2	GCB	DISPARO INTERRUPTOR GENERADOR 2 (52G) (RESPALDO)
43-44	X		FIELD CIRCUIT BREAKER (41E) TRIP	PRP-2	AVR	DISPARO INTERRUPTOR DE CAMPO (41E) (RESPALDO)
63-64	X		TURBINE REQUEST TRIP -1	PRP-2	TPP	REQUERIMIENTO DISPARO DE TURBINA -1
73-74	X		TURBINE REQUEST TRIP -2	PRP-2	TPP	REQUERIMIENTO DISPARO DE TURBINA -2
83-84	X		13.8 kV MV SWGR INCOMING C.B. TRIP REQUEST (52TSP)-1	PRP-2	MV	REQUERIMIENTO DISPARO INTERRUPTOR 13.8 KV (52TSP)-1 (RESPALDO)
93-94	X		BREAKER FAILURE INITIATION (50BF)	PRP-2	DPR-9	FALLA INICIAL DE INTERRUPTOR (50BF)

Fuente: Elaboración propia.**Tabla 23***Circuito Contactos de Salida Relé R60X2*

RELÉ DE BLOQUEO R60X2, TIPO SRD-T9 (7/2)						
N° Contacto	NO	NC	Service	Signal from	Signal to	Description
23-24	X		BACK UP RELAY R60 OPERATED	PRP-2	TCS	RELÉ RESPALDO R60 OPERADO
33-34	X		BACK UP RELAY R60 OPERATED	PRP-2	PRP-2	RELÉ RESPALDO R60 OPERADO
43-44	X		GCB TRIP (52G)	PRP-2	GCB	DISPARO INTERRUPTOR GENERADOR 1 (52G) (RESPALDO 2)
63-64	X		13.8 kV MV SWGR INCOMING C.B. TRIP REQUEST (52TSP)-2	PRP-2	MV	REQUERIMIENTO DISPARO INTERRUPTOR 13.8 KV (52TSP)-2 (RESPALDO)

Fuente: Elaboración propia.

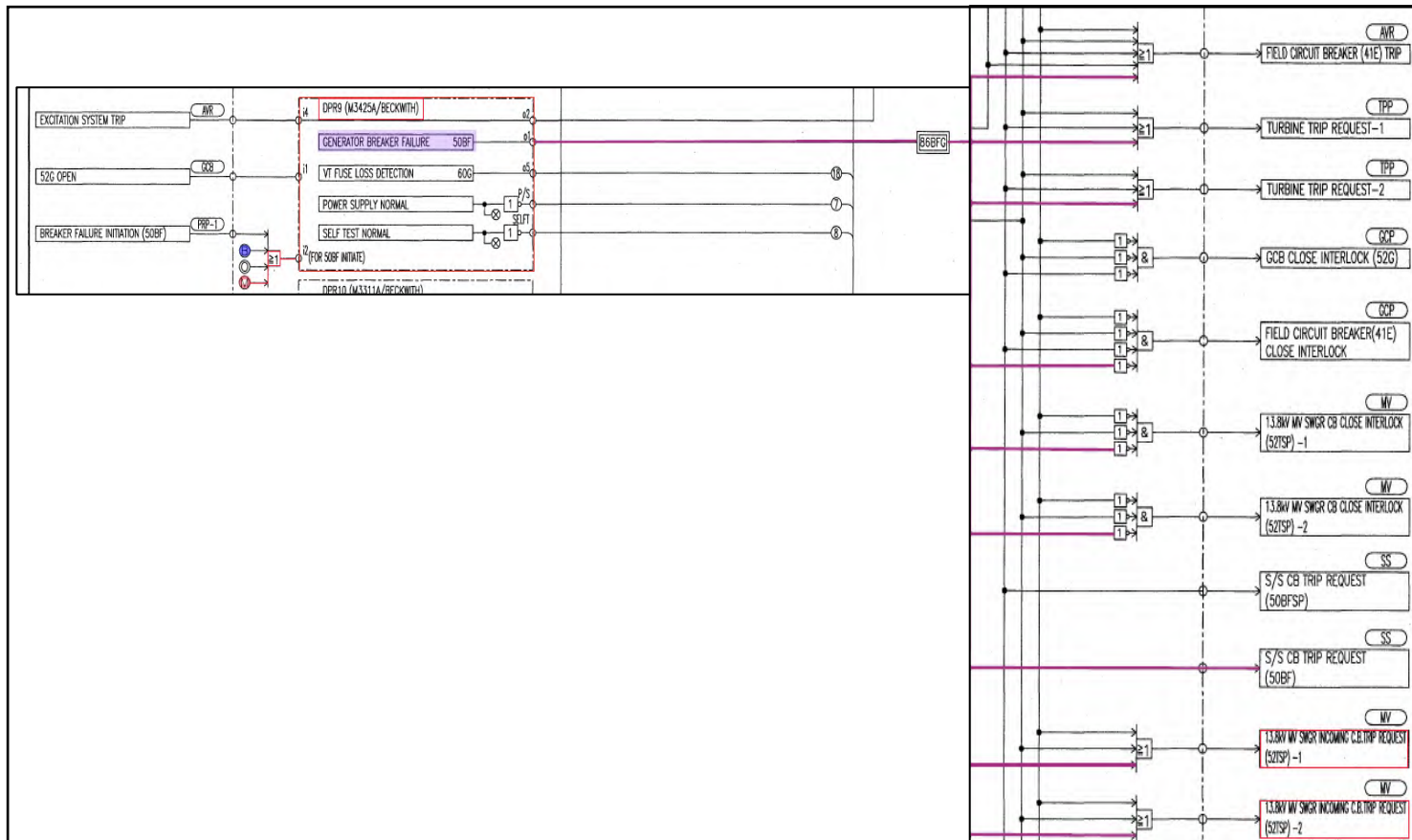
4.2.4 Lazos de protección del relé multifunción DPR-9

Por su parte, el relé multifunción DPR-9, tiene programado en su lógica de protección la función 50BFG (falla del interruptor del generador), para prevenir defectos de funcionamiento del interruptor del generador una vez que haya sido disparado, así prevenir que la falla se extienda a la red.

Adicionalmente, integra las alarmas por defectos de funcionamiento en detección de pérdida de fusibles de Transformadores de Voltaje (ANSI 60G).

Figura 65

Diagrama lógico disparos Unidad Generadora, DPR-9.



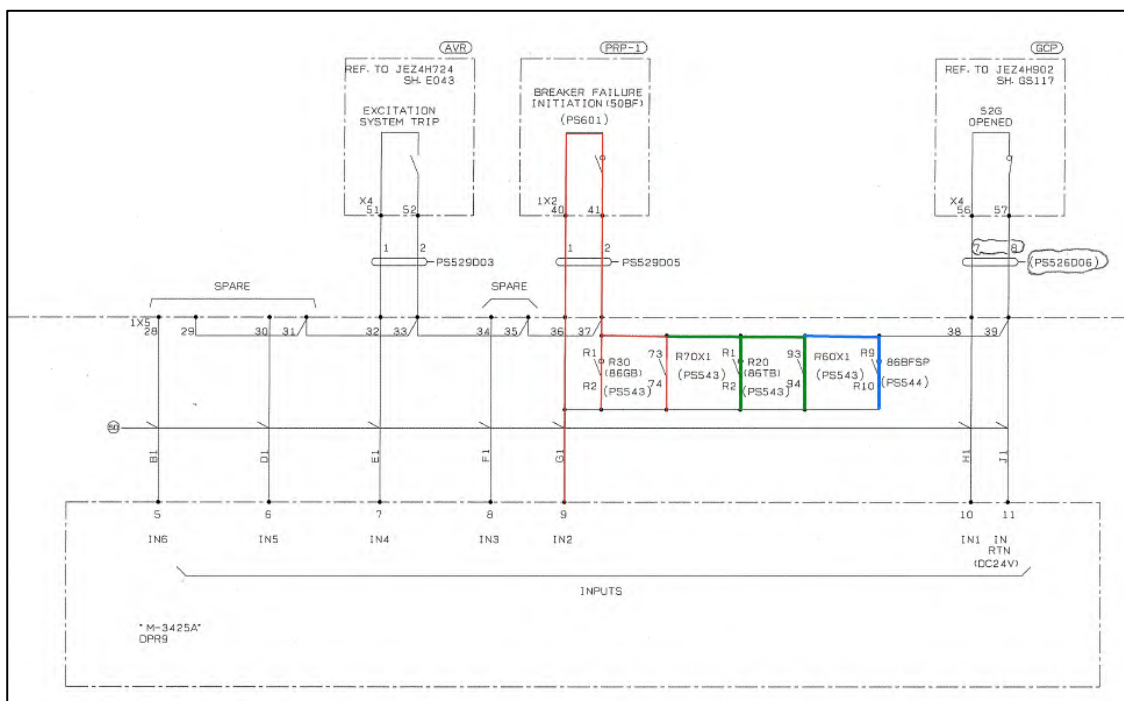
(Obtenido de Mitsubishi Hitachi Power Systems).

De la misma forma que se procedió con el relé de disparo de Generador (DPR-6); se realiza un análisis del lazo de control y protección del Relé DPR-9 (Falla Interruptor de Generador), para identificar los lazos de esta protección secundaria (zona 2 de protección), la cual tiene como objetivo evitar que la falla se extienda hacia la red o barra de conexión (aguas arriba de Generador), ante un defecto del disparo del Interruptor de Generador (52G).

La propuesta y modificación del circuito de protección actual no debe afectar esta función de protección, al contrario, posterior a la ejecución de cambios propuestos, debe realizarse las pruebas de funcionamiento para garantizar su correcta aplicación.

Figura 66

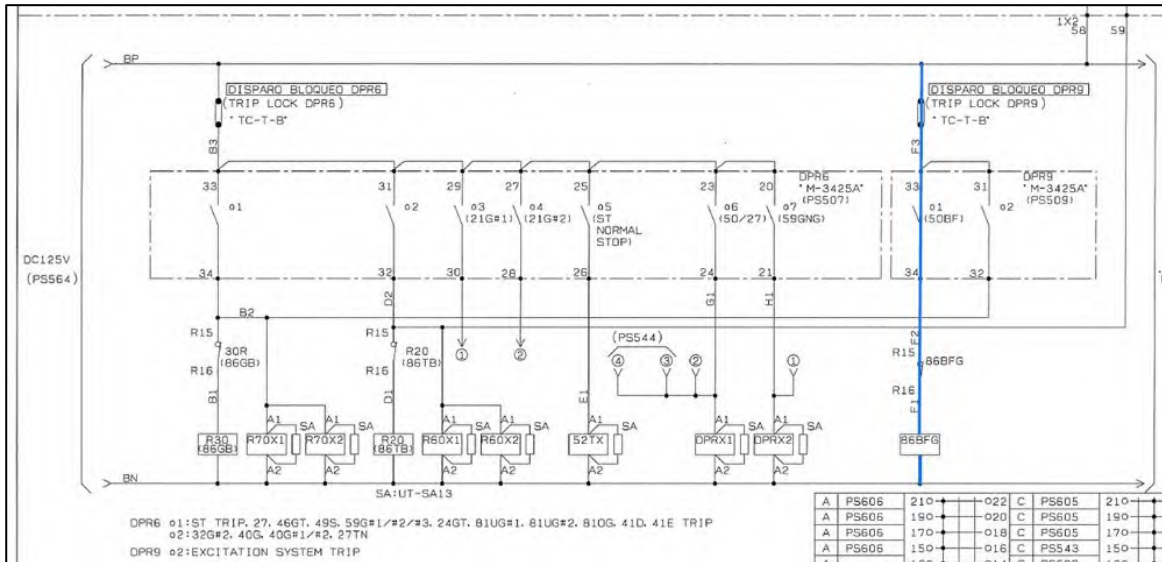
Entrada digital IN2 – Disparo desde turbina DPR-9



(Obtenido de Mitsubishi Hitachi Power Systems).

Figura 67

Salida digital 01 – Disparo Bloqueo BFG DPR-9



(Obtenido de Mitsubishi Hitachi Power Systems).

4.2.2.1 Activación de relé de bloqueo Generador (86FBG) por medio de Salida N° 02

Mediante contactos auxiliares de este dispositivo, la solicitud de disparo transferido desde el generador hacia las protecciones eléctricas es canalizada bajo la siguiente lógica.

Tabla 24

Circuito Contactos de Salida Relé 86BFG

RELÉ DE BLOQUEO (86BFG), TIPO MKW, 22 CONTACTOS						
N° Contacto	NO	NC	Service	Signal from	Signal to	Description
L01-02	X		GCB TRIP-1 (52G)	PRP-2	GCB (52G)	DISPARO INTERRUPTOR GENERADOR 1 (52G)
L03-04	X		GCB TRIP-2 (52G)	PRP-2	GCB (52G)	DISPARO INTERRUPTOR GENERADOR 2 (52G)

L05-06	X		FIELD CIRCUIT BREAKER (41E) TRIP	PRP-2	AVR	DISPARO INTERRUPTOR DE CAMPO (41E)
L07-08	X		TURBINE TRIP REQUEST -1	PRP-2	TPP	REQUERIMIENTO DISPARO DE TURBINA -1
L09-10	X		13.8 kV MV SWGR INCOMING C.B. TRIP REQUEST (52TSP)-1	PRP-2	MV	REQUERIMIENTO DISPARO INTERRUPTOR 13.8 KV (52TSP)-1
L11-12	X		S/S CB TRIP REQUEST (50BFG)	PRP-2	SS	REQUERIMIENTO DISPARO DE INTERRUPTOR SUBESTACIÓN (POR 52G)
L13-14	X		SPARE	PRP-2		REPUESTO
L15-16	X		SPARE	PRP-2		REPUESTO
L17-18	X		SPARE	PRP-2		REPUESTO
L19-20	X		SPARE	PRP-2		REPUESTO
L21-22	X		SPARE	PRP-2		REPUESTO
R01-02	X		BREAKER FAILURE INITIATION (50BFSP)	PRP-1	DPR-12	FALLA INICIAL DE INTERRUPTOR (50BFSP)
R03-04	X		LOCKOUT RELAY 86BFG OPERATED	PRP-2	TCS	RELÉ BLOQUEO 86BFG OPERADO
R05-06	X		SPARE	PRP-2		REPUESTO
R11-12	X		13.8 kV MV SWGR INCOMING C.B. TRIP REQUEST (52TSP)-2	PRP-2	MV	REQUERIMIENTO DISPARO INTERRUPTOR 13.8 KV (52TSP)-2
R13-14		X	SPARE	PRP-2		REPUESTO
R15-16		X	TRIP LOCK DPR9 (86BFG)	PRP-2	PRP-2	ENCLAVAMIENTO RELÉ (86BFG) DPR-9
R17-18		X	13.8 kV MV SWGR C.B. CLOSE INTERLOCK (52TSP)-1	PRP-2	MV	ENCLAVAMIENTO CIERRE INTERRUPTOR 13.8 KV (52TSP)-1
R19-20		X	SPARE	PRP-2		REPUESTO
R21-22		X	FIELD CIRCUIT BREAKER (41E) CLOSE INTERLOCK	PRP-2	GCP	ENCLAVAMIENTO CIERRE INTERRUPTOR CAMPO (41E)

Fuente: Elaboración propia.

4.3 Datos obtenidos

4.3.1 Protección de Turbina

Una vez analizado el esquema de configuración y lógica del sistema de control y supervisión, sistema de protección y enclavamiento de turbina, es posible determinar con certeza las 21 condiciones de disparo capaces de provocar la petición de **disparo de turbina (TRIP ST)**, el cual acciona el mecanismo de liberación de la presión de aceite de control y paro por medio del

bloque de solenoides, dando como resultado, el cierre inmediato de válvulas principales de corte (MSV) y válvulas gobernadoras (GV). Ver tabla 13 Comando de disparos de Turbina PG Pailas II.

Además, se determinó con exactitud, que estas condiciones obedecen a eventos de naturaleza mecánica, como anomalías por altas vibraciones, alta temperatura, expansión diferencial, entre otros; así como monitorización de estados de variables como exceso de velocidad, fallos en sistemas de control, entre otros, todos ellos, monitorizados en línea por medio de la instrumentación desplegada en campo.

4.3.2 Protección de Generador, transformadores y barras de Servicio Propio

En complemento, en materia de protección eléctrica, la central geotérmica tiene implementado un sistema de protección de relés multifunción basados en microprocesadores, cuya función principal es la detección inmediata de condiciones anormales en el generador, transformadores y barras de Media Tensión.

Por medio del análisis de la matriz eléctrica de protección, fue posible identificar la parametrización asociada a los relés de protección, así como el equipo que resguardan; permitiendo realizar una delimitación y simplificación de cantidad de elementos por analizar. Esto fue clave para enfocar el estudio hacia los relés multifunción DPR-6, DPR-9, relés de bloqueo 86GB, 86TB, 86BFG y sus respectivos relés auxiliares.

4.3.3 Hallazgo principal en el sistema integrado de protección

Atendiendo a la normativa, fundamentos y mejores prácticas en sistemas de protección para centrales eléctricas, se comprendió que estos sistemas deben contar con características de robustez, fiabilidad, automaticidad, sensibilidad y selectividad.

Esta última característica *-selectividad-* es la causa raíz de la activación del evento denominado como Blackout o apagón, el cual no es liberado por el elemento de interrupción zona inmediatamente más cercano a la falla, que según la investigación corresponde al Interruptor de Potencia de Generador (ANSI 52G).

También, es obligatorio mencionar, que la respuesta indeseada del sistema de protección en este evento, no se debe a defectos de funcionamiento o errores de parametrización de los dispositivos de protección o problemas de cableado de control o potencia, sino más bien, a un error en la lógica de operación introducida, desde la etapa de diseño conceptual del esquema de protección, en donde al fabricante se solicitó, explícitamente, transferir la señal de disparos de turbina hacia el esquema de protección eléctrica, en específico, hacia el Interruptor de Servicio Propio (ANSI 52TSP).

4.3.4 Propuesta de corrección de disparos transferidos

A partir de los resultados obtenidos del análisis de planos “As Built” y de la verificación de campo realizado, se propone una intervención parcial en el sistema de liberación de fallas en general, con el objetivo de mejorar los indicadores de la central geotérmica.

Puntualmente, para la intervención parcial sugerida y con base en la evidencia de que eventos mecánicos que requieren disparo de turbina, están siendo liberados a través de la matriz de disparos eléctricos, se propone mantener el sistema de liberación de fallas, tal cual está implementado en este momento, deshabilitando solo la apertura del interruptor del servicio propio (ANSI- 52TSP), en aquellos casos en los que actúa el esquema de liberación de fallas por ocurrencia de un estado anormal de operación, y al cual está llegando la solicitud de disparo mecánico, manteniendo siempre la liberación del evento a través del interruptor del generador (52G), el sistema de excitación a través de su interruptor (41) y el paro de turbina cuando corresponda (Aceite de Control y Paro).

Así, se presenta a continuación la identificación del mando de apertura al interruptor 52TSP por inhibir ante el accionamiento del sistema de liberación de falla eléctricas ante estados anormales de operación.

Tabla 25

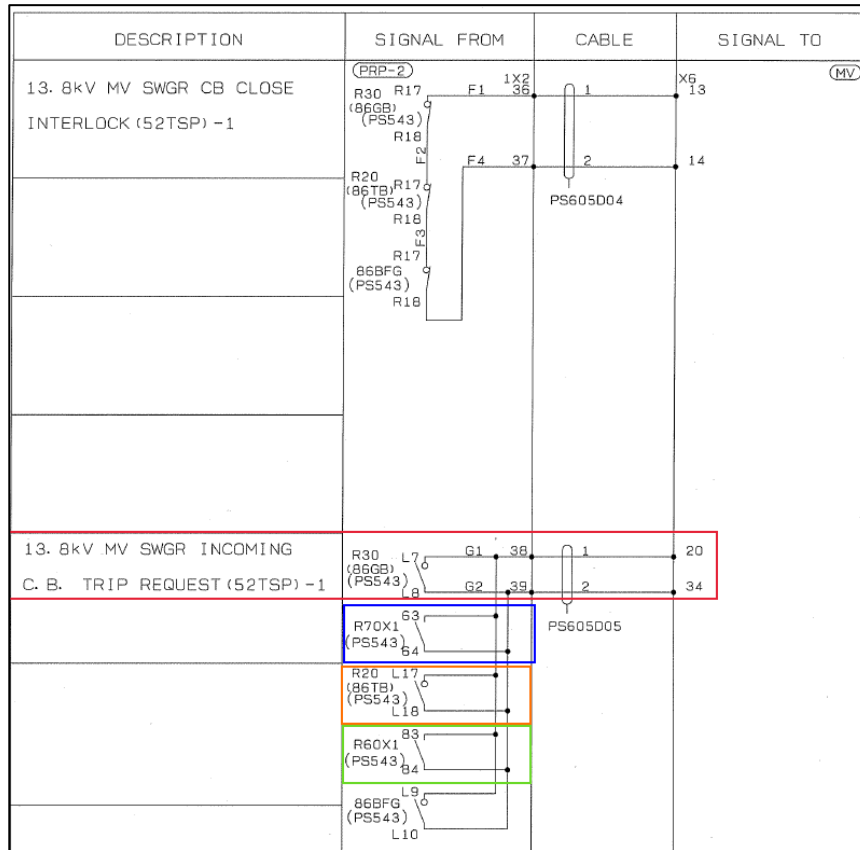
Propuesta modificación Incoming C.B. Trip Request (52TSP)-1

13.8 kV MV SWGR INCOMING C.B. TRIP REQUEST (52TSP)-1										
Tablero	Relé	N° Contacto	ACTUAL	MODIFICACIÓN	REGLETA	BORNE	HILO	TAREA		
PRP-2	R30 (86GB)	L07	●			1X2	38	01	Abrir el lazo de los contactos y dejar únicamente el hilo que viene del relé 86BFG (L9)	
		L08	●	○	●					●
	R70X1	63	●	○						
		64	●	○						
	R20 (86TB)	L17	●	○						
		L18	●	○						
	R60X1	83	●	○				39	02	Abrir el lazo de los contactos y dejar únicamente el hilo que viene del relé 86BFG (L10)
		84	●	○						
	86BFG	L09	●	○	●					
		L10	●	○	○		○			

Fuente: Elaboración propia.

Figura 68

Contactos a modificar Incoming C.B. Trip Request (52TSP)-1



(Obtenido de Mitsubishi Hitachi Power Systems).

Tabla 26

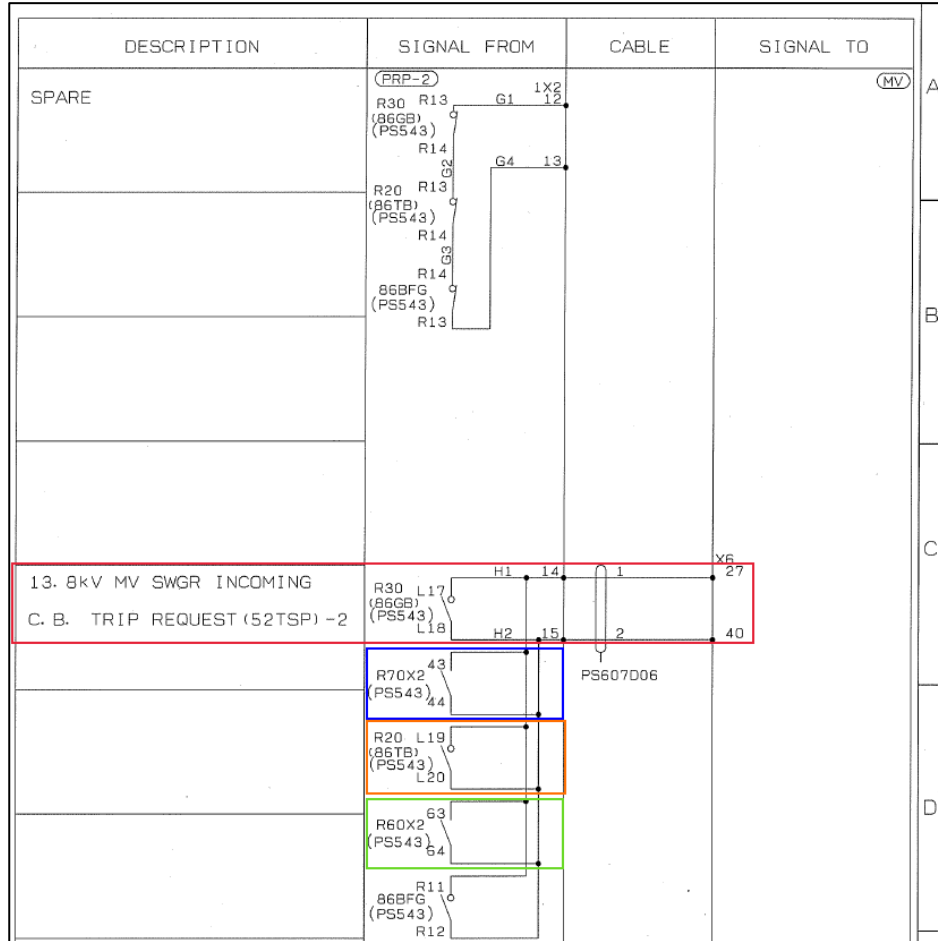
Propuesta modificación Incoming C.B. Trip Request (52TSP)

13.8 kV MV SWGR INCOMING C.B. TRIP REQUEST (52TSP)-2									
Tablero	Relé	N° Contacto	ACTUAL	MODIFICACIÓN	REGLETA	BORNE	HILO	TAREA	
PRP-2	R30 (86GB)	L17	●	○	●	1X2	14	01	Abrir el lazo de los contactos y dejar únicamente el hilo que viene del relé 86BFG (R11)
		L18	●	○	●				
	R70X2	43	●	○	●				
		44	●	○	●				
	R20 (86TB)	L19	●	○	●				
		L20	●	○	●				
R60X2	63	●	○	●	15	02	Abrir el lazo de los contactos y dejar únicamente el hilo que viene del relé 86BFG (R12)		
	64	●	○	●					
86BFG		R11	●	○	●				
		R12	●	○	●				

Fuente: Elaboración propia.

Figura 69

Contactos para modificar Incoming C.B. Trip Request (52TSP)-2



(Obtenido de Mitsubishi Hitachi Power Systems).

CAPÍTULO V

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

- a. Se analizó la lógica de los sistemas de control, supervisión, enclavamiento y aceite de control y paro de emergencia de turbina, los cuales permitieron comprender variables e instrumentos involucrados en la activación de las condiciones de disparos Turbina.
- b. Se determinó que el sistema de aceite de control y paro de emergencia es el mecanismo utilizado por la turbina para su enclavamiento y protección, mediante la desactivación del bloque de válvulas solenoides.
- c. La central tiene implementado un sistema de protección de relés multifunción, cuya función principal es proteger al Generador, Transformador elevador, Celdas y bus de media tensión.
- d. Se analizó la matriz de protección eléctrica y los respectivos diagramas lógicos de disparos (Main y Back Up), los cuales permitieron identificar, con certeza, los lazos de disparo que son accionados para ejecutar la apertura del Interruptor Servicio Propio desde la petición Disparo de Turbina (ST TRIP).
- e. La característica *-selectividad-* se incumple en la respuesta indeseada del evento Blackout, el cual no es liberado por el elemento de interrupción zona inmediatamente

más cercano a la falla que, según la investigación, corresponde al Interruptor de Potencia de Generador (ANSI 52G).

- f. Se determinó que la causa raíz del evento, no se debe a defectos de funcionamiento o errores de parametrización de los dispositivos de protección, sino más bien, **a un error en la lógica de operación introducida desde la etapa de diseño conceptual del esquema de protección.**

- g. Se elaboró una propuesta de corrección del esquema de protección de planta, que inhibe las señales alambradas de disparo transferido al sistema eléctrico (52TPS) de la matriz de protección eléctrica.

5.2 Recomendaciones

- a. Implementar con la mayor brevedad posible, la corrección de disparos transferidos desde la turbina hacia el sistema de protecciones eléctricas.
- b. Comprobar, mediante pruebas funcionales, el adecuado desempeño del sistema de protecciones, conforme a la normativa vigente y los cambios ejecutados.
- c. Implementar talleres de mejores prácticas de operación y mantenimiento donde se exponga los casos de éxito de resolución de fallas, para permear y nivelar el conocimiento adquirido.
- d. Aplicar las lecciones aprendidas en los diseños conceptuales de esquemas de protección, con el fin de evitar la repetición de eventos de apagón en futuros proyectos geotérmicos del ICE.

5.3 Limitaciones

- a. La Central Geotérmica fue construida por un integrador (Epecista) del Equipo Electromecánico, la documentación de lógicas de control y protección fueron realizadas por distintas fabricantes, lo que dificulta la trazabilidad de los lazos.

- b. No se contó con un expediente del proyecto CG Pailas II, donde se pudiera obtener los diseños conceptuales y los principales cambios de él, para completar la investigación, por el contrario, el análisis integral debió ser construido conforme se abordaba los diferentes sistemas.

- c. Para efectos de solución integral del problema, no se logró obtener disponibilidad de la máquina para implementar y realizar las pruebas de funcionamiento, con el fin de evaluar el éxito de la propuesta elaborada.

6 REFERENCIAS

- Aguilar, L., Álvarez, J. R. (2021). *Estudio de coordinación de protecciones para la conexión de la planta hidroeléctrica los negros 1 al sistema eléctrico nacional*. (Tesis de Licenciatura). Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Costa Rica.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). (2006). *Guide for AC Generator Protection (Norma IEEE C37.102)*. <https://www.ieee.org>
- International Electro technical Commision (IEC). (2012). *Transformadores de medida – Parte 2: Requisitos adicionales para los transformadores de intensidad (Norma IEC 61869)*. <https://www.iec.ch.com>
- Mitsubishi Electric Corporation. (2017). *Diagrama esquemático del circuito del generador y del transformador de protección, PGP-20-VA-MDC-MEL-002*. Proyecto Geotérmico Las Pailas II (55 MW). Nagasaki, JPN.
- Mitsubishi Electric Corporation. (2018a). *Diagrama lógico de disparos de la unidad generadora (Back UP), PGP-20-VA-MDL-MEL-003*. Proyecto Geotérmico Las Pailas II (55 MW). Nagasaki, JPN.
- Mitsubishi Electric Corporation. (2018b). *Diagrama lógico de disparos de la unidad generadora (MAIN), PGP-20-VA-MDL-MEL-001*. Proyecto Geotérmico Las Pailas II (55 MW). Nagasaki, JPN.

Mitsubishi Electric Corporation. (2018c). *Diagrama unifilar circuito del Generador, PGP-20-VA-MDU-MEL-001. Proyecto Geotérmico Las Pailas II (55 MW).* Nagasaki, JPN.

Mitsubishi Hitachi Power Systems. (2017a). *Diagrama de Enclavamientos de la turbina, PGP-20-VA-MDL-MHN-001. Proyecto Geotérmico Las Pailas II (55 MW).* Nagasaki, JPN.

Mitsubishi Hitachi Power Systems. (2017b). *Diagrama esquemático del panel de protección de turbina, PGP-20-VA-MDC-MHN-005. Proyecto Geotérmico Las Pailas II (55 MW).* Nagasaki, JPN.

. Mitsubishi Hitachi Power Systems. (2017c). *Diagrama lógico de la función del sistema de control de turbina, PGP-20-VA-MDL-MHN-004. Proyecto Geotérmico Las Pailas II (55 MW).* Nagasaki, JPN.

Mitsubishi Hitachi Power Systems. (2018). *Descripción del sistema de aceite de Control y Lubricación, PGP-20-VA-MR-MHN-003. Proyecto Geotérmico Las Pailas II (55 MW).* Nagasaki, JPN.

Miyara, F. (2004). *Convertidores D/A y A/D*, (2ª. ed.). Escuela de Ingeniería Electrónica, Universidad Nacional de Rosario.

Regulación, control y protección de los alternadores, revisión 3. (2008). UNED.

Sampieri, R., Mendoza, C. P. (2018). *Metodología de la Investigación, las rutas cuantitativa, cualitativa y Mixta*. Editorial McGraw-Hill Interamericana.