

UNIVERSIDAD PRIVADA ANTENOR ORREGO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA



“ESTUDIO DE LA MEJORA EN LA DISPONIBILIDAD DEL TURBOGENERADOR
ESCHER WYSS DE LA EMPRESA TRUPAL S.A. MEDIANTE UN SISTEMA DE
MONITOREO BASADO EN PLC”

TESIS PARA OPTAR POR EL
TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRÓNICO

AREA:

Control y Automatización.

AUTOR:

Br. Juan Francisco Calvo Neira.

ASESOR:

Ing. Eduardo Elmer Cerna Sánchez.

Trujillo – Perú.

2015

UNIVERSIDAD PRIVADA ANTENOR ORREGO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA



“ESTUDIO DE LA MEJORA EN LA DISPONIBILIDAD DEL TURBOGENERADOR
ESCHER WYSS DE LA EMPRESA TRUPAL S.A. MEDIANTE UN SISTEMA DE
MONITOREO BASADO EN PLC”

TESIS PARA OPTAR POR EL
TITULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRÓNICO

ÁREA:

Control y Automatización.

AUTOR:

Br. Juan Francisco Calvo Neira.

ASESOR:

Ing. Eduardo Elmer Cerna Sánchez

Trujillo – Perú

2015

**“ESTUDIO DE LA MEJORA EN LA DISPONIBILIDAD DEL
TURBOGENERADOR ESCHER WYSS DE LA EMPRESA TRUPAL S.A.
MEDIANTE UN SISTEMA DE MONITOREO BASADO EN PLC”**

Por:

Br. Juan Francisco Calvo Neira

Aprobado por:

Ing. OSCAR MORALES GONZAGA
PRESIDENTE
CIP 29475

Ing. SAÚL LINARES VERTIZ
SECRETARIO
CIP 142213

Ing. LENIN LLANOS LEON
VOCAL
CIP 139213

Ing. EDUARDO CERNA SANCHEZ
ASESOR
CIP 80252

PRESENTACION

Señores miembros de Jurado:

De conformidad y en cumplimiento de los requisitos estipulados en el Reglamento de Grados y Títulos de la Universidad Privada Antenor Orrego y el Reglamento Interno de la Carrera Profesional de Ingeniería Electrónica para obtener el Título Profesional de Ingeniero Electrónico, pongo a vuestra disposición el presente Trabajo de Tesis titulado: “ESTUDIO DE LA MEJORA EN LA DISPONIBILIDAD DEL TURBOGENERADOR ESCHER WYSS DE LA EMPRESA TRUPAL S.A. MEDIANTE UN SISTEMA DE MONITOREO BASADO EN PLC”

Este trabajo, es el resultado de la aplicación de los conocimientos adquiridos en la formación profesional en la Universidad, excusándome anticipadamente de los posibles errores involuntarios cometidos en su desarrollo.

Trujillo, Febrero del 2015

Br. Juan Francisco Calvo Neira.

DEDICATORIA

A Dios, por darme la oportunidad de vivir,

A mi madre Yris Neira López,

A mi Padre Juan Calvo Fernández,

A mis hermanos,

A mis tutores dentro y fuera de la Universidad,

Y a mis amigos de toda la vida.

Juan Calvo Neira.

AGRADECIMIENTOS.

A Dios, por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo de estudio.

A mis padres por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada por su amor.

A mis hermanos: Ing. José Manuel, Dra. Sara Consuelo, Obst. Yris del Pilar, Ps. Oscar Xavier, por estar conmigo y apoyarme siempre, los quiero mucho.

A mi asesor de tesis, Ingeniero Eduardo Cerna Sánchez por su confianza y apoyo en esta investigación.

A todos Gracias

RESUMEN

El presente trabajo trata acerca del estudio de la mejora en la disponibilidad del turbogenerador Escher Wyss mediante un sistema de monitoreo basado en PLC para la Empresa Trupal S.A. ubicada en la zona costera del Departamento de La Libertad, Provincia de Ascope. En principio se brinda el diseño de investigación y la justificación del estudio, para luego presentar la base teórica que permita comprender los criterios asociados a la planificación mediante el uso de PLC. Una vez presentados los conceptos más importantes se procede a detallar la problemática del Turbogenerador Escher Wyss y establecer los requerimientos iniciales para luego profundizar el estudio, de manera que se pueda presentar las consideraciones complementarias. Al final del trabajo se realiza una estimación de los costos asociados a la implementación del proyecto y se presentan las tablas comparativas con las diferencias entre el número de fallas y disponibilidad antes y después del sistema de monitoreo basado en PLC y se discute si los resultados obtenidos son buenos o malos, qué éxito ha tenido y si hay tendencias de mejora.

ABSTRACT

This paper deals with the study of the improved availability of turbogenerator Escher Wyss by a monitoring system based on PLC for Trupal Company SA located in the coastal zone of the Department of La Libertad, Province of Ascope. In principle the research design and rationale of the study, and present the theoretical basis for understanding the criteria associated with planning using PLC is provided. After presenting the most important concepts we proceed to detail the problems of turbogenerator Escher Wyss and establish the initial requirements and then further study, so that you can submit additional considerations. At the end of work an estimate of the costs associated with project implementation is done and comparative tables present the differences between the number of faults and availability before and after monitoring system based on PLC and discussed whether the results obtained they are good or bad, what success has had and whether improvement trends.

ÍNDICE GENERAL

| | |
|---|-----------|
| Hoja de Firmas | ii |
| Presentación | iii |
| Dedicatoria | iv |
| Agradecimientos | v |
| Resumen | vi |
| Abstract | vii |
| Índice General | 8 |
| Índice de Figuras | 12 |
| Índice de Tablas | 14 |
| Índice de Ecuaciones | 15 |
| Índice de Anexos | 16 |
| I. INTRODUCCIÓN | 18 |
| 1.1. Situación y contexto de la problemática actual | 18 |
| 1.1.1 Características de la Realidad | 21 |
| 1.1.2 Análisis de las Características | 21 |
| 1.1.3 Identificación y Determinación del Problema | 25 |
| 1.1.4 Enunciado de Resumen | 25 |
| 1.2 Hipótesis | 25 |
| 1.2.1 Variable Independiente | 26 |
| 1.2.2 Variable Dependiente | 26 |
| 1.3 Objetivos | 26 |
| 1.3.1 Objetivo General | 26 |
| 1.3.2 Objetivos Específicos | 26 |
| II. MARCO CONCEPTUAL Y TEÓRICO | 28 |
| 2.1 Principios de Operación de un Turbogenerador | 29 |
| 2.2 Turbina | 30 |
| 2.2.1 Partes Principales | 30 |
| 2.2.1.A Rotor | 30 |
| 2.2.1.B Toberas fijas | 30 |

| | |
|--|----|
| 2.2.1.C. Carcasa | 30 |
| 2.2.2 Clasificación de las Turbinas de Vapor | 31 |
| 2.2.2.1 Turbinas Compuestas | 33 |
| 2.2.3 Participación de la Turbina de Vapor | 36 |
| 2.2.4 Elementos Principales y Auxiliares de las Turbinas de Vapor | 38 |
| 2.2.4.1 Pistón de Equilibrio | 41 |
| 2.2.4.2 Cojinetes o Chumaceras | 41 |
| 2.2.4.3 Sistema de Regulación o Gobierno | 42 |
| 2.2.4.3.1 Regulador Centrífugo o de Bolas | 42 |
| 2.2.4.3.2 Regulador Hidráulico | 42 |
| 2.2.4.4 Sistemas de Lubricación | 43 |
| 2.2.4.5 Sistema de Sellado | 43 |
| 2.2.4.6 Dispositivos de Protección | 44 |
| 2.2.4.6.1 Válvula Centinela | 45 |
| 2.2.4.6.2 Válvula de Relevo Atmosférica | 45 |
| 2.3 Generador | 45 |
| 2.3.1 Principio de Funcionamiento del Generador | 46 |
| 2.3.2 Funcionamiento de un Generador | 48 |
| 2.3.3 Clasificación del Rotor del Generador según su construcción | 48 |
| 2.3.4 Tipos de Conexión de los Devanados | 50 |
| 2.3.5 Componentes Principales del Generador | 52 |
| 2.3.5.1 Descripción de algunas de las partes principales del Generador | 53 |
| 2.3.5.1.A Núcleo del Estator | 53 |
| 2.3.5.1.B Bobinas del Estator | 53 |
| 2.3.5.1.C Rotor | 53 |
| 2.3.5.1.D Bobinas del Rotor | 54 |
| 2.3.5.1.E Excitador | 54 |
| 2.3.5.1.F Escobillas y Anillos Rozantes | 54 |
| 2.3.5.1.G Chumacera | 54 |

| | |
|--|-----------|
| 2.4 Parámetros Principales para Detección y Diagnóstico | 57 |
| III. MATERIALES Y PROCEDIMIENTO | 61 |
| 3.1 Material | 61 |
| 3.1.1 Población | 61 |
| 3.1.2 Muestra | 61 |
| 3.1.3 Unidad de Análisis | 61 |
| 3.2 Método | 61 |
| 3.2.1 Tipo de Investigación | 61 |
| 3.2.2 Diseño de Investigación | 61 |
| 3.2.3 Variables de Estudio y Operacionalización | 62 |
| A. Variable Independiente | 63 |
| B. Variable Dependiente | 64 |
| 3.2.4 Instrumentos de Recolección de Datos | 65 |
| 3.2.5 Procedimientos y Análisis de Datos | 65 |
| 3.2.6 Índices para determinar la Confiabilidad | 80 |
| 3.2.6.1 Tiempo Operativo | 80 |
| 3.2.6.2 Tiempo Promedio para Fallar (TPPF) | 80 |
| 3.2.6.3 Tiempo Promedio Fuera de Servicio (TPFS) | 80 |
| 3.2.7 Disponibilidad del Sistema | 81 |
| 3.2.7.1 Disponibilidad Inherente | 82 |
| 3.2.7.2 Disponibilidad Operacional | 82 |
| 3.2.8 Mantenibilidad del Sistema | 83 |
| 3.3 Estimación de Parámetros del Turbogenerador antes del sistema de monitoreo | 83 |
| 3.3.1 Estimación de Confiabilidad para el Turbogenerador antes del sistema de monitoreo | 83 |
| 3.3.2 Estimación de Disponibilidad para el Turbogenerador antes del sistema de monitoreo | 84 |
| 3.3.2.1 Estimación de Disponibilidad Inherente | 84 |
| 3.3.2.2 Estimación de Disponibilidad Operacional | 85 |
| 3.3.3 Estimación de Mantenibilidad para el Turbogenerador | 85 |

| | |
|--|-----|
| antes del sistema de monitoreo | |
| 3.4 Filosofía de Operación del sistema de monitoreo para el Turbogenerador de Trupal | 86 |
| 3.4.a Fallas Eléctricas y Mecánicas del Turbogenerador | 88 |
| 3.4.b Procedimiento del Turbogenerador en Operación Normal | 91 |
| 3.4.c Procedimiento de Operación del Turbogenerador en Modo Arranque | 91 |
| 3.4.d Procedimiento de Operación de Parada del Turbogen. | 91 |
| 3.5 Elaboración de Ingeniería de Diseño y Selección de Equipamiento | 95 |
| 3.5.1 Selección de equipamiento | 95 |
| 3.5.2 Plano PID | 97 |
| 3.5.3 Lógica | 98 |
| 3.5.4 Costos de Implementación | 99 |
| 3.6. Datos después de implementar el sistema de monitoreo Año 2013 | 100 |
| 3.7 Estimación de parámetros para el Turbogenerador después del sistema de monitoreo | 105 |
| 3.7.1 Estimación de Confiabilidad para el turbogenerador después del sistema de monitoreo | 105 |
| 3.7.2 Estimación de Disponibilidad para el turbogenerador después del sistema de monitoreo | 105 |
| 3.7.2.1 Estimación de Disponibilidad Inherente | 105 |
| 3.7.2.2 Estimación de Disponibilidad Operacional | 106 |
| 3.7.3 Estimación de Mantenibilidad para el turbogenerador después del sistema de monitoreo | 106 |
| IV RESULTADOS | 107 |
| V. CONCLUSIONES | 118 |
| VI. RECOMENDACIONES | |
| VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 119 |
| ANEXOS | 121 |

ÍNDICE DE FIGURAS:

| | | |
|-------------|---|----------|
| Figura 1.1 | Principio de Funcionamiento de un Turbogenerador | 18 |
| Figura 1.2 | Registros de Fallas Turbogenerador Trupal S.A. | 22 |
| Figura 1.3 | Registro de Manual de Incidencias | 23 |
| Figura 1.4 | Pérdidas Estimadas por Paradas del Turbogenerador | 24 |
| Figura 2.1 | Turbogenerador Escher Wyss | 30 |
| Figura 2.2 | Comparación Básica entre las Turbinas de Acción y de Reacción | 32 |
| Figura 2.3 | Recalentamiento del Vapor para las Turbinas | 33 |
| Figura 2.4 | Turbina con Extracciones | 34 |
| Figura 2.5 | Turbinas con o sin Condensador | 34 |
| Figura 2.6 | Turbinas según el Flujo de Vapor | 35 |
| Figura 2.7 | Turbinas Compuestas | 35 |
| Figura 2.8 | Ejemplo Central Termoeléctrica | 36 |
| Figura 2.9 | Componentes Principales de la Turbina de Vapor | 40 |
| Figura 2.10 | Generador Eléctrico Simple | 47 |
| Figura 2.11 | a) Rotor de Polos Salientes. b) Rotor de Polos Lisos | 49 49 |
| Figura 2.12 | Rotor de Polos Lisos del Turbogenerador de Trupal S.A. | 50 |
| Figura 2.13 | Conexión en Estrella (Y) | 51 |
| Figura 2.14 | Conexión en Delta o Triángulo (Δ) | 52 |
| Figura 2.15 | Descripción algunas Partes del Generador | 56 |
| Figura 2.16 | Modos y Daños de Deterioro por Envejecimiento | 59 |
| Figura 2.17 | Ubicación de la Falla | 60 |
| Figura 2.18 | Causas de la Falla | 60 |
| Figura 3.1 | Pérdida Económica Estimada en el año 2012 | 76 |
| Figura 3.2 | Generación Eléctrica en GW-H en el año 2012 | 78 |
| Figura 3.3 | Diagrama de Flujo de Falla Eléctrica del Turbogenerador | 88 |
| Figura 3.4 | Diagrama de Flujo de Falla Mecánica del Turbogenerador | 89 |
| Figura 3.5 | Diagrama de Flujo de Inicio de Secuencia Manual de Paro | 90 |

| | | |
|------------|---|-----|
| Figura 3.6 | Diagrama de Flujo de Arranque de Turbogenerador | 93 |
| Figura 3.7 | Turbogenerador de 13.8 KV | 94 |
| Figura 3.8 | Pérdida Económica Estimada en el año 2013 | 100 |
| Figura 3.9 | Generación Eléctrica en GW-H en el año 2013 | 103 |
| Figura 4.1 | Número de Averías | 109 |
| Figura 4.2 | Tiempos Claves | 110 |
| Figura 4.3 | Generación Eléctrica en GW-H | 111 |
| Figura 4.4 | Confiabilidad del Sistema | 112 |
| Figura 4.5 | Disponibilidad del Sistema | 113 |
| Figura 4.6 | Mantenibilidad del Sistema | 114 |
| Figura 4.7 | Pérdida Económica Estimada | 115 |
| Figura 4.8 | Costos de Implementación | 116 |
| Figura 4.9 | Justificación de la Implementación del Sistema de Monitoreo | 117 |

ÍNDICE DE TABLAS:

| | | |
|-------------|---|-----|
| Tabla 3.1 | Formato para Encuesta de Análisis de Criticidad | 67 |
| Tabla 3.2 | Ponderaciones de los Parámetros del Análisis de Criticidad | 68 |
| Tabla 3.3.a | Respuestas y Ponderación del Líder Funcional de Generación Eléctrica | 69 |
| Tabla 3.3.b | Respuestas y Ponderación del Jefe de Mantenimiento Eléctrico | 69 |
| Tabla 3.3.c | Respuestas y Ponderación del Inspector Eléctrico / Mecánico | 70 |
| Tabla 3.3.d | Respuestas y Ponderación del Ingeniero de Operaciones | 70 |
| Tabla 3.3.e | Respuestas y Ponderación del Operador de Turbo | 70 |
| Tabla 3.3.f | Respuestas y Ponderación del Técnico de Taller Mecánico | 71 |
| Tabla 3.3.g | Respuestas y ponderación del Técnico de Taller Eléctrico | 71 |
| Tabla 3.4 | Puntuación Final Promedio | 72 |
| Tabla 3.5 | Demostración de los Puntajes Promediados Obtenidos | 73 |
| Tabla 3.6 | Histórico de Averías del Turbogenerador antes del sistema | 75 |
| Tabla 3.6.a | Demostración de Producción de Energía eléctrica en el año 2012 en Planta Trupal S.A. | 79 |
| Tabla 3.7 | Sensores del Turbogenerador | 87 |
| Tabla 3.8 | Histórico de Averías del Turbogenerador después del Sistema de Monitoreo 2013 | 101 |
| Tabla 3.8.a | Demostración de Producción de Energía Eléctrica en el año 2013 en Planta Trupal S.A. | 104 |
| Tabla 4.1 | Resultados | 107 |

INDICE DE ECUACIONES

| | | |
|---------------|-----------------------------------|----|
| Ecuación 3.1 | Criticidad | 72 |
| Ecuación 3.2 | Consecuencia a + b | 72 |
| Ecuación 3.3 | Variable a | 72 |
| Ecuación 3.4 | Variable b | 72 |
| Ecuación 3.5 | Criticidad Cálculos | 72 |
| Ecuación 3.6 | Criticidad Resultado % | 72 |
| Ecuación 3.7 | Tiempo Promedio Para Fallar | 80 |
| Ecuación 3.8 | Tiempo Promedio Fuera de Servicio | 81 |
| Ecuación 3.9 | Tiempo Promedio Para Reparar | 81 |
| Ecuación 3.10 | Confiabilidad | 81 |
| Ecuación 3.11 | Disponibilidad Inherente (Di) | 82 |
| Ecuación 3.12 | Disponibilidad Operacional (Do) | 82 |
| Ecuación 3.13 | Mantenibilidad | 83 |

INDICE DE ANEXOS

| | | |
|-----------|--|-----|
| Anexo 1 | Datos de Placa del Generador Oerlikon Escher Wyss | 121 |
| Anexo 2 | Datos de placa del excitador | 122 |
| Anexo 3 | Datos de placa de la Turbina | 123 |
| Anexo 4 | Turbogenerador de 15MW | 124 |
| Anexo 5 | Switch de presión de aceite sistema hidráulico | 125 |
| Anexo 6 | Manómetro de presión de aceite sistema hidráulico. | 126 |
| Anexo 7 | Presión de vacío condensador. | 126 |
| Anexo 8 | Presión de aceite gobernador hidráulico | 127 |
| Anexo 9 | Manómetro de presión de aceite gobernador hidráulico. | 127 |
| Anexo 10 | Sistema de Gobernador de velocidad | 128 |
| Anexo 11 | Gobernador de velocidad de Turbogenerador | 128 |
| Anexo 12 | Manómetro de presión Vapor de sellos a turbina | 129 |
| Anexo 13 | Manómetro de presión Cojinetes a turbina | 129 |
| Anexo 14. | Manómetro descarga Bomba eléctrica de sistema Hidráulico | 130 |
| Anexo 15 | Manómetro de presión vapor de Ingreso a turbina | 130 |
| Anexo 16 | Presión aceite a cojinetes | 131 |
| Anexo 17 | Temperatura de aceite en sistema hidráulico | 131 |
| Anexo 18. | Temperatura ingreso a excitatriz de generador eléctrico | 132 |
| Anexo 19. | Presión descarga Bomba de aceite sistema hidráulico | 132 |
| Anexo 20. | Presión de salida de aceite en sistema hidráulico | 133 |
| Anexo 21. | Temperatura salida de aceite en Sistema hidráulico | 133 |
| Anexo 22. | Indicador de presión de vapor de ingreso a turbogenerador | 134 |
| Anexo 23 | Vacómetro de presión de vacío de condensador. | 134 |
| Anexo 24 | Ladder en RsLogix 5000 v.21 | 135 |
| Anexo 25 | Proceso de cogeneración. | 157 |
| Anexo 26 | Control analógico de 4 variables que paran la operación del turbogenerador. | 158 |
| Anexo 27 | Control automático de válvulas automáticos. | 159 |

| | | |
|-----------|--|-----|
| Anexo 28. | Alarmas del sistema de monitoreo que no paran la operación del turbogenerador. | 160 |
| Anexo 29. | Tendencias de históricos. | 161 |
| Anexo 30. | PLC Allen Bradley. | 162 |

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

I. INTRODUCCIÓN

1.1 Situación y contexto de la problemática actual

Flores. A. (2012) define a un Turbogenerador como el equipo principal de una unidad generadora de energía eléctrica que está compuesta principalmente por una turbina y un generador eléctrico.

Comité Nacional Pemex (2003) señala que esta máquina termodinámica tiene como función convertir la energía térmica del vapor o de la combustión interna del gas en energía mecánica para transmitir movimiento al generador eléctrico. La Figura 1.1 ilustra este principio.

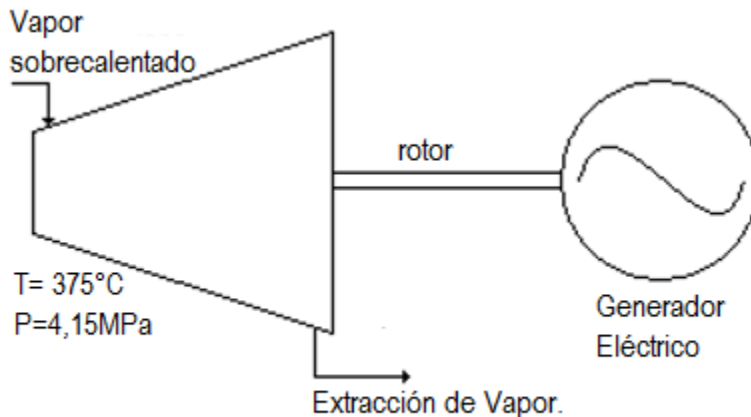


Figura 1.1 Principio de Funcionamiento de un Turbogenerador

Fuente: Elaboración propia.

Trupal S.A.(2006), se define como una empresa papelera dedicada a la fabricación de papeles y cartones a partir de bagazo desmedulado de caña de azúcar. Su planta está ubicada en el distrito de Santiago de Cao, provincia de Ascope, en el departamento de La Libertad. Inició sus operaciones el 27 de noviembre del año 1968. Forma parte del Grupo Gloria desde el 17 de febrero del 2006, año en el que el Grupo Gloria toma la administración de la empresa.

Desde hace más de 40 años Trupal posee un Turbogenerador de 15 MW-H de la marca Escher Wyss, el cual provee energía eléctrica a toda la planta. Este turbogenerador ha venido presentando problemas críticos en su sistema de seguridad eléctrica y sistema de paradas de emergencia, habiéndose llegado a contar hasta 7 paradas de planta en el año 2012 originados por las fallas de estos sistemas.

Debido a las pérdidas económicas generadas por las paradas de planta, la gerencia de Trupal S.A. cree necesario y urgente realizar un estudio para la implementación de un sistema que permita mejorar la disponibilidad del Turbogenerador Escher Wyss.

Sheldrake, A. (2003) define a los sistemas de seguridad y paradas de emergencia empleados en turbogeneradores como Sistemas Interlock.

Sulzer (2008) señala que debido a la antigüedad del generador Escher Wyss, el fabricante actualmente no ofrece soluciones para sistemas de seguridad y supervisión remota de sus parámetros principales. Los fabricantes que sí ofrecen este tipo de soluciones venden su producto como un único paquete que incluye también la compra de un nuevo turbogenerador. Todo ello lleva a la empresa Trupal S.A. a buscar una solución para su Turbogenerador Escher Wyss que pueda ser diseñada con tecnologías de mayor disponibilidad en el mercado.

Una de las tecnologías de mayor aceptación en el mercado de Automatización Industrial consiste en el uso de Controladores Lógicos Programables (PLC) los cuales son también aplicables al rubro de control y supervisión de turbogeneradores. Ante la problemática actual de Trupal S.A. el Área de Planta de Fuerza considera una importante posibilidad de solución el uso de este tipo de tecnología para el Turbogenerador Escher Wyss.

López A. y Ruiz C. (2002) señalan que la generación de energía eléctrica es de mucha importancia para el desarrollo del país, la industria eléctrica constituye una infraestructura obligada para el desarrollo industrial en general y para el desarrollo social.

Asimismo López A. et al. (2002) precisan que las centrales termoeléctricas por su número y capacidad son muy importantes en el sistema eléctrico del país, todo el equipo de un turbogenerador es importante, pero de acuerdo a su participación directa en la obtención del objetivo, así como por su tamaño y costo se clasifica a los siguientes equipos como principales:

- Generador de vapor.
- Turbina de vapor.
- Generador eléctrico.

Es necesario prevenir cualquier falla en el turbogenerador, ya que, junto con las otras, es de vital importancia para la continua operación de la misma.

Puede observarse la importancia que tienen los turbogeneradores en el ámbito de la generación eléctrica, por ello conocer su estado y mantener su operación se hace de capital importancia.

Actualmente se cuenta con mucha buena información clasificada y preciada para conocer los problemas y fallas bajo operación de los turbogeneradores, y además de conocer el tipo de mantenimiento aplicable (preventivo y correctivo).

Con este cúmulo de información se logran analizar las causas de las fallas de turbina, logrando así elaborar, distribuir y establecer recomendaciones adecuadas que prolongan la vida útil de las centrales de generación, así como su disponibilidad.

En base a la información recabada, los análisis de fallas y las recomendaciones establecidas surge una nueva estrategia para alcanzar mayor tiempo de vida útil, menores paros de operación y mayor

disposición de la central generadora, dicha estrategia es la "inspección de integridad"

¿Cómo se realiza la inspección de integridad?

¿Cuáles son las partes involucradas dentro de la turbina para realizar la inspección?

¿Qué fallas pueden presentarse en la turbina de vapor?

Estas y otras cuestiones serán aclaradas y explicadas en el desarrollo del presente trabajo, tratando de exponerlo en una forma práctica y sencilla.

1.1.1 Características de la Realidad

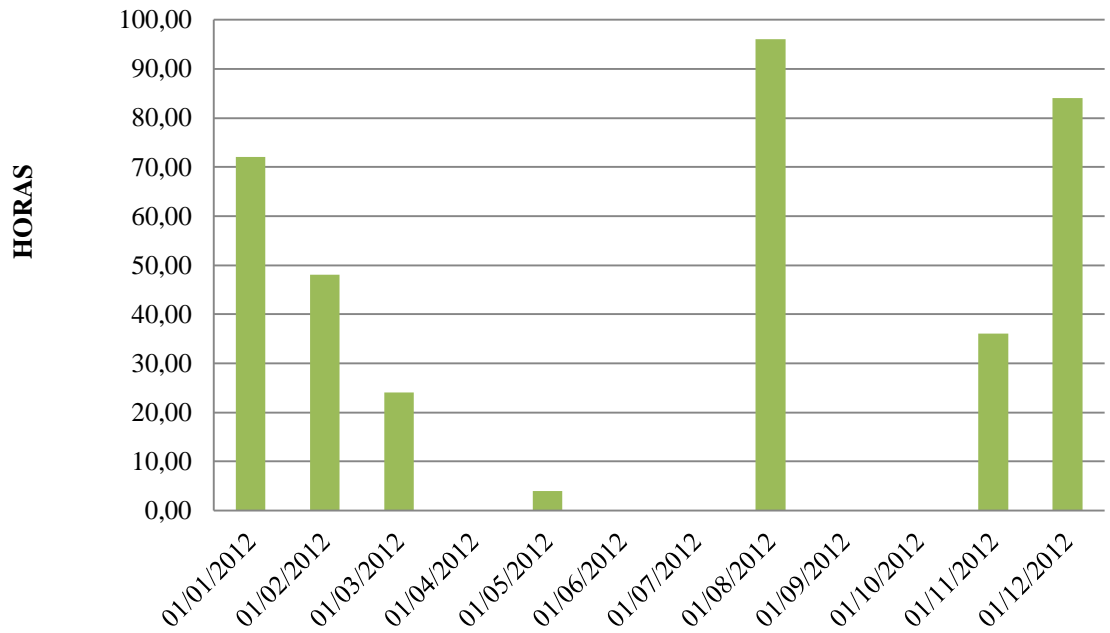
- a. Eventos de Indisponibilidad del Turbogenerador Escher Wyss generan paradas en la producción de Papel de la Planta Trupal S.A.
- b. Dificultades en labores de mantenimiento debido a la ausencia de un registro permanente de parámetros críticos del Turbogenerador.
- c. Paradas de Planta originan grandes pérdidas económicas en la empresa Trupal S.A.
- d. El Área de Planta de Fuerza de Trupal S.A. considera el uso de PLC como una importante alternativa de solución para el turbogenerador Escher Wyss.

1.1.2 Análisis de las características

- a. En el acumulado de los años 2012 al 2013 se han registrado un número considerable de paradas de planta por problemas en el Turbogenerador. De acuerdo a entrevistas realizadas al personal de planta y con la revisión del cuaderno de ocurrencias, se pudieron recoger datos de las paradas de emergencia del generador Escher Wyss. La Figura 1.2 nos muestra que la indisponibilidad del turbogenerador ha llegado a generar paradas de hasta 96 horas (Agosto del 2012) y 84

horas (Diciembre del 2012). A pesar de que la planta está diseñada para una operación continua las 24 horas del día, estos tiempos de falta de disponibilidad en el turbogenerador son considerados demasiado altos y costosos para la producción en Trupal S.A.

TIEMPO DE DURACIÓN FALLA (HORAS)



| | 17/01/2012 | 08/02/2012 | 09/03/2012 | 29/05/2012 | 08/08/2012 | 09/11/2012 | 15/12/2012 |
|-------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| ■ TIEMPO DE DURACIÓN FALLA (HORAS) | 72,00 | 48,00 | 24,00 | 4,00 | 96,00 | 36,00 | 84,00 |

Figura 1.2 Registros de Fallas Turbogenerador Trupal S.A.

Fuente: Recopilación del Cuaderno de Ocurrencias Planta Trupal 2013

- b. Para el diagnóstico y registro de fallas del turbogenerador actualmente sólo se emplea un cuaderno de apuntes elaborado por el operario de turno. La falta de un registro de parámetros críticos dificulta encontrar la causa raíz de las fallas del turbogenerador. Todo esto ocasiona que el mantenimiento predominante sea de tipo correctivo ante

eventos de emergencia. La **Figura 1.3** nos muestra un ejemplo de los registros manuales.

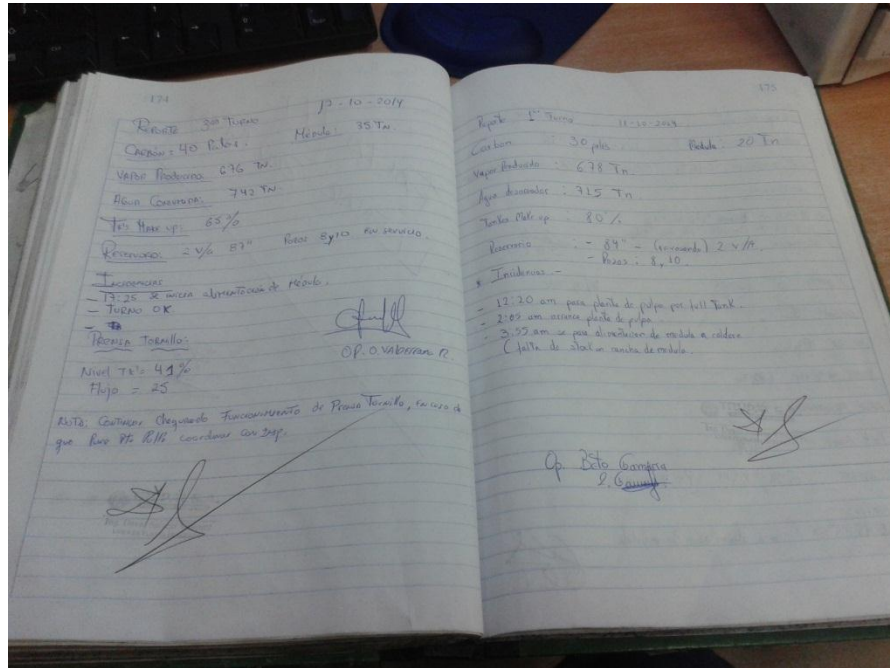
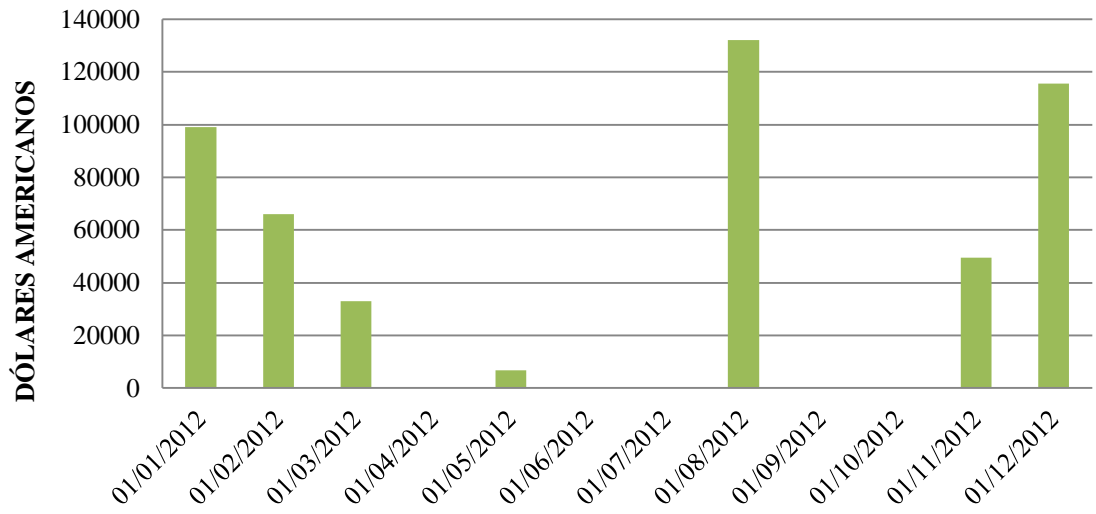


Figura 1.3 Registro de manual de incidencias

Fuente: Cuaderno de Incidencias Planta de Fuerza Trupal-2012

- c. Las pérdidas económicas por paradas no programadas pueden generar una pérdida de más de 30,000 USD al día, sin considerar aún las pérdidas por no atender pedidos a clientes, costos de compra de energía para arranques de planta y daños ocasionados en la caldera de vapor por choques térmicos en tuberías y estructuras. La empresa considera esta situación como una pérdida económica excesiva y por ello asume como prioridad la solución de esta problemática. La Figura 1.4 nos muestra una estimación de las pérdidas económicas generadas por las paradas del turbogenerador. Los montos se han calculado en nuevos soles.

PÉRDIDA ECONÓMICA ESTIMADA



| | 17/01/2012 | 08/02/2012 | 09/03/2012 | 29/05/2012 | 08/08/2012 | 09/11/2012 | 15/12/2012 |
|------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| ■ PÉRDIDA ECONÓMICA ESTIMADA | 99000 | 66000 | 33000 | 6600 | 132000 | 49500 | 115500 |

Figura 1.4 Pérdidas Estimadas por Paradas del Turbogenerador

Fuente: Cuaderno de Incidencias Planta de Fuerza Trupal-2012

d. El uso de Controladores Lógicos Programables es una de las soluciones de mayor aceptación en la Industria.

JLA y Co (2009) sostienen que en el ámbito de aplicación a turbogeneradores se pueden citar las siguientes aplicaciones:

- Regulación de la frecuencia de los grupos turbogeneradores.
- Acoplamiento de turbogeneradores a la red eléctrica de Planta.
- Algoritmo de control PID ajustado a la inercia del turbogenerador.
- Medición de la velocidad sin contacto.
- Control de accionadores hidráulicos o eléctricos.
- Apertura optimizada de compuertas de turbina.

De acuerdo a una entrevista llevada a cabo con la Jefatura de Planta de Fuerza de Trupal S.A., se está considerando implementar una solución de monitoreo basada en PLC para el Turbogenerador Escher Wyss, sin embargo aún no se cuenta con un estudio definitivo que permita evaluar la mejora que introduciría la aplicación de este sistema.

1.1.3 Identificación y determinación del problema

Dentro de este contexto el problema se centra en realizar un estudio de la mejora de la disponibilidad del Generador Escher Wyss de la empresa Trupal S.A. con el empleo de un Sistema de Monitoreo basado en PLC.

Este trabajo tiene como objetivo brindar un aporte para el estudio técnico requerido en este tipo de proyectos, brindar una metodología de diseño para el uso de tecnología PLC en Turbogeneradores de industrias locales, y una referencia de consulta para los profesionales, estudiantes y personas interesadas en el tema.

1.1.4 Enunciado de Resumen:

El problema en el que se centra la presente tesis, exige responder a la interrogante:

¿Cómo mejorar la disponibilidad del Turbogenerador Escher Wyss de la empresa Trupal S.A.?

1.2 Hipótesis

El empleo de un Sistema de Monitoreo basado en PLC permitirá mejorar la disponibilidad del Turbogenerador Escher Wyss de la empresa Trupal S.A. en la Provincia de Ascope, Departamento de La Libertad.

Variables e Indicadores

1.2.1 Variable Independiente:

Sistema de Monitoreo basado en PLC.

Indicadores

- Número de Variables a monitorear.
- Número de Variables a controlar.
- Algoritmo del Sistema.
- Tiempo de respuesta.
- Costos requeridos.

1.2.2 Variable Dependiente:

Disponibilidad Turbogenerador Escher Wyss Trupal S.A.

Indicadores

- Probabilidad de Disponibilidad.
- Probabilidad de Confiabilidad.
- Probabilidad de Mantenibilidad.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General:

- Proponer el diseño de un Sistema de Monitoreo para el Turbogenerador Escher Wyss de la empresa Trupal S.A. mediante el empleo de dispositivos PLC.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Describir la problemática del Turbogenerador Escher Wyss de Trupal S.A.
- Determinar los requerimientos de diseño para el sistema de monitoreo.

- Seleccionar el equipamiento más adecuado con una solución basada en dispositivos PLC.
- Elaborar recomendaciones y un plan de mantenimiento preventivo de acuerdo a los parámetros del Turbogenerador.
- Estimar los costos del proyecto.

CAPITULO II

MARCO CONCEPTUAL

Y

TEÓRICO

II. MARCO CONCEPTUAL Y TEÓRICO

Flores Abad (2012) sostiene que la energía eléctrica se produce fundamentalmente mediante el uso de turbogeneradores, turbinas de gas, turbinas hidráulicas, motores diesel, etc. La turbina de vapor permite alcanzar la mayor capacidad de generación. Debe quedar claro que este empleo no es el único de las turbinas de vapor, también existen aplicaciones en donde una planta de proceso tiene necesidad de grandes cantidades de calor, las industrias petroquímicas y otras.

Del mismo modo Flores Abad (2012) afirma que las ventajas de las turbinas de vapor son: su alta potencia y su excelente realización dentro del ciclo Clausius-Rankine y pueden operar a altas revoluciones por minuto y la instalación puede ser pequeña. Además, de que la potencia de la turbina puede ser muy regulada, lo que es positivo cuando se utiliza para accionar equipos mecánicos.

López A. et al.. (2002) también sostienen que al hablar de un turbogenerador, se refiere en general a una turbina con fluido agua-vapor, que en comparación con otros fluidos (por ejemplo: mercurio, amoníaco o fluidos frío-criogénicos) tiene las siguientes ventajas:

- Agua es extremadamente barata.
- Agua no venenosa.
- Agua es muy manejable y poco corrosiva.
- Las curvas de la presión de vapor permanecen muy favorables.

Por lo tanto, la economía y la factibilidad de estas aplicaciones dependen de la confiabilidad de las turbinas de vapor y de la capacidad de los modelos y disposiciones geométricas seleccionados para mejorar una condición dada del vapor, con la capacidad deseada de rendimiento o salida.

López A. et al. (2002) definen que la "inspección de integridad" es un recurso para un mantenimiento preventivo contribuyendo a las mejoras de rendimiento del equipo para aumentar la calidad de operación. Esta "inspección de integridad" es necesaria porque una planta de energía eléctrica que ha operado por un largo plazo (100 000 horas) presenta las siguientes clases de deterioro:

- Por envejecimiento de los componentes.
- Del material de fabricación.
- Del comportamiento de la calidad.

Y al aplicar dicha inspección se va a prevenir un paro inesperado o no programado. Al carecer de la "inspección de integridad" aparecerá un accidente originando un paro inesperado acarreado las siguientes consecuencias:

- Pérdida de generación de energía.
- Costo adicional de reparación.
- Disminución de la disponibilidad.

La inspección de integridad por las turbinas de vapor analiza las fallas presentadas en el turbogenerador y en base a estas experiencias (estadísticas) se trata de prevenir la aparición de las mismas.

2.1 Principios de Operación de un Turbogenerador

Equipo utilizado para la generación de energía eléctrica. El término Turbo se aplica en su nombre porque es impulsado por una turbina y el término generador por que el dispositivo impulsado por la turbina, es llamado generador (generador eléctrico), también se le llama grupo turbina a vapor alternador. En el generador, se aprovecha la energía mecánica que entrega la turbina en forma de giro, para convertirla en energía eléctrica por el principio de generación de electricidad de ELECTROMAGNETISMO.

En el turbogenerador también se encuentran integrados algunos sistemas auxiliares y complementarios tales como sistema de enfriamiento, sistema de lubricación, sistema de mediciones, tablero del turbogenerador.



Fig. 2.1 Turbogenerador Escher Wyss

Fuente: Trupal S.A

2.2 Turbina Castillo Miranda, L.(2009) sostiene: Las turbinas de vapor son máquinas térmicas que transforman la energía potencial de tipo térmico, en energía mecánica.

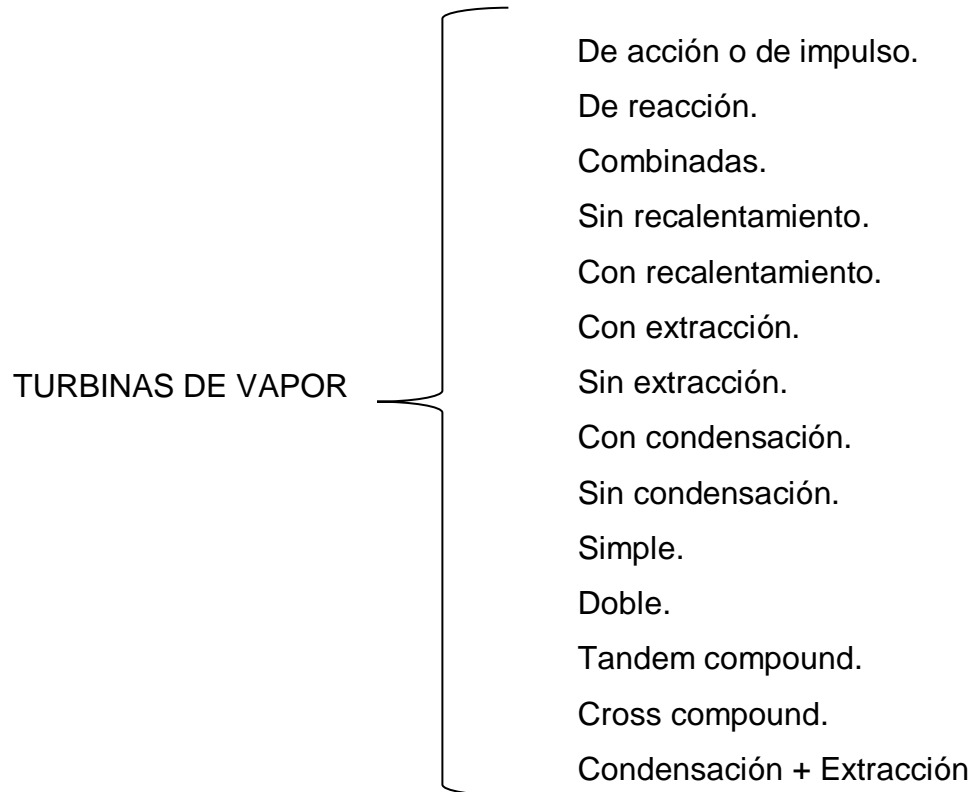
2.2.1 Partes Principales López A. et al (2002), dicen lo siguiente:

2.2.1.A Rotor. Parte móvil que lleva montadas las ruedas con paletas o as toberas móviles.

2.2.1.B Toberas fijas. Transforman la presión del vapor en velocidad.

2.2.1.C. Carcasa. Cubierta o envolvente en donde van montadas las toberas fijas.

2.2.2 Clasificación de las Turbinas de Vapor



Fuente: López A. y Ruiz C. (2002)

En cuanto a la clasificación de las turbinas, López A. et. al. (2002) señalan que las turbinas se clasifican de muchas maneras, y las principales son éstas:

Las turbinas de acción y las de reacción que pueden estar formadas por varios pasos o etapas. El vapor que sale de una rueda de álabes pasa a otra y así sucesivamente, se les llama turbinas de etapas múltiples, entonces se tiene un rotor con varias ruedas y sus respectivos discos de toberas.

| Características | Turbinas de acción | Turbinas de reacción |
|----------------------|---|---|
| Eficiencia | Mejor con coeficientes volumétricos pequeños, más mala con coeficientes volumétricos medianos y grandes | Mejor con coeficientes volumétricos medianos y grandes |
| Rotor | Construcción de disco. | Construcción de tambor. |
| Empaletado | Unas cuantas etapas amplias en la dirección axial. Álabes fijos montados en diafragmas. Álabes móviles en el disco del rotor. | Más etapas angostas en la dirección axial. Álabes fijos montados en la carcasa o en un portador. Álabes móviles en el tambor. |
| Mantenimiento | Transcurre un tiempo más largo entre reacondicionamientos importantes. | Tiempo transcurrido un tanto más corto entre reacondicionamientos importantes. |

Fig. 2.2 Comparación básica entre las turbinas de acción y de reacción

Fuente: Elaboración propia

Las turbinas combinadas están formadas por ruedas de dos tipos, las primeras ruedas son de acción y las últimas son de reacción.

El recalentamiento permite seguir aprovechando el vapor en otras etapas de la turbina, o en otra turbina.

Se extraen pequeñas cantidades de vapor en el recorrido interno de una turbina de varias etapas. El vapor se aprovecha en otros procesos (calentadores de agua; de aire, etc.) las extracciones

aumentan la eficiencia de la central. La presión del vapor de las extracciones va disminuyendo según su localización en la turbina.

2.2.2.1 Turbinas Compuestas

López A. et al. (2002) también señalan que los tipos de turbinas anteriores pueden agruparse en diferentes formas de tal manera que cuando el vapor sale de una turbina y entra a otra y así sucesivamente. Entonces cada turbina será un componente del grupo y se dice que forman una turbina compuesta.

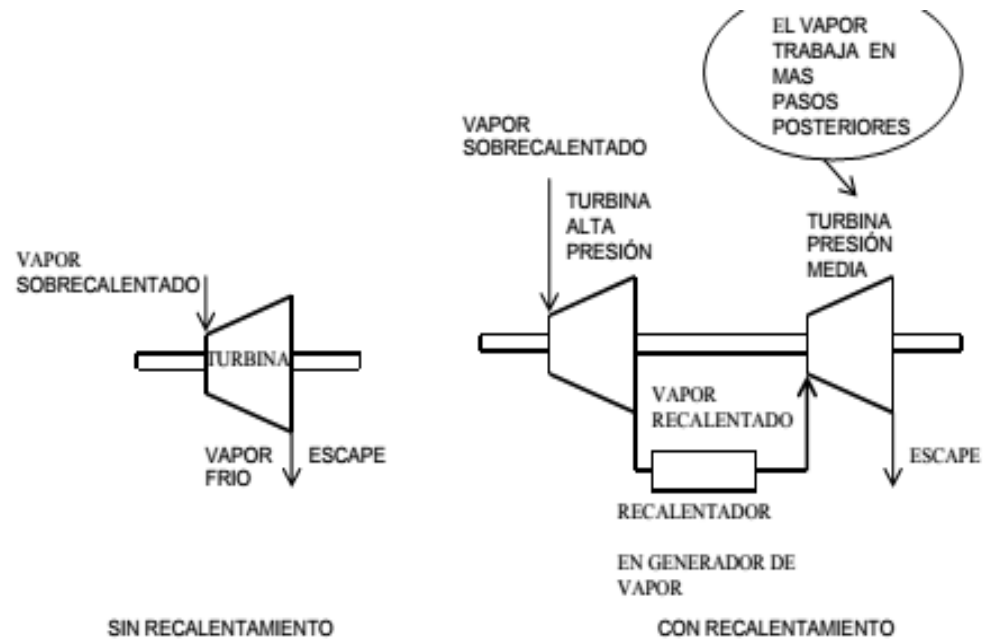


Fig. 2.3 Recalentamiento del vapor para las turbinas
Fuente: López A. et al. (2002)

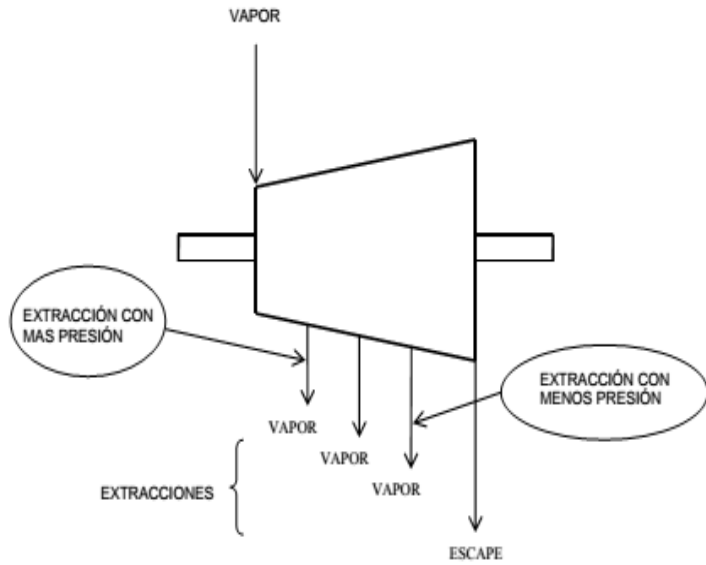


Fig.2.4 Turbina con extracciones

Fuente: López A. et al. (2002)

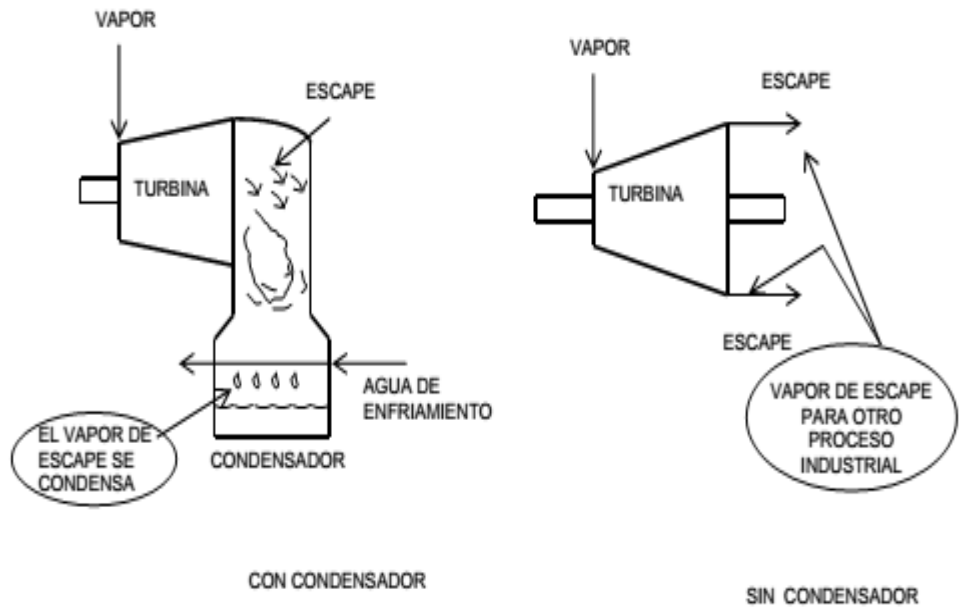


Fig.2.5 Turbinas con o sin condensador

Fuente: López A. et al. (2002)

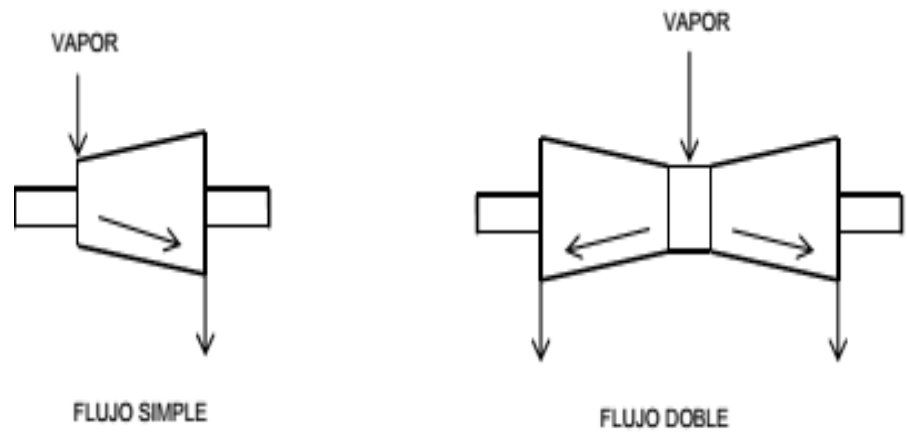


Fig.2.6 Turbinas según el flujo de vapor
 Fuente: López A. et al. (2002)

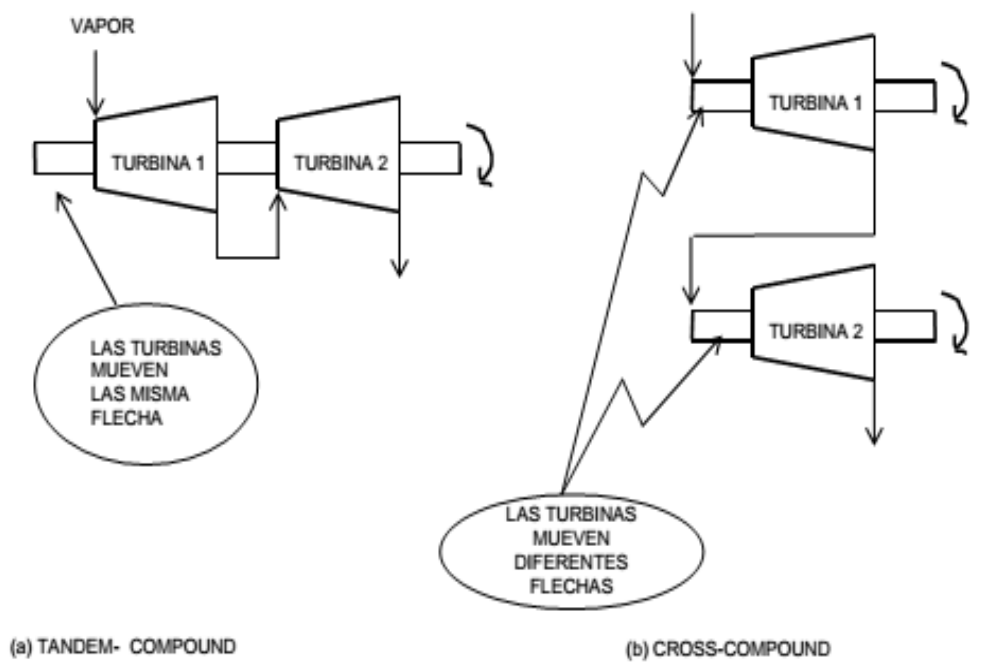
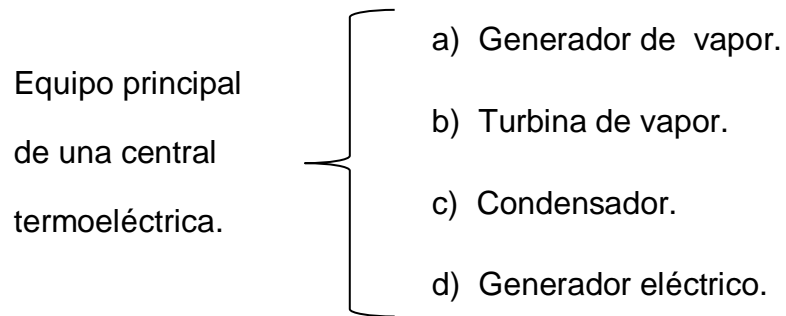


Fig.2.7 Turbinas compuestas
 Fuente: López A. et al. (2002)

2.2.3 Participación de la Turbina de Vapor

Todo el equipo es importante, pero de acuerdo a su participación directa en la obtención del objetivo, así como por su tamaño y costo, se clasifica a los siguientes equipos como principales:



La turbina de vapor es la más simple, eficiente y completa de las máquinas de vapor. Comparadas con otras máquinas, que tienen las siguientes ventajas:

- a) Ocupa poco espacio.
- b) Es bastante eficiente.
- c) Funcionamiento relativamente silencioso y sin vibraciones.

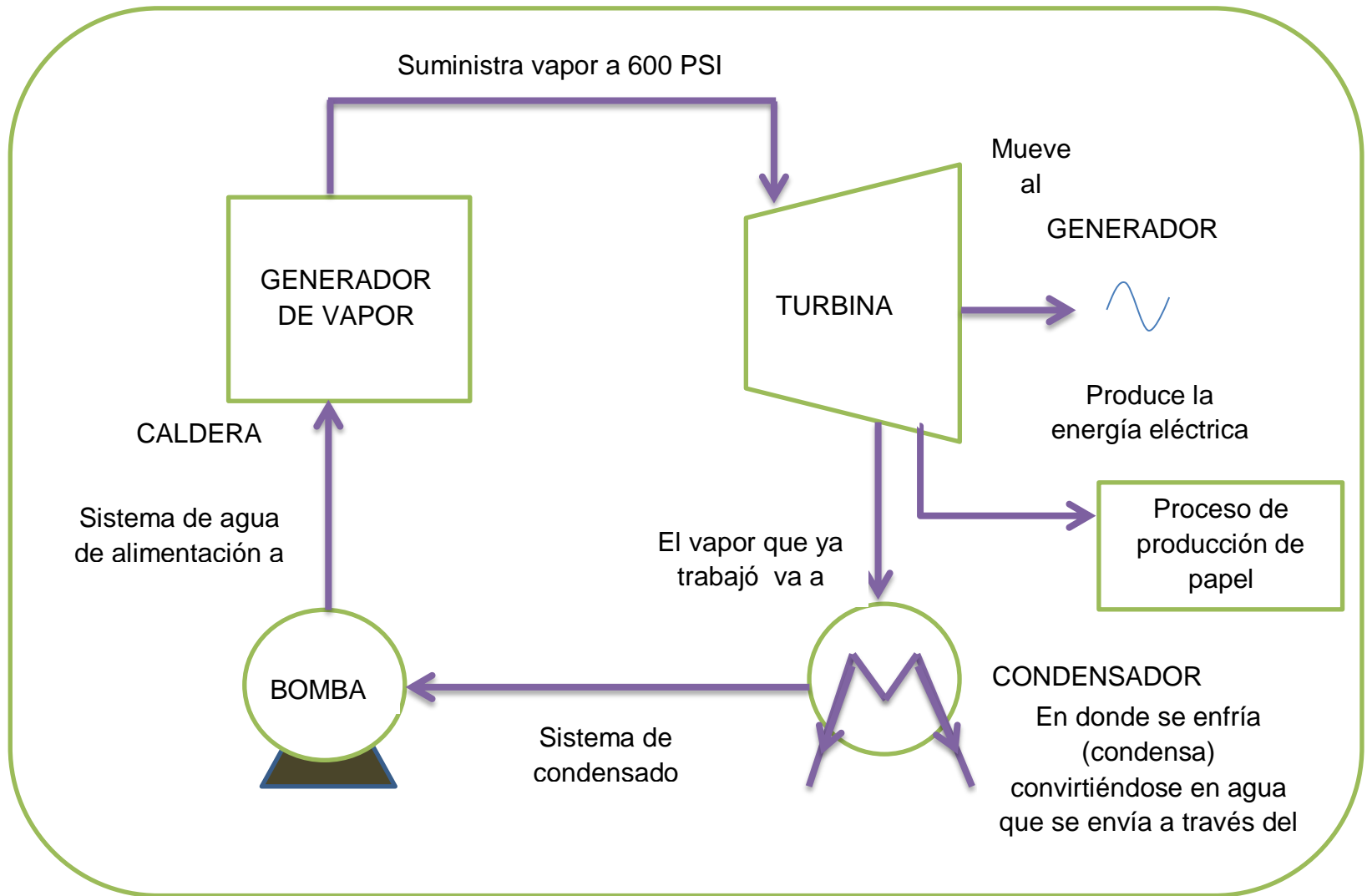


Fig.2.8 Ejemplo Central Termoeléctrica

Fuente: Elaboración propia

2.2.4 Elementos principales y auxiliares de las Turbinas de Vapor.

Gaytán M. y Márquez N.(2002) expresan que la turbina de vapor juega un papel importante en la generación de energía eléctrica, ya que son una de las máquinas que mejor se adaptan para mover grandes generadores eléctricos.

En la Fig. 2.9 se muestra la turbina en su forma más simple, que consta de los siguientes **elementos principales** que son:

- 1.- Conjunto de la válvula de admisión.
- 2.- Anillo de las toberas (primer escalonamiento).
- 3.- Álabes fijos, soporte.
- 4.- Rodete (primer escalonamiento).
- 5.- Conjunto de válvulas de extracción.
- 6.- Evacuación fugas válvulas de extracción.
- 7.- Conjunto de la válvula de extracción.
- 8.- Carcasa de la turbina (admisión).
- 9.- Carcasa de la turbina (escape).
- 10.- Diafragma (ultimo escalonamiento).
- 11.- Válvula centinela.
- 12.- Rodete (ultimo escalonamiento).
- 13.- Prensaestopas.
- 14.- Separador de aceite.
- 15.- Nivel de aceite (indicador).
- 16.- Cojinete.
- 17.- Tubo de aceite para engrasar el acoplamiento.
- 18.- Acoplamiento.
- 19.- Cojinete de la máquina conducida.
- 20.- Vaciado (tubería).
- 21.- Evacuación hacia el prensaestopas del condensado.
- 22.- Junta estopada.
- 23.- Estopada del diafragma.

- 24.- Pantalla para el vapor.
- 25.- Conexión para la evacuación y juntas.
- 26.- Apoyo.
- 27.- Carcasa de la bomba de aceite.
- 28.- Carcasa del regulador.
- 29.- Acoplamiento para la bomba y regulador.
- 30.- Regulador para el caso de velocidades excesivas (embalamiento).
- 31.- Cojinete de empuje.
- 32.- Cojinete.
- 33.- Prensaestopas.
- 34.- Compensación fugas válvulas de admisión.
- 35.- Excéntrico válvula admisión (conjunto).

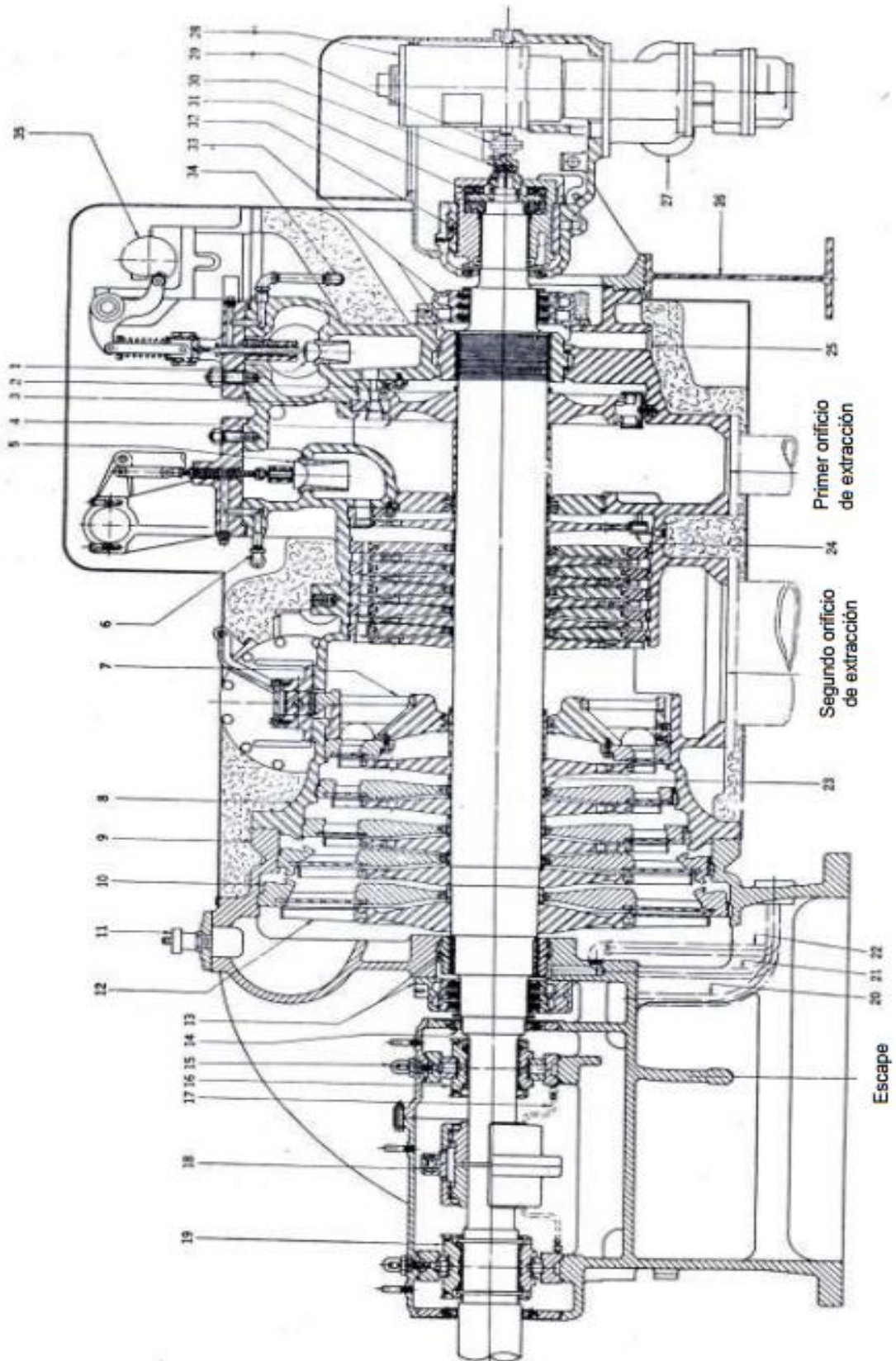


Fig.2.9 Componentes principales de la turbina de vapor
 Fuente: Gaytán M. y Márquez N. (2002)

Gaytán M. et al. (2002) también mencionan que de los elementos fundamentales de una turbina, existen otros **elementos auxiliares** que son tan importantes como los anteriores. Estos son los siguientes:

- Pistón de equilibrio.
- Cojinetes o chumaceras.
- Sistema de regulación o gobierno.
- Sistema de lubricación.
- Sistema de sellado.
- Dispositivos de protección.

2.2.4.1 Pistón de equilibrio: En todas las turbinas de reacción existe un empuje axial, que tiende a desplazar el rotor hacia el sentido del flujo de vapor. En la zona de entrada de vapor a la turbina de alta presión, el rotor está configurado para formar un pistón de equilibrio o émbolo de compensación el cual está diseñado para producir el empuje hacia la terminal de entrada de vapor a la turbina, estando en condiciones normales.

2.2.4.2 Cojinetes o Chumaceras: Hay dos tipos de cojinetes en las turbinas de vapor, las cuales se conocen como cojinetes principales o de carga y el cojinete de empuje.

Los cojinetes de carga soportan el peso del rotor de la turbina, impidiéndole cualquier movimiento del mismo en una dirección vertical. Sin embargo, si el rotor no está perfectamente balanceado, los cojinetes estarán sometidos a vibraciones considerables que puedan sobrecargarlos. Están lubricados por aceite forzado a presión y no solamente tienen por objeto su lubricación, sino mantenerlos a la temperatura de operación correcta.

El cojinete de empuje tiene como función absorber los empujes axiales a lo largo del eje y mantener el rotor en su posición correcta con respecto a las partes fijas de la turbina.

2.2.4.3 Sistema de Regulación o Gobierno: La función de los reguladores en las turbinas es la de mantener constante la velocidad de rotación de la misma al variar la carga. Es decir mantener la condición de operación.

Para el caso de los generadores de corriente alterna se exige una frecuencia constante para lo cual debe mantenerse con mucha exactitud la velocidad de giro de la turbina. En general existen dos tipos de reguladores:

- Regulador centrífugo o de bolas.
- Regulador hidráulico.

2.2.4.3.1 Regulador Centrífugo o de Bolas: Como su nombre lo indica, el regulador centrífugo está compuesto por unos contrapesos adheridos a la flecha, que se mueven hacia adentro o hacia fuera dependiendo de la velocidad de la turbina. Este movimiento de balanceo se aprovecha para que, por medio de un mecanismo, se abra o se cierre la válvula de admisión a la turbina manteniendo la velocidad constante.

2.2.4.3.2 Regulador Hidráulico: Los reguladores hidráulicos operan regularmente mediante bombas centrífugas o de engranes montados directamente sobre la flecha de la turbina. Estas bombas trabajan con el aceite lubricante de la propia máquina, y tienen dos funciones que desempeñar, lubricar las

chumaceras de la máquina y sirven como gobierno de la misma.

2.2.4.4 Sistemas de Lubricación: Para la lubricación, existen dos sistemas diferentes:

- Sistema de lubricación con anillo.
- Sistema de lubricación a presión.

El sistema con anillo levantador de aceite consiste solamente en la colocación de anillos en las chumaceras de tal manera que al girar levantan el aceite del recipiente de la chumacera y lo depositan en el interior de ésta. Para mantener una temperatura adecuada del aceite lubricante, se coloca un serpentín en la caja de aceite de la chumacera por el interior del cual circula agua. La cantidad necesaria de ésta se controla por medio de una válvula.

El sistema de lubricación a presión está constituido por una bomba, la cual impulsa el aceite lubricante hasta las chumaceras de la máquina. Previamente el lubricante pasa por un enfriador para mantener la temperatura deseada y por un filtro para evitar que las impurezas lleguen a las chumaceras. De las chumaceras regresa el aceite caliente por gravedad al tanque de aceite.

2.2.4.5 Sistema de Sellado: En las partes del eje o rotor que sale de la envolvente, se requiere de la instalación necesaria de empaquetaduras, ya que en el lado de alta presión no permiten fugas de vapor hacia la atmósfera y ya en el lado de baja presión para evitar la entrada de aire, por consiguiente pérdida de vacío en el condensador. Los sellos o empaquetaduras se utilizan también en las carcasas y rotores entre los álabes fijos y los móviles.

Los sellos son laberintos, donde el vapor se va estrangulando en los diferentes pasos hasta reducir su presión.

Para evitar fugas de vapor por los claros que quedan entre la carcasa de la turbina y la flecha se han ensayado varios sistemas de sellos, pero el más usual, y que se ha popularizado más por su sencillez es el que está constituido por anillos de carbón. Están formados por varias secciones sostenidas en su periferia por un resorte de acero. Es importante que las superficies de unión sean esmeriladas perfectamente y solamente se coloca entre ellas un material sellante plástico, cuya característica principal debe ser su resistencia a las altas temperaturas, es decir, que no debe endurecerse y formarse quebradizo.

2.2.4.6 Dispositivos de Protección: Existen ciertas condiciones de operación que deben ser evitadas por las turbinas por su alto grado de riesgo como son las vibraciones, velocidad excesiva de giro, bajo vacío, operar sin lubricación, excesivo desplazamiento axial, alto nivel en los calentadores de alta y baja presión y otras más. Es por eso que las turbinas cuentan con las siguientes protecciones: disparo por bajo vacío, por alto nivel en el calentador de alta presión y baja presión, por solenoide, por altas vibraciones, por sobre velocidad. La protección de sobre velocidad cuando por cualquier causa, a una turbina de vapor se le disminuye la carga en forma repentina, tenderá a aumentar su velocidad de rotación, hasta valores muy altos, que podrían en peligro las partes de que está formada, e inclusive ocasionar su destrucción total. Para evitar daño se han diseñado los dispositivos "de sobre velocidad" los cuales mediante

mecanismos, al alcanzar la turbina una velocidad predeterminada, cierra en forma momentánea la válvula de admisión de vapor, llamada de cierre rápido, haciendo que la turbina se pare. Este dispositivo de sobre velocidad se calibra para que opere generalmente con una velocidad **de 10 a 15% mayor que la velocidad de trabajo.**

2.2.4.6.1 Válvula Centinela: Es una válvula de seguridad pequeña instalada en la parte superior de la carcasa y su función es la de operar una alarma cuando la presión en la caja de la turbina alcanza valores peligrosos, avisando en esta forma que hay algo anormal en la operación de la turbina.

2.2.4.6.2 Válvula de Relevo Atmosférica: Esta válvula de seguridad se instala entre la brida de escape de la turbina y la primera válvula de bloqueo en la línea de escape, y su función es la de proteger la carcasa de la turbina. Esta válvula deberá ser de un tamaño suficiente que permita el paso de la cantidad máxima de vapor que pasa por la turbina, sin que se eleve la presión arriba de valores permisibles.

2.3 Generador: Según Gaytán M. et al. (2002): Un generador eléctrico es una máquina rotatoria que convierte energía mecánica en energía eléctrica. La energía mecánica suministrada puede ser generada por motores diesel, gasolina o turbinas de vapor, de agua, etc. En el caso de una termoeléctrica la energía mecánica se obtiene mediante una turbina de vapor de aquí el nombre de termoeléctrica, ya que el proceso consiste primero en convertir energía térmica en energía mecánica (turbina de vapor), y posteriormente la energía mecánica en energía eléctrica (generador).

También Gaytán M. et al. (2002) mencionan: Dos tipos de generadores eléctricos rotatorios :

- Sincrónicos de corriente alterna (ca).
- Rotatorios de corriente directa (cd).

Y dos tipos básicos de generadores:

- El tipo de armadura giratoria y
- El tipo de campo giratorio.

El tipo de armadura giratoria solo se encuentra en alternadores con potencia nominal pequeña.

El tipo de alternador de campo giratorio tiene un devanado de armadura estacionario y un devanado de campo giratorio. La ventaja de tener un devanado de armadura estacionario es que el voltaje generado puede conectarse en forma directa a la carga sin anillos deslizantes.

Los alternadores de alto voltaje y gran potencia por lo general, son de tipo campo giratorio. Como el voltaje aplicado al campo giratorio es de corriente directa de bajo voltaje, no se tiene el problema de arqueo en los anillos deslizantes.

2.3.1 Principio de funcionamiento del generador: El principio de funcionamiento, del alternador, puede explicarse por medio de la teoría eléctrica elemental.

Gaytán M. et al. (2002) exponen que al hacer girar una bobina dentro del espacio libre entre dos imanes muy próximos, se crea en éste un voltaje. Este voltaje es generado por el movimiento de la bobina al atravesar las líneas de fuerza del campo magnético que se forma entre los dos imanes.

El generador más simple consta de una bobina que gira en un campo magnético uniforme (ver figura 2.10)

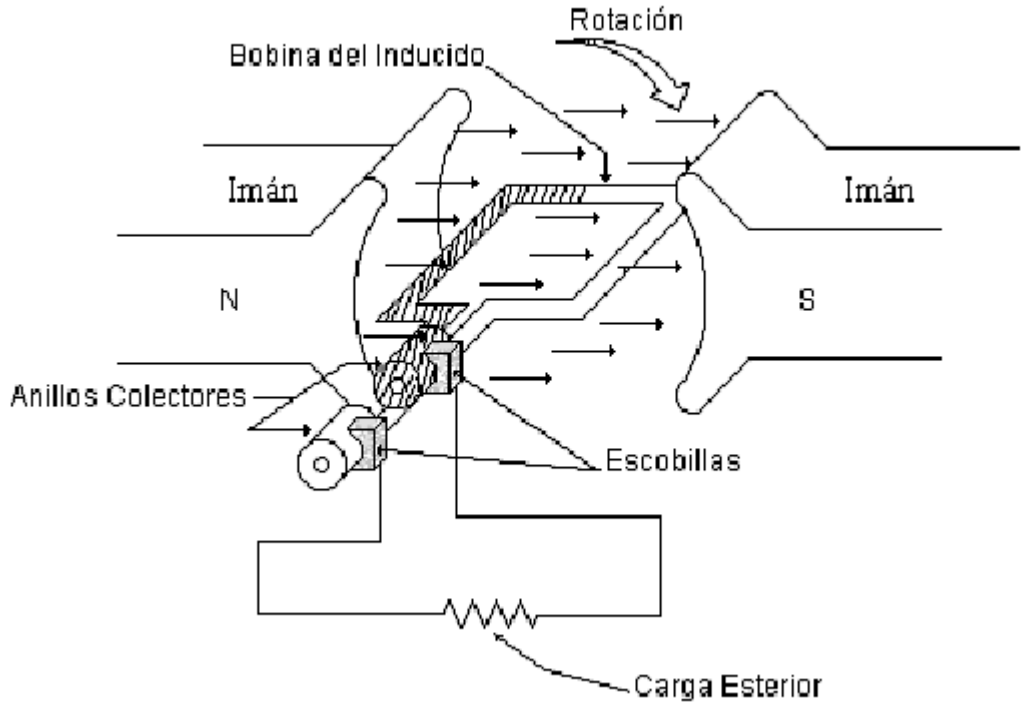


Fig. 2.10 Generador Eléctrico Simple

Fuente: Gaytán M. y Márquez N.(2002)

Gaytán M. et. al (2002) explican que la cantidad de energía eléctrica generada depende de la velocidad de giro de la bobina y de la potencia del campo magnético producido por los imanes. El movimiento de la bobina debe ser continuo para que el flujo de energía sea constante, y los imanes deben estar dispuestos de modo que aporten un campo magnético. El imán que genera el campo magnético se denomina inductor y la parte fija que en donde se colocan los devanados o en donde se induce la frecuencia electromotriz, se denomina inducido. Cuando una bobina gira a su velocidad angular constante en el seno de un campo uniforme se origina una fuerza electromotriz alterna (FEM.) dicha la frecuencia electromotriz. Es nula cuando

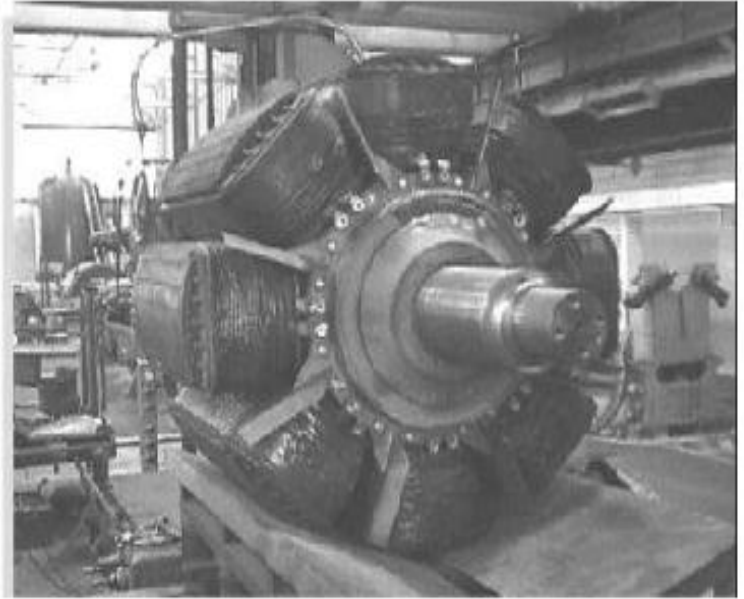
el plano de la espira es perpendicular al campo y alcanza su máximo valor cuando dicho plano es paralelo al campo.

2.3.2 Funcionamiento de un generador: Así mismo Gaytán M. et. al (2002) continúan sosteniendo que si en un generador síncrono se aplica al embobinado del rotor una corriente continua, se producirá un campo magnético en el rotor. Entonces el rotor del generador se impulsará por medio de una turbina de vapor (Puesto que el rotor dispone de un masa considerable y de gran inercia), lo cual producirá un campo magnético rotatorio dentro de la máquina. Este campo magnético rotatorio inducirá un sistema trifásico de voltajes dentro del embobinado del estator del generador. La velocidad de rotación del campo depende de la frecuencia de corriente alterna y del número de polos del estator. En el caso de un generador alimentado por una turbina de vapor, el par ejercido por la flecha conectada al generador deberá de ser lo suficientemente grande para vencer el par de inercia del generador.

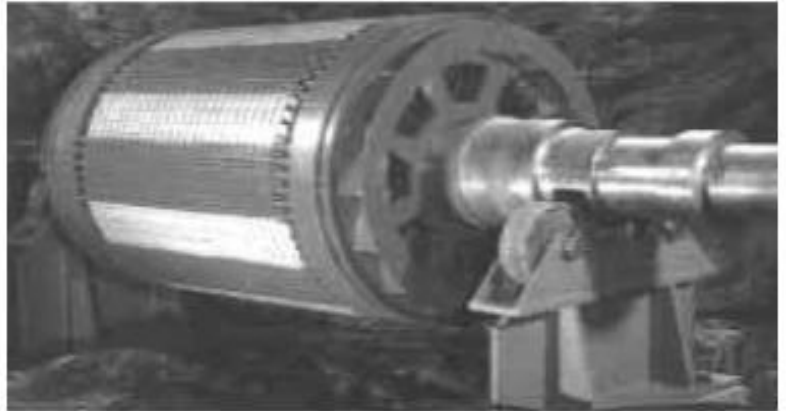
2.3.3 Clasificación del rotor del generador según su construcción: Gaytán M. et. al (2002) lo dividen en dos tipos:

- **Los de polos salientes:** El término saliente significa protuberante o resaltado; y un polo saliente es un polo magnético que resalta de la superficie del generador, este polo saliente se utilizan normalmente en rotores de cuatro o más polos.
- **Los polos lisos:** Es decir, con polos apenas distinguibles, estos rotores de polo no saliente se utilizan normalmente para rotores de dos o cuatro polos. Ver. Fig 2.11.

a)



b)



**Fig. 2.11 a) Rotor de polos salientes.
b) Rotor polos lisos.**

Fuente: Gaytán M. y Márquez N.(2002)



Fig 2.12 Rotor de polos lisos de Turbogenerador de Trupal S.A

Fuente: Trupal S.A

2.3.4 Conexión de los devanados: Existen dos tipos fundamentales de conexión de un generador según Gaytán M. et. al (2002).

El primero es la conexión estrella, en donde los finales (X,Y,Z) de las fases (A,B,C) están unidos conjuntamente en un punto neutro común (centro de estrella), y cada principio (U,V,W) de fase va conectado a una de las líneas de alimentación de la red.

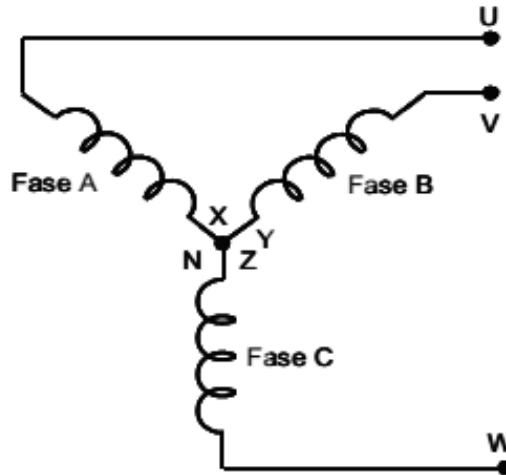


Fig. 2.13 Conexión en Estrella (Y)

Fuente: Gaytán M. y Márquez N.(2002)

El nombre de estrella con que se designa dicha conexión es debido a la forma que adoptan las fases, y se representa abreviadamente por el símbolo Y.

La segunda conexión es delta o triángulo cuando el final (X,Y,Z) de cada fase está unido al principio (U,V,W) de la siguiente, en la Fig.2.13 se muestra esta conexión, se aprecia que el final de la fase A está unido al principio de la fase B, el final de la fase B al principio de la fase C, y el final de la fase C al principio de la fase A. De cada punto de unión o vértice parte una conexión hacia la red.

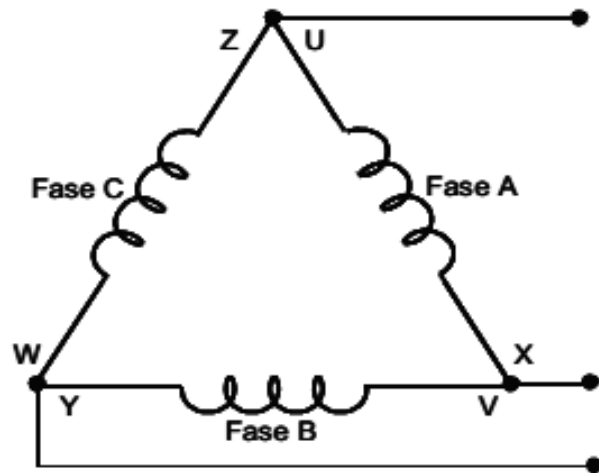


Fig. 2.14 Conexión en Delta o Triángulo (Δ)

Fuente: Gaytán M. y Márquez N.(2002)

En la Fig. 2.13 justifica el nombre dado a esta conexión delta o triángulo, que abreviadamente se representa por el símbolo Δ .

2.3.5 Componentes principales del Generador

Gaytán M. y Márquez N.(2002) proponen como componentes principales del Generador a lo siguiente:

- Núcleo del estator.
- Bobinas del estator.
- Ventilador.
- Rotor.
- Carcasa del estator.
- Excitador (estático).
- Cabezales.
- Bobinas del rotor.
- Anillos Colectores.

- Escobillas del colector.
- Núcleo del Rotor.
- Campana.
- Chumaceras (radial).

2.3.5.1 Descripción de algunas de las partes principales del generador: También describen, Gaytán M. et. al (2002) algunas partes principales del generador:

2.3.5.1.A Núcleo del estator: Está formado por delgas laminada de acero al silicio, troquelada para formar las ranuras donde van alojadas las bobinas del estor o inducido. Estas laminas llevan una capa de barniz aislante con la finalidad de evitar pérdidas por el efecto de joule. A través del laminado del núcleo se tienen canales de ventilación que permiten el paso del medio refrigerante (pudiendo ser aire, hidrógeno) el cual es impulsado por un ventilador localizado en un extremo del rotor.

2.3.5.1.B Bobinas del estator: Las bobinas están constituidas por barras de cobre, aisladas entre sí con respecto al núcleo laminado, las bobinas están colocadas a presión en las ranuras del núcleo laminado, y sujetadas a este mediante cuñas. Las bobinas del generador están instaladas en las ranuras del estator del generador de los cuales, convenientemente conectadas se obtienen las tres terminales que finalmente serán las tres fases del generador.

2.3.5.1.C Rotor: El rotor es el elemento giratorio del generador eléctrico y está fabricado de una sola pieza forjada, que incluye también la brida de acoplamiento a la

turbina. El rotor al igual que el núcleo del estator se encuentra ranurado para alojar las bobinas que forman el campo magnético (inductor).

2.3.5.1.D Bobinas del rotor: Las bobinas del rotor tienen la función de crear el campo magnético necesario para la producción de un voltaje inducido en el estator del generador. Las bobinas del rotor están fabricadas de cobre. En los extremos del rotor se tienen los anillos de retención que tienen la función de mantener el devanado del rotor en posición correcta impidiendo que durante el funcionamiento se flexionen por causa de la fuerza centrífuga.

2.3.5.1.E Excitador: El excitador suministra la corriente continua necesaria para la excitación del campo del generador, y regularmente va acoplado a la misma flecha del generador. La corriente suministrada por el excitador recibe el nombre de: corriente de campo del generador o corriente de excitación.

2.3.5.1.F Escobillas y anillos rozantes: Las escobillas reciben corriente directa del excitador y estas están colocadas en forma radial para que de esta manera transmitir dicha corriente a los anillos rozantes, y estos a su vez están conectados a los conductores que por el interior del eje llegaran hasta las bobinas del rotor para que esta manera se forme el campo magnético.

2.3.5.1.G Chumacera: El rotor del generador se encuentra soportado en sus extremos por chumaceras, para mantener a la flecha libre de esfuerzos indebidos

por causa de deflexión de la flecha o por mal alineamiento en el arranque. Las dos chumacera están aisladas respecto a la carcasa del estator de manera que se evite con toda seguridad que circule la corriente por las chumaceras.

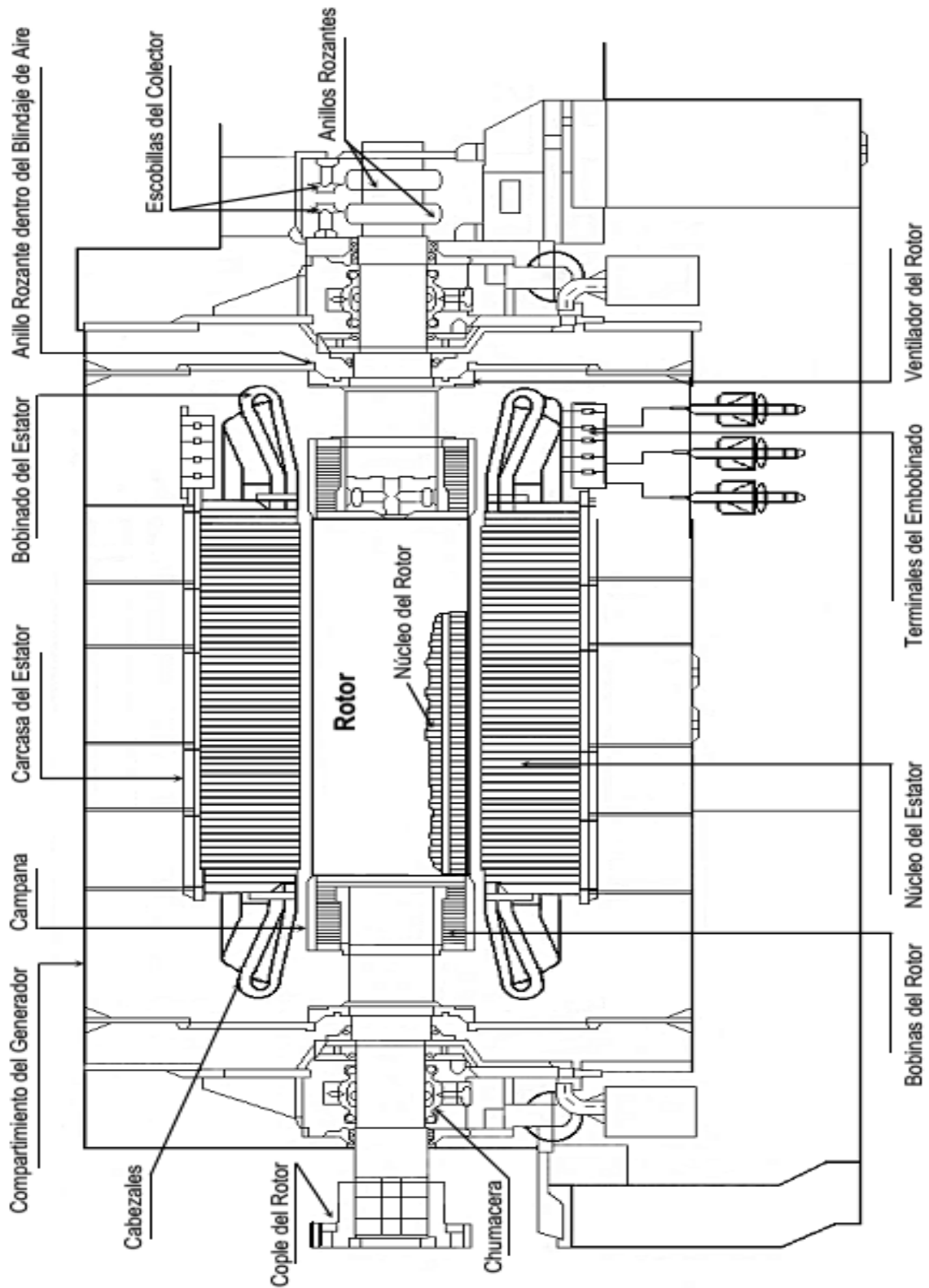


Fig. 2.15 Descripción algunas partes del Generador

Fuente: Gaytán M. y Márquez N.(2002)

2.4 Parámetros principales para detección y diagnóstico.

El turbogenerador de vapor es una de las máquinas más confiables producidas por nuestra tecnología moderna. La robustez mecánica intrínseca del tipo de construcción de las ruedas y diafragmas es una característica clave que contribuye a su historial de confiabilidad. Al mismo tiempo, la disposición compartimentada permite confinar y reducir al mínimo los daños internos resultantes de fallas en las toberas o en los álabes, o de la intrusión de materias extrañas o de contaminantes, lo cual también contribuye a mejorar la confiabilidad. La confiabilidad y disponibilidad de los turbogeneradores resulta de la combinación de dos factores importantes:

- a) La confiabilidad inherente del tipo de diseño y fabricación de la máquina.
- b) El grado en que los procedimientos de instalación, condiciones ambientales y prácticas de explotación acrecentan o reducen la confiabilidad inherente del equipo.

Con respecto a la cuestión de la confiabilidad inherente, cabe considerar aquí cual es el nivel de confiabilidad que puede alcanzarse en forma realista y práctica. No existe, por supuesto, un método empírico para derivar respuestas específicas a esta cuestión, si bien ciertos análisis probabilísticos nos pueden dar algunas ideas útiles. Un examen del historial de un gran número de unidades turbogeneradoras instaladas nos sugiere, sin embargo, que es posible lograr un porcentaje de tiempo perdido por paradas forzadas de alrededor del 0.05 por ciento, sujeto a las **limitaciones siguientes**:

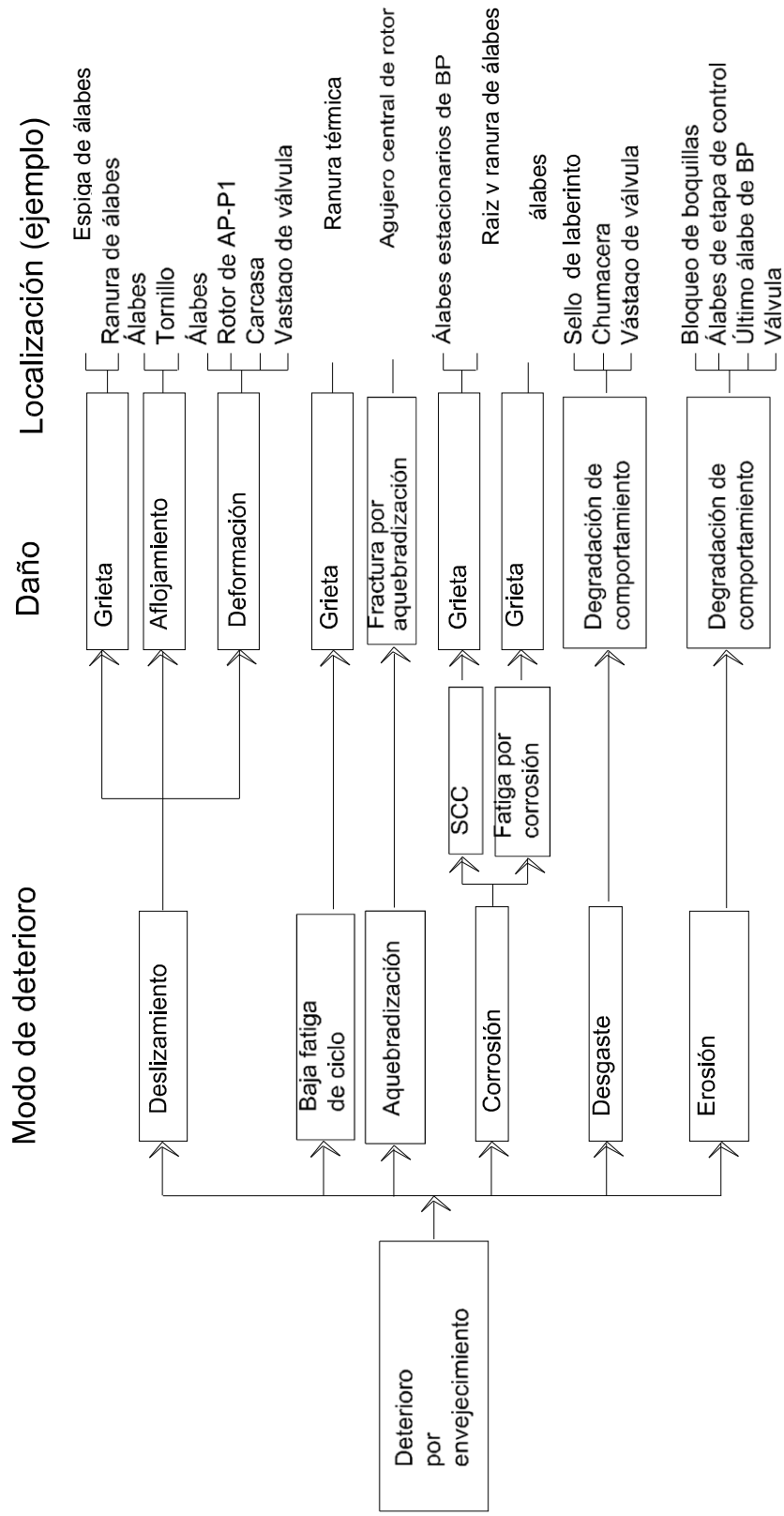
- a) Los parámetros de diseño (presión, temperatura y caudal de vapor, etc.) deben hallarse dentro del área en que exista una experiencia razonable y satisfactoria, o donde haya antecedentes de experiencia que pueda aplicarse al caso en cuestión.

- b) El síntesis de la actividad de diseño del fabricante debe ser incrementada por una experiencia extensiva y satisfactoria en la explotación de equipos bajo las condiciones (velocidad, ciclo, servicio, ambiente, etc.) para las cuales se propone el equipo en cuestión.

No hay una manera fácil de aumentar la disponibilidad de los turbogeneradores. Existen, sin embargo, diversas indicaciones que indican el camino a seguir para lograr dicho objetivo. En estos últimos años se han efectuado varios exámenes de las causas principales de las paradas forzosas de los turbogeneradores y de los factores que gobiernan las paradas programadas de mantenimiento. Estas investigaciones han identificado las deficiencias que han causado la mayor pérdida de tiempo por paradas forzosas, y sugieren acciones para remediar la situación. Por lo menos uno de estos estudios trato sobre el impacto causado por las paradas planeadas para mantenimiento y el potencial para mejorar las prácticas de mantenimiento con el fin de lograr reducciones en los periodos de paralización. Se propuso un programa sistemático de mantenimiento que incluía un sistema integrado de recolección de datos, técnicas mejoradas de análisis de datos, un programa preplaneado de inspecciones parciales y de inspecciones periódicas.

Fig. 2.16 Modos y daños de deterioro por envejecimiento

Fuente: López A. y Ruiz C. (2002)



Análisis de fallas en turbinas
Clasificación de fallas de turbina

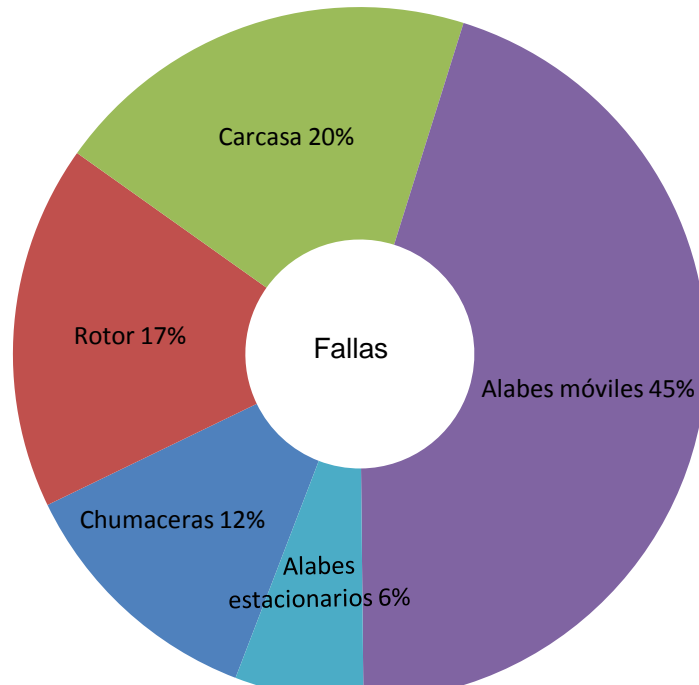


Fig. 2.17 Ubicación de la falla
Fuente: López A. y Ruiz C. (2002)

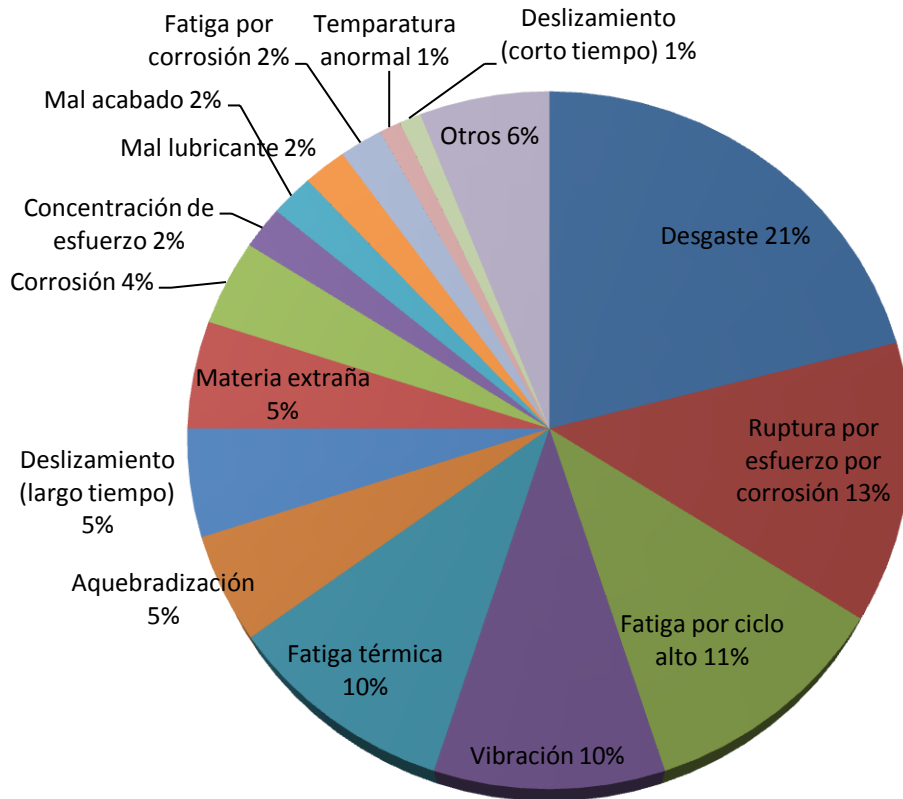


Fig.2.18 Causas de la falla
Fuente: López A. y Ruiz C. (2002)

CAPITULO III
MATERIALES Y
PROCEDIMIENTO

III. MATERIALES Y PROCEDIMIENTO

3.1. Material

3.1.1. Población

Turbogenerador Escher Wyss de la Empresa Trupal.

3.1.2. Muestra

Turbogenerador Escher Wyss de la Empresa Trupal.

3.1.3. Unidad de Análisis

Análisis de la disponibilidad del Turbogenerador Escher Wyss de la Empresa Trupal.

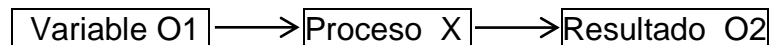
3.2. Método

3.2.1. Tipo de Investigación

Aplicada

3.2.2. Diseño de Investigación

El diseño de la presente investigación:



O1: Parámetros de fallas y disponibilidad del Turbogenerador Escher Wyss sin sistema de monitoreo basado en PLC

X: Estimación de los parámetros de fallas y disponibilidad del Turbogenerador Escher Wyss con un sistema de monitoreo basado en PLC.

O2: Porcentajes de comparación estimados para las fallas y disponibilidad del Turbogenerador Escher Wyss con la presencia del sistema de monitoreo basado en PLC

3.2.3. Variables de estudio y operacionalización

Analizando las variables independientes y dependientes se realizará el estudio de la mejora en la disponibilidad del Turbogenerador Escher Wyss de la Empresa Trupal S.A. mediante un sistema de monitoreo basado en PLC.

A. Variable independiente

| VARIABLE | DEFINICION CENTRAL | DEFINICION OPERACIONAL | INDICADORES | INSTRUMENTO | UNIDAD |
|------------------------------------|--|---|---|--------------------------------|------------|
| Sistema de Monitoreo basado en PLC | <p>Sheldrake, A. 2003) define a los sistemas de seguridad y paradas de emergencia empleados en turbogeneradores como Sistemas Interlock.</p> <p>Un sistema de monitoreo es una herramienta de apoyo que informa la ejecución de un proceso. Esto puede ser una condición de alarma, una válvula abierta u otros.</p> | <p>El análisis de los parámetros permitirá tener un patrón de referencia del comportamiento de las señales dentro de Planta de Fuerza en Trupal S.A, para su estudio futuro del Turbogenerador.</p> | <ul style="list-style-type: none"> • Número de variables a monitorear. | Lista de cotejos. | unidad |
| | | | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Número de variables a controlar. | Lista de cotejos. | unidad |
| | | | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Algoritmo del Sistema. | PC | software |
| | | | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Tiempo de respuesta. | Datos cuaderno de ocurrencias. | Segundo(s) |
| | | | <ul style="list-style-type: none"> ▪ Costos requeridos | Cotizaciones.. | Dólares |

B. Variable dependiente

| VARIABLE | DEFINICION CENTRAL | DEFINICION OPERACIONAL | INDICADORES | INSTRUMENTO | UNIDAD |
|-----------------|---|--|----------------|----------------------|--------|
| Disponibilidad. | La Disponibilidad se describe en términos cuantitativos como: tiempo en línea, tiempo en factor de corrida, falta de paradas, y un buen número de términos operativos coloquiales, que incluyen un mínimo valor para la disponibilidad operacional. | La disponibilidad permitirá tener una referencia, de los diferentes parámetros para proponer alternativas de solución para su mejora en el futuro. | Disponibilidad | Cuadros estadísticos | % |
| | | | Confiabilidad | Cuadros estadísticos | % |
| | | | Mantenibilidad | Cuadros estadísticos | % |

3.2.4. Instrumentos de Recolección de Datos

Para poder conocer la realidad problemática, identificar necesidades, plantear requerimientos técnicos y realizar el estudio de la mejora en la disponibilidad del turbogenerador Escher Wyss de la empresa Trupal S.A. mediante un sistema de monitoreo basado en plc, tomamos en cuenta:

- Encuestas al personal de operación de Trupal S.A.
- Entrevistas con los Jefes de las Áreas de Operación y Planta Trupal S.A.
- Registro manual e histórico de operación del Turbogenerador.
- Hojas técnicas de equipos actualmente instalados en el Turbogenerador.
- Hojas técnicas de equipos de fabricantes de PLC y accesorios.
- Manuales de equipos de medición de parámetros operativos de turbogeneradores.
- Normas técnicas de instalación empleadas en Trupal S.A.
- Cotizaciones de equipos PLC y accesorios.

3.2.5 Procedimientos y análisis de datos

Luego de preparar las encuestas y solicitar las entrevistas necesarias mediante documentos en Planta tuvimos el siguiente personal:

- Líder Funcional de Generación de Energía (Ing. David Salazar).
- Jefe de Mantenimiento Eléctrico (Ing. Ismael Flores Flores).
- Inspector Eléctrico / Mecánico (Técnico Carlos Fernández).
- Ingeniero de Operaciones (Ing. Marco Araujo Pérez).
- Operador de Turbo (Ing. Marlon Bobadilla).
- Técnico de Taller Mecánico (Marcial Tapia).
- Técnico de Taller Eléctrico (Salvatore Alvarado).

A todas las personas involucradas en el estudio se les realiza una presentación completa del tema donde se explica la metodología, los alcances y la importancia de los resultados. Se dan las instrucciones sobre cómo completar el formato de encuesta. Además se puntualiza en el compromiso que se debe tener para que el estudio arroje los mejores resultados.

El formato de la encuesta entregada al personal se muestra en la tabla 3.1. Esta encuesta está compuesta por siete preguntas, cada pregunta tiene una serie de respuestas con una ponderación diferente, esta ponderación se presenta en la tabla 3.2 y le asigna un valor específico a cada parámetro dependiendo de las características del equipo a evaluar. Una vez realizada la encuesta los resultados se clasifican en una hoja de cálculo, donde se obtiene el valor de criticidad para cada equipo por cada una de las personas entrevistadas y finalmente se realiza un promedio con los resultados obtenidos para determinar la criticidad final del equipo.

Tabla 3.1. Formato para Encuesta de Análisis de Criticidad

| Persona: | | Cargo: | |
|---|--|--|--|
| 1. FRECUENCIA DE FALLA (TODO TIPO DE FALLA) | | 2. TIEMPO PROMEDIO PARA REPARAR (TPPR) | |
| No más de 1 por año | | Menos de 4 horas. | |
| Entre 2 y 15 por año. | | Entre 4 y 8 horas. | |
| Entre 16 y 30 por año. | | Entre 8 y 24 horas. | |
| Entre 31 y 50 por año. | | Entre 24 y 48 horas | |
| Más de 50 por año (Más de una parada semanal) | | Más de 48 horas | |
| 3. DISPONIBILIDAD DE REPUESTO EN STOCK | | 4. COSTO DE REPARACIÓN (MILES DE DÓLARES) | |
| Más del 80% | | Menos de 3. | |
| Entre 50% y 80% | | Entre 3 y 15. | |
| Entre 50% y 25% | | Entre 15 y 35. | |
| Menos de 25% | | Más de 35. | |
| 5. CAPACIDAD DE CUBRIR LA DEMANDA | | | |
| No afecta la capacidad. | | | |
| Disminuye entre el 10% y el 20% de la capacidad. | | | |
| Disminuye entre el 20% y el 30% de la capacidad. | | | |
| Disminuye entre el 30% y el 50% de la capacidad. | | | |
| Disminuye más del 50% de la capacidad. | | | |
| 6. IMPACTO AMBIENTAL | | | |
| No origina ningún impacto ambiental. | | | |
| Contaminación ambiental baja, el impacto se manifiesta en un espacio reducido dentro de los límites de la planta. | | | |
| Contaminación ambiental moderada, no rebasa los límites de la planta. | | | |
| Contaminación ambiental alta, incumplimiento de normas, quejas de la comunidad, procesos sancionatorios. | | | |
| 7. IMPACTO EN SALUD Y SEGURIDAD PERSONAL | | | |
| No origina heridas ni lesiones. | | | |
| Puede ocasionar lesiones o heridas leves sin incapacidad. | | | |
| Puede ocasionar lesiones o heridas graves con incapacidad entre 1 y 30 días. | | | |
| Puede ocasionar lesiones con incapacidad superior a 30 días o incapacidad parcial permanente | | | |

Fuente: Barriga A. (2008)

Tabla 3.2 Ponderaciones de los parámetros del Análisis de Criticidad

| Ponderación de los parámetros del Análisis de Criticidad | |
|--|----------------|
| 1. Frecuencia de Fallas (Todo tipo de Fallas) | Puntaje |
| No más de 1 por año | 1 |
| Entre 2 y 15 por año | 2 |
| Entre 16 y 30 por año | 3 |
| Entre 31 y 50 por año. | 4 |
| Más de 50 por año (Más de una parada semanal) | 5 |
| 2. Tiempo Promedio Para Reparar (TPPR) | Puntaje |
| Menos de 4 horas. | 1 |
| Entre 4 y 8 horas. | 2 |
| Entre 8 y 24 horas | 3 |
| Entre 24 y 48 horas | 4 |
| Más de 48 horas | 5 |
| 3. Disponibilidad de Repuestos en Stock | Puntaje |
| Más del 80% | 1 |
| Entre 50% y 80% | 3 |
| Entre 50% y 25% | 5 |
| Menos de 25% | 10 |
| 4. Costo de Reparación (Miles de dólares) | Puntaje |
| Menos de 3 mil | 3 |
| Entre 3 y 15 mil | 5 |
| Entre 15 y 35 mil | 10 |
| Más de 35 mil | 25 |
| 5. Capacidad de Cubrir la Demanda (Por el número de fallas en el año) | Puntaje |
| No afecta la capacidad. | 0,05*F |
| Disminuye entre el 10% y el 20% de la capacidad | 0,3*F |
| Disminuye entre el 20% y el 30% de la capacidad | 0,5*F |
| Disminuye entre el 30% y el 50% de la capacidad | 0,8*F |
| Disminuye más del 50% de la capacidad | 1*F |
| 6. Impacto Ambiental | Puntaje |
| No origina ningún impacto ambiental | 0 |
| Contaminación ambiental baja, el impacto se manifiesta en un espacio reducido dentro de los límites de la planta | 5 |
| Contaminación ambiental moderada, no rebasa los límites de la planta | 10 |
| Contaminación ambiental alta, incumplimiento de normas, quejas de la comunidad, procesos sancionatorios. | 25 |
| 7. Impacto en Salud y Seguridad Personal | Puntaje |
| No origina heridas ni lesiones | 0 |

| | |
|---|----|
| Puede ocasionar lesiones o heridas leves sin incapacidad | 5 |
| Puede ocasionar lesiones o heridas graves con incapacidad entre 1 y 30 días. | 10 |
| Puede ocasionar lesiones con incapacidad superior a 30 días o incapacidad parcial permanente. | 25 |

Fuente: Barriga A. (2008)

Tabla 3.3a Respuestas y Ponderación del Líder Funcional de Generación Eléctrica, Ing. David Salazar Vásquez

| Parámetro | Respuesta | Puntaje |
|--------------------------------|--------------------------------|---------|
| Frecuencia de Fallas | Entre 16 y 30 por año | 3 |
| Tiempo Promedio Para Reparar | Entre 8 y 24 horas | 3 |
| Disponibilidad de Repuestos | Entre 50% y el 80% | 3 |
| Costo de Reparación | Entre 15 y 35 mil dólares | 10 |
| Capacidad de Cubrir la demanda | Disminuye entre 10% y 20% | 0,3*F |
| Impacto Ambiental | Contaminación ambiental baja | 5 |
| Impacto en Salud Personal | No origina heridas ni lesiones | 0 |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3.3b Respuestas y Ponderación del Jefe de Mantenimiento Eléctrico, Ing. Ismael Flores Flores.

| Parámetro | Respuesta | Puntaje |
|--------------------------------|--------------------------------|---------|
| Frecuencia de Fallas | Entre 16 y 30 por año | 2 |
| Tiempo Promedio Para Reparar | Entre 8 y 24 horas | 1 |
| Disponibilidad de Repuestos | Entre 50% y el 80% | 10 |
| Costo de Reparación | Entre 15 y 35 mil dólares | 5 |
| Capacidad de Cubrir la demanda | Disminuye entre 10% y 20% | 0,3*F |
| Impacto Ambiental | Contaminación ambiental baja | 5 |
| Impacto en Salud Personal | No origina heridas ni lesiones | 5 |

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 3.3c Respuestas y Ponderación del Inspector Eléctrico / Mecánico,
Téc. Carlos Fernández.**

| Parámetro | Respuesta | Puntaje |
|--------------------------------|---------------------------------|---------|
| Frecuencia de Fallas | Entre 16 y 30 por año | 2 |
| Tiempo Promedio Para Reparar | Entre 8 y 24 horas | 2 |
| Disponibilidad de Repuestos | Entre 50% y el 80% | 3 |
| Costo de Reparación | Entre 15 y 35 mil dólares | 5 |
| Capacidad de Cubrir la demanda | Disminuye entre 10% y 20% | 0,3*F |
| Impacto Ambiental | Contaminación ambiental baja | 25 |
| Impacto en Salud Personal | No origina heridas ni lesiones | 5 |

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 3.3d Respuestas y Ponderación del Ingeniero de Operaciones, Ing.
Marco Araujo Pérez.**

| Parámetro | Respuesta | Puntaje |
|--------------------------------|---------------------------------|---------|
| Frecuencia de Fallas | Entre 16 y 30 por año | 3 |
| Tiempo Promedio Para Reparar | Entre 8 y 24 horas | 3 |
| Disponibilidad de Repuestos | Entre 50% y el 80% | |
| Costo de Reparación | Entre 15 y 35 mil dólares | |
| Capacidad de Cubrir la demanda | Disminuye entre 10% y 20% | 0,3*F |
| Impacto Ambiental | Contaminación ambiental baja | 10 |
| Impacto en Salud Personal | No origina heridas ni lesiones | 0 |

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 3.3e Respuestas y Ponderación del Operador de Turbo, Téc. Marlon
Bobadilla.**

| Parámetro | Respuesta | Puntaje |
|--------------------------------|---------------------------------|---------|
| Frecuencia de Fallas | Entre 16 y 30 por año | 3 |
| Tiempo Promedio Para Reparar | Entre 8 y 24 horas | 1 |
| Disponibilidad de Repuestos | Entre 50% y el 80% | 1 |
| Costo de Reparación | Entre 15 y 35 mil dólares | |
| Capacidad de Cubrir la demanda | Disminuye entre 10% y 20% | 0,3*F |
| Impacto Ambiental | Contaminación ambiental baja | 10 |
| Impacto en Salud Personal | No origina heridas ni lesiones | 0 |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3.3f Respuestas y Ponderación del Técnico de Taller Mecánico, Marcial Tapia.

| Parámetro | Respuesta | Puntaje |
|--------------------------------|--------------------------------|---------|
| Frecuencia de Fallas | Entre 16 y 30 por año | 2 |
| Tiempo Promedio Para Reparar | Entre 8 y 24 horas | 2 |
| Disponibilidad de Repuestos | Entre 50% y el 80% | 10 |
| Costo de Reparación | Entre 15 y 35 mil dólares | 10 |
| Capacidad de Cubrir la demanda | Disminuye entre 10% y 20% | 0,3*F |
| Impacto Ambiental | Contaminación ambiental baja | 5 |
| Impacto en Salud Personal | No origina heridas ni lesiones | 10 |

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3.3g Respuestas y Ponderación del Técnico de Taller Eléctrico, Salvatore Alvarado.

| Parámetro | Respuesta | Puntaje |
|--------------------------------|--------------------------------|---------|
| Frecuencia de Fallas | Entre 16 y 30 por año | 2 |
| Tiempo Promedio Para Reparar | Entre 8 y 24 horas | 3 |
| Disponibilidad de Repuestos | Entre 50% y el 80% | 3 |
| Costo de Reparación | Entre 15 y 35 mil dólares | |
| Capacidad de Cubrir la demanda | Disminuye entre 10% y 20% | 0,5*F |
| Impacto Ambiental | Contaminación ambiental baja | 5 |
| Impacto en Salud Personal | No origina heridas ni lesiones | 5 |

Fuente: Elaboración propia.

El primer paso del Análisis de Criticidad se establecen los puntajes de los parámetros dependiendo de las respuestas de las personas entrevistadas.

Luego se realiza un promedio de los puntajes correspondientes a cada una de las personas entrevistadas, para las opciones en que los entrevistados desconocen la respuesta, se dejó el espacio en blanco, debido a que hay información que no es manejada por este tipo de personal, por ende el promedio de ese parámetro fue calculado de acuerdo a las respuestas que se obtuvieron y no entre la cantidad de entrevistados. En la tabla 3.4 se muestra la puntuación final obtenida

para el turbogenerador. Este promedio se sustituye en la ecuación para obtener la criticidad final.

Tabla 3.4 Puntuación Final Promedio

| Parámetro | Puntaje |
|------------------------------------|---------|
| 1. Frecuencia de Fallas. | 2,43 |
| 2. Tiempo Promedio Para Reparar. | 2,14 |
| 3. Disponibilidad de Repuestos. | 5,00 |
| 4. Costo de Reparación. | 7,50 |
| 5. Capacidad de Cubrir la Demanda. | 2,30 |
| 6. Impacto Ambiental. | 9,29 |
| 7. Impacto en Salud Personal. | 3,57 |

Fuente: Elaboración propia.

$$\text{Criticidad} = \text{Frecuencia de Falla} * \text{Consecuencia} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

$$\text{Consecuencia} = a + b \quad (\text{Ec. 3.2})$$

$$a = (\text{costo de reparación} + \text{Impacto en salud personal} + \text{Impacto ambiental} + \text{disponibilidad de repuestos}) \quad (\text{Ec. 3.3})$$

$$b = \text{Impacto en la Producción} * \text{Tiempo Promedio para Reparar} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

$$\text{Criticidad} = 2.43 * [(7.50 + 3.57 + 9.29 + 5.00) + (2.30 * 2.14)] \quad (\text{Ec. 3.5})$$

$$\text{Criticidad} = 91.53\% \text{ crítico.} \quad (\text{Ec. 3.6})$$

La tabla 3.5 muestra el puntaje de las ponderaciones para cada una de las respuestas contestadas por el personal entrevistado para la unidad turbogeneradora Escher Wyss de Trupal S.A. Los resultados promedios es la suma de los puntajes de cada entrevistado de cada ítem dividido entre el número de entrevistados que respondieron.

Tabla 3.5 Demostración de los puntajes promediados obtenidos.

| PERSONA ENTREVISTADA | 1.FRECUENCIA DE FALLAS | 2.TPPR | 3.DISPONIBILIDAD DE REPUESTOS | 4.COSTO DE REPARACIÓN | 5.CAPACIDAD DE CUBRIR LA DEMANDA | 6.IMPACTO AMBIENTAL | 7.IMPACTO SALUD Y SEGURIDAD PERSONAL |
|---|------------------------|--------|-------------------------------|-----------------------|----------------------------------|---------------------|--------------------------------------|
| Líder Funcional de Generación Eléctrica | 3 | 3 | 3 | 10 | 0,3 * (7 Fallas) | 5 | 0 |
| Jefe de Mantenimiento Eléctrico. | 2 | 1 | 10 | 5 | 0,3 * (7 Fallas) | 5 | 5 |
| Inspector Eléctrico / Mecánico | 2 | 2 | 3 | 5 | 0,3 * (7 Fallas) | 25 | 5 |
| Ingeniero de Operaciones | 3 | 3 | | | 0,3 * (7 Fallas) | 10 | 0 |
| Operador de Turbo | 3 | 1 | 1 | | 0,3 * (7 Fallas) | 10 | 0 |
| Técnico de Taller Mecánico | 2 | 2 | 10 | 10 | 0,3 * (7 Fallas) | 5 | 10 |
| Técnico de Taller Eléctrico | 2 | 3 | 3 | | 0,5 * (7 Fallas) | 5 | 5 |
| Resultados Promedios | 2,43 | 2,14 | 5,00 | 7,50 | 2,3 | 9,29 | 3,57 |
| Fallas = El número de fallas que afectaron el funcionamiento del turbogenerador, este número se obtuvo de los libros de eventos que lleva la cuadrilla de operadores de turno de la Planta de Fuerza de Trupal S.A. | | | | | | | |

Fuente: Elaboración propia

Barriga A. (2008) especifica que el formato de encuesta, la tabla de ponderaciones y la ecuación de criticidad fueron adaptados por los proyectistas tomando como base el Análisis de Criticidad hecho por PDVSA (Petróleos de Venezuela S.A E& P Occidente), debido a que los factores de ponderaciones ya están estandarizados y su formulación depende de un estudio profundo de criterios de ingeniería.

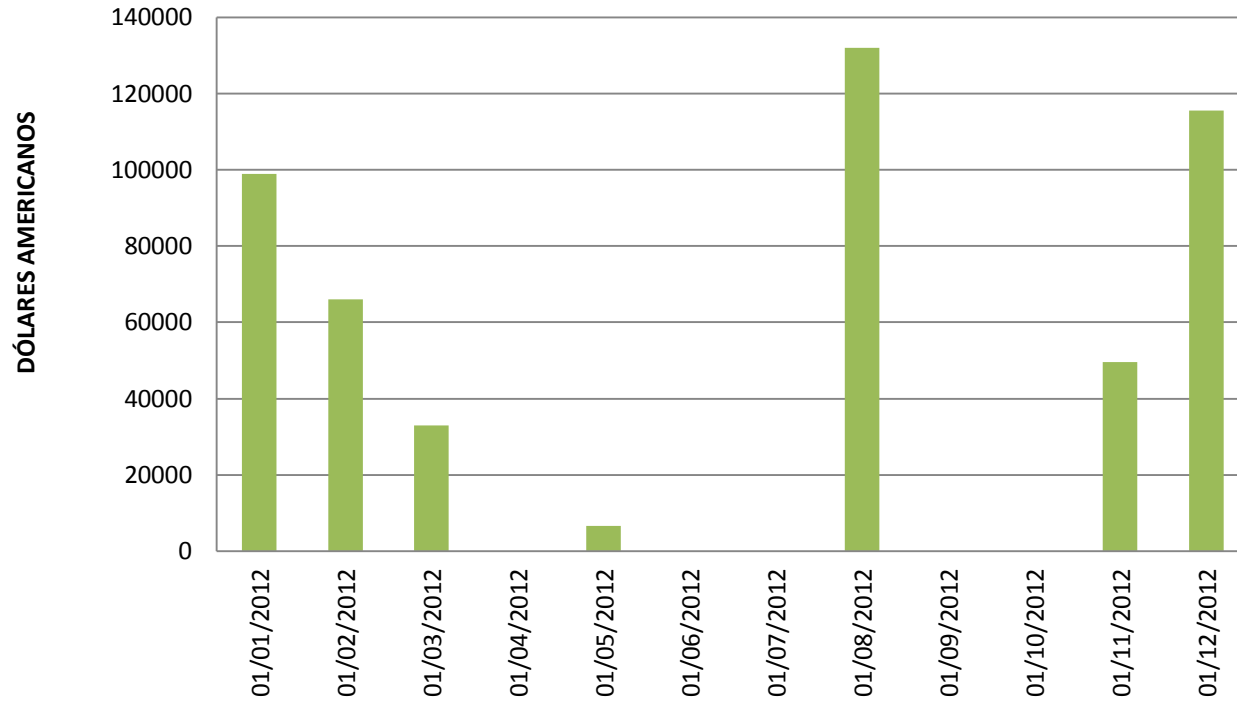
Tabla 3.6 Histórico de averías del Turbogenerador antes del sistema de monitoreo

| FECHA OCURRENCIA DE AVERÍA | GRADO IMPORTANCIA DE AVERÍA | | | TIEMPO DE REPARACIÓN DE FALLA (HORAS) | TIEMPO DE CAÍDA DEL GENERADOR (HORAS) | MOTIVO(S) DE OCURRENCIA DE LA AVERÍA | ACCIÓN TOMADA PARA RESTABLECER LA OPERACIÓN NORMAL DEL GENERADOR | PÉRDIDA ECONÓMICA ESTIMADA (USD \$) |
|----------------------------|-----------------------------|---------|-----------------|---------------------------------------|---------------------------------------|--|---|-------------------------------------|
| | MENOR | REGULAR | CRÍTICA (CAIDA) | | | | | |
| 17/01/2012 | | | X | 72,00 | 72,00 | Disparo de Turbogenerador por baja presión de aceite en sistema de gobernación de velocidad | Revisión del Sistemas, verificación válvulas de control. Sistemas hidráulicos , estado de filtros de aceite | 99.000 |
| 08/02/2012 | | | X | 48,00 | 48,00 | Disparo de Turbogenerador por baja presión de ingreso de vapor. | Revisión de válvula de admisión de vapor , revisión y calibración de transmisor de presión. | 66.000 |
| 09/03/2012 | | X | | 24,00 | 24,00 | Disparo de Turbogenerador por baja presión de vacío en condensador de retorno de agua. | Verificación y calibración de flujómetro, Óhmetro de agua de reposición a torre de enfriamiento | 33.000 |
| 29/05/2012 | X | | | 4,00 | 4,00 | Disparo de Turbogenerador por caída de tensión en Generación Excitatriz. | Cambio de carbón y escobillas de Excitatriz. | 6.600 |
| 08/08/2012 | | | X | 96,00 | 96,00 | Disparo de Turbogenerador por baja presión de aceite en sistema de gobernación de velocidad. | Mantenimiento válvula de regulación de presión de aceite al gobernador. | 132.000 |
| 09/11/2012 | | X | | 36,00 | 36,00 | Disparo de Turbogenerador por caída de tensión en Generación Excitatriz. | Mantenimiento estator y rotor de Generador Excitatriz 90KW. | 49.500 |
| 15/12/2012 | | | X | 84,00 | 84,00 | Disparo de Turbogenerador por baja presión de ingreso de vapor. | Mantenimiento de válvula de vapor, revisión y calibración de trasmisor de presión. | 115.500 |

Fuente: Registros Trupal S.A.

TOTAL USD 501.600

PÉRDIDA ECONÓMICA ESTIMADA



| | | | | | | | |
|------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | 17/01/2012 | 08/02/2012 | 09/03/2012 | 29/05/2012 | 08/08/2012 | 09/11/2012 | 15/12/2012 |
| ■ PÉRDIDA ECONÓMICA ESTIMADA | 99000 | 66000 | 33000 | 6600 | 132000 | 49500 | 115500 |

Fig. 3.1 Pérdida económica estimada en el año 2012.

Fuente: Registros Trupal S.A.

En la tabla 3.6 se presenta el histórico de averías del turbogenerador Escher Wyss en detalle: Fecha de ocurrencia de avería, grado de importancia de avería (menor, regular, crítica), tiempo de caída del generador en horas, motivo de ocurrencia de avería, acción tomada para restablecer la operación normal del generador y la pérdida económica estimada en dólares americanos.

Así mismo, vemos que el tiempo de caída del generador en horas es 364 horas, que a su vez determinamos el tiempo que el turbogenerador está fuera de servicio (TFS) + 10 horas

En la fig. 3.1 se puede observar la representación de la pérdida económica estimada en barras, tomando como datos a la tabla 3.6 por fecha de ocurrencia de avería vs pérdida económica en Planta.

La descripción de estas ocurrencias incluyen información necesaria para ayudar en la evaluación de las consecuencias de las fallas. La falla de un elemento dentro de un sistema complejo puede desencadenar otras fallas que seguramente afectarán la operación de todo el sistema. El propósito es cambiar el mantenimiento correctivo, no programado y altamente costoso, por actividades preventivas planeadas que dependan del historial de los equipos y permitan un adecuado control de costos.

Generación Eléctrica Gwh

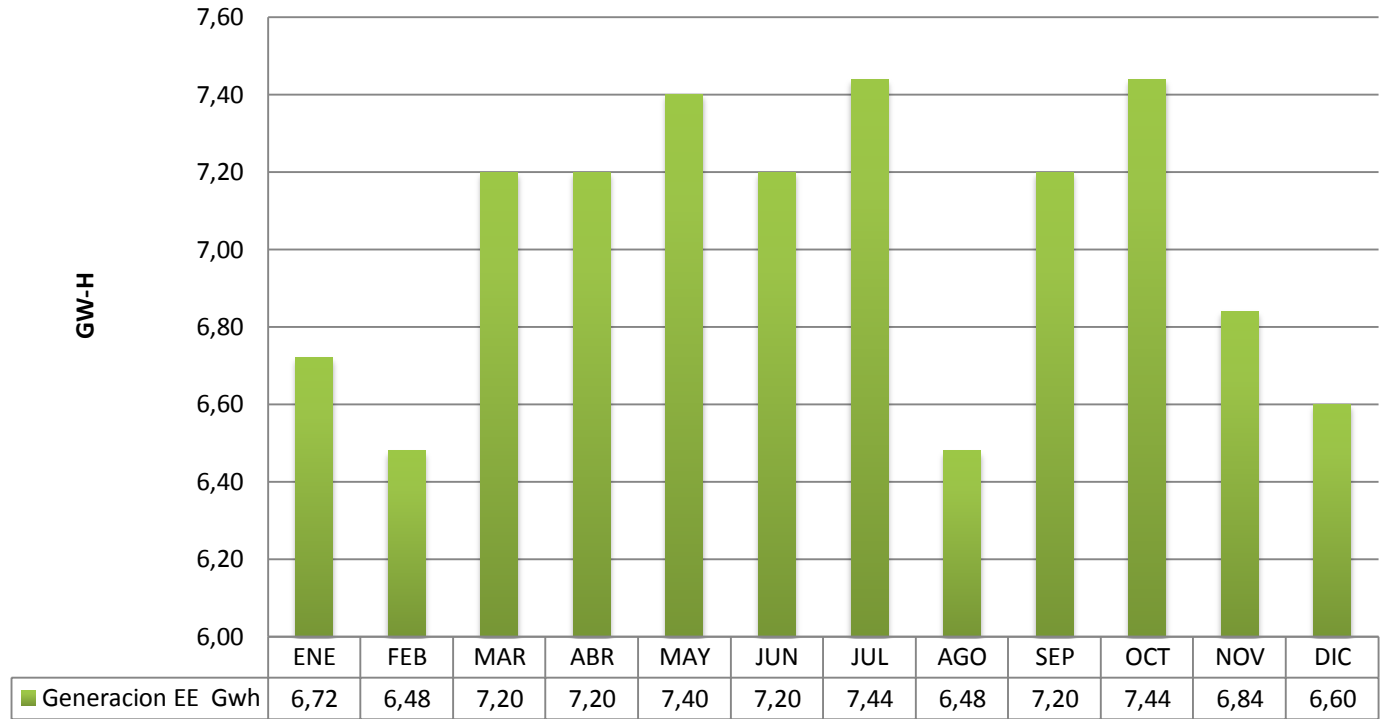


Fig. 3.2 Generación Eléctrica en GW-H en el año 2012.

Fuente: Registros Trupal S.A.

En la figura 3.2 revela los datos obtenidos de la generación eléctrica en unidades de Gigawats por hora durante el año 2012 en la planta Trupal S.A. Para dichos cálculos se usaron la información de la tabla 3.6 del histórico de averías del turbogenerador.

Y elaboramos la siguiente tabla 3.6.a. para determinar la producción de energía eléctrica por mes para el año 2012.

**Tabla 3.6.a Demostración de Producción de Energía Eléctrica
en el año 2012 en Planta Trupal S.A**

| DATOS | HORAS | HORAS DE | GENERACIÓN ENERGÍA |
|--------------|------------|-------------------|--------------------|
| MES | DE FALLA | OPERACIÓN | EN GW-H |
| ENERO | 72 | 672 | 6,72 |
| FEBRERO | 48 | 648 | 6,48 |
| MARZO | 24 | 720 | 7,20 |
| ABRIL | | 720 | 7,20 |
| MAYO | 4 | 740 | 7,40 |
| JUNIO | | 720 | 7,20 |
| JULIO | | 744 | 7,20 |
| AGOSTO | 96 | 648 | 6,24 |
| SEPTIEMBRE | | 720 | 7,20 |
| OCTUBRE | | 744 | 7,20 |
| NOVIEMBRE | 36 | 684 | 6,84 |
| DICIEMBRE | 84 | 660 | 6,36 |
| TOTAL | 364 | 8420 HORAS | 84.20 GW-H |

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 3.6.a. usamos la siguiente fórmula para el cálculo de generación eléctrica por mes:

MES = [(24 horas x 30 días) – horas de falla] es igual a horas de operación.

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA =

(Horas de Operación) x (Generación promedio por hora en Trupal).

La generación promedio por hora en Trupal S.A es: 10 MW-H, entonces:

Generación de energía = 648 Horas x 10MW

6480 MW-Hora

Si convertimos a GW-H entonces = $6480 \text{ MW-H} \times \frac{1 \text{ GW}}{1000 \text{ MW}}$

6.48 GW-H

Y así para el resto de meses.

3.2.6 Índices para determinar la confiabilidad:

Según Sigüenza, L. & Zúñiga B. (2011) definen a confiabilidad como una medida que determina el grado en que el desempeño de los elementos del sistema permite que la potencia eléctrica sea entregada a los consumidores dentro de las normas aceptadas y en las cantidades deseadas.

Es la probabilidad de que un equipo pueda operar sin fallas durante un período estipulado.

3.2.6.1. Tiempo Operativo: Es el tiempo en el cual el equipo permanece en operación continua.

3.2.6.2. Tiempo Promedio Para Fallar: Sigüenza G. (2008) lo define como el promedio del tiempo que es capaz de operar un equipo sin interrupciones dentro del período que inicia con la puesta en servicio del equipo hasta la aparición de una falla.

$$TPPF = \frac{\sum_i^n TEF_i}{n} = \frac{\text{Horas de Operación}}{\text{Número de Fallas}} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Donde **TPPF**: Tiempo promedio para fallar.

TEF : Tiempo entre fallas.

n : Número de fallas.

3.2.6.3. Tiempo Promedio Fuera de Servicio: Sigüenza G. (2008) sostiene que este parámetro mide la efectividad en restituir la unidad a condiciones óptimas de operación una vez que la unidad se encuentra fuera de servicio por un fallo o por un mantenimiento.

$$TPFS = \sum_{i=1}^n \frac{TFS_i}{n} = \frac{\text{Horas Fuera de Servicio}}{\text{Números de Mantenimiento}} \quad (\text{Ec. 3.8})$$

Donde **TPFS**: Tiempo promedio fuera de servicio.

TFS: Tiempo fuera de servicio.

3.2.6.4. Tiempo Promedio Para Reparar: Sigüenza G. (2008) afirma que es el tiempo promedio para restaurar la función de un equipo o proceso después de una falla funcional, incluye el tiempo para diagnosticar la falla, tiempo para conseguir los repuestos, tiempo de planeación del mantenimiento, etc.

$$TPPR = \sum_{i=1}^n \frac{TPR}{n} = \frac{\text{Horas de Reparación}}{\text{Números de Reparaciones}} \quad (\text{Ec. 3.9})$$

Luego:

$$\text{Confiabilidad} = e^{(-\lambda \cdot t)} \quad (\text{Ec. 3.10})$$

Donde λ : 1/TPPR, , t : tiempo misión.

3.2.7 Disponibilidad del Sistema:

Barriga A. (2008) afirma que la Disponibilidad se describe en términos cuantitativos como: tiempo en línea, tiempo en factor de corrida, falta de paradas, y un buen número de términos operativos coloquiales, que incluyen un mínimo valor para la disponibilidad operacional.

Zapata J. (2009) señala que frecuentemente son utilizadas dos ecuaciones de disponibilidad:

3.2.7.1. Disponibilidad Inherente: Representa el porcentaje del tiempo que un equipo está en condiciones de operar durante un periodo de análisis, teniendo en cuenta los paros no programados. El objetivo de este indicador es poder medir la disponibilidad propia del equipo con la finalidad de incrementarla, ya que en la medida que esto ocurra, significará que se disminuye el tiempo de parada por fallas o paros no programados del equipo. Esta disponibilidad es tal como es vista por el Personal de Mantenimiento (excluye las paradas por Mantenimiento Preventivo).

$$D_i = \frac{TPPF}{TPPF + TPPR} \quad (\text{Ec. 3.11})$$

Donde: TPPF: Tiempo promedio para fallar.

TPPR: Tiempo promedio para reparar.

3.2.7.2. Disponibilidad Operacional: El objetivo es medir el desempeño de los equipos y la eficiencia de la gestión de mantenimiento de manera conjunta, comparándola contra objetivos y metas del negocio, con la finalidad que el área de operación tenga cada vez más tiempo el equipo disponible y que éste pueda realizar la función para la que fue diseñado.

$$D_o = \frac{TPPF}{TPPF + TFS} \quad (\text{Ec. 3.12})$$

Donde:

TFS: Tiempo fuera de servicio. Tiempo de inactividad.

La Disponibilidad está determinada por el más pequeño de estos tres factores (Davidson 1988): 1) Incremento del tiempo para fallar,

2) Decremento de las paradas por reparaciones o mantenimiento programado, y 3) Acompañamiento de los numerales 1 y 2 de forma efectiva en costos. A medida que la disponibilidad crece, la capacidad para producir se incrementa, porque el equipo estará en servicio un mayor porcentaje de tiempo.

3.2.8. Mantenibilidad del Sistema:

Burgos O. et al. (2009) sostienen que la mantenibilidad es la probabilidad de que un dispositivo sea devuelto a un estado en el que pueda cumplir su misión en un tiempo dado, luego de la aparición de una falla y cuando el mantenimiento es realizado en un determinado periodo de tiempo, al nivel deseado de confianza, con el personal especificado, las habilidades necesarias, el equipo indicado.

$$\text{Mantenibilidad} = e^{-ut}$$

(Ec. 3.13)

Donde: u : 1/TPPR, t : tiempo misión

3. 3 Estimación de Parámetros para el Turbogenerador antes del Sistema de Monitoreo.

3.3.1 Estimación de Confiabilidad para el Turbogenerador antes del Sistema de Monitoreo.

$$\text{Confiabilidad} = e^{(-\lambda.t)}$$

Donde λ : 1/TPPF, , t : tiempo misión

$\lambda = 1/1202.86$, $t = 1$ año

$$\text{Confiabilidad} = 99.91689916 \%$$

3.3.2 Estimación de Disponibilidad del Turbogenerador antes del Sistema de Monitoreo.

La disponibilidad es un término asignado a componentes reparables, como los son aún los turbogeneradores.

Para estimar la disponibilidad, analizaremos estadísticamente los tiempos de operación y fuera de servicio

3.3.2.1 Estimación de Disponibilidad Inherente:

$$D_i = \frac{TPPF}{TPPF + TPR}$$

$$TPPF = \frac{\sum_i^n TEF_i}{n} = \frac{\text{Horas de Operación}}{\text{Número de Fallas}}$$

Donde **TPPF**: Tiempo promedio para fallar.

n: Número de fallas.

$$TPPF = \frac{8420}{7}$$

7

$$TPPF = 1202.86 \text{ horas}$$

$$TPPR = \frac{\sum_{i=1}^n TPR}{n} = \frac{\text{Horas de Reparación}}{\text{Números de Reparaciones}}$$

$$TPPR = \frac{364}{7}$$

7

$$TPPR = 52 \text{ horas}$$

$$D_i = 1202.86 / (1202.86 + 52)$$

$$D_i = 1202.86 / 1254,86$$

$$D_i = 0.9586 \times 100$$

$$D_i = 95.86\%$$

3.3.2.2 Estimación de Disponibilidad Operacional:

$$D_o = \frac{TPPF}{TPPF + TFS}$$

Donde:

TFS: Tiempo fuera de servicio. Tiempo de inactividad.

$$TFS: 364 + 10 \text{ horas}$$

$$TFS: 374 \text{ HORAS}$$

$$D_o = 1202.86 / (1202.86 + 374)$$

$$D_o = 0,7628 \times 100$$

$$D_o = 76.28\%$$

3.3.3 Estimación de Mantenibilidad para el Turbogenerador antes del Sistema de Monitoreo

$$\text{Mantenibilidad} = \exp^{-u.t}$$

Donde u : 1/TPPR, t : tiempo misión

$$u = 1/52 \quad t = 1 \text{ año}$$

$$\text{Mantenibilidad} = 98.095296 \%$$

3.4 Filosofía de operación del Sistema de Monitoreo para el Turbogenerador de Trupal:

El sistema de monitoreo cuenta con 29 sensores entre digitales y análogos , éstos están en comunicación con el PLC , y éste a su vez tiene definido los rangos de operación de las variables del Turbogenerador , si cualquiera de estas variables sale por encima o debajo de su setpoint el sistema de monitoreo activa una señal luminosa y sonora.

El sistema de monitoreo no puede detener en forma automática al Turbogenerador, porque este equipo es termodinámico, trabaja a presiones y temperaturas de vapor elevadas (700 psi y 380°C) y en estas condiciones el eje principal podría deformarse por el choque térmico. Por esta razón es que el operador debe realizar en forma manual la parada normalizada.

El PLC recibe las 29 señales (mencionadas en la Tabla 3.7) de los sensores que monitorean la operación del Turbogenerador, los valores de setpoint están dadas por el fabricante, si estos valores sobrepasan los límites permitidos, el sistema de monitoreo basado en PLC activa la señalización sonora y luminosa, la cual se muestra en el panel view de operación que es monitoreado por el operador de turno .Una vez activadas las señalizaciones sólo se desactivan de dos formas:

- ✓ Mediante un botón de reset que acciona el operador, el cual se guarda en el historial.
- ✓ Que los valores de los instrumentos de medición vuelvan a estar dentro de los setpoints. (esta activación queda almacenada en los históricos del panel)

Tabla 3.7 Sensores del Turbogenerador

| ITEM | TAG | Set point | DESCRIPCIÓN DE LAS ENTRADAS |
|------|------------|-----------|---|
| 1 | PCA - 4 | 18"H2O | DISPARO TURBINA VACIO - (TURBINE TRIP LO VACUMM). |
| 2 | PCA - 5 | 1 | DISPARO TURBINA FALLA ACEITE - (TURBINE TRIP LUBE OIL). |
| 3 | PCA - 20 | 1 | ARRANQUE. BOMBA REGULADOR - (PUMP START GOVERNOR OIL). |
| 4 | PCA - 21 | 1 | DISPARO TURBINA POR FALLA REGUL - (TURBINE TRIP GOVERNOR OIL). |
| 5 | PA - 4 | 0.5mm | DESPLAZAMIENTO CHUMACERA EMPUJE - (DESPLAZAMENT THRUST BEAR). |
| 6 | PA - 22 | 100psi | PRESION BAJA DE ACEITE - (LO PRESSURE LUBE OIL). |
| 7 | PA - 25 | 90psi | PRESION BAJA DEL GOVERNADOR - (LOW PRESS GOVERNOR). |
| 8 | PA - 26 | 30"H2O | PRESION ALTA VACIO BAJO - (HI PRESSURE LO VACUMM). |
| 9 | PA - 47 | 100psi | PRESION BAJA AIRE PLANTA - (LO PRESSURE PLANT AIR). |
| 10 | PA - 50 | 100psi | PRESION BAJA AIRE INSTRUMENTOS - (LO PRESSURE INST. AIR). |
| 11 | LCA - 3-1 | 90% | NIVEL ALTO COLECT. CONDENSADOR - (HI LEVEL HO HOTWELL). |
| 12 | LA - 3 - 2 | 90% | NIVEL BAJO COLECT CONDENSADOR - (LO LEVEL HOTWELL). |
| 13 | LA - 4 | 90% | NIVEL BAJO TANQUE DE ACEITE - (LO LEVEL OIL SUMP). |
| 14 | LA - 16 | 100% | NIVEL ALTO TORRE ENFRIAMIENTO - (HI LEVEL COOLING TWR). |
| 15 | TA - X | 200°C | TEMP ALTA CHUMACERAS - (HI TEMP BEARING). |
| 16 | TA - 36 | 180°C | TEMP. ALTA ACEITE - (HI TEMP LUBE OIL). |
| 17 | TA - 37 | 500°C | TEMP. ALTA VAPOR PROCESO - (HIGH TEMP PROCESS STM). |
| 18 | Q50.1 | 530°C | ALARMA – PRE-DISPARO DE TURBINA ALTA TEMP. DE VAPOR. |
| 19 | Q50.0 | 550°C | DISPARO DE TURBINA ALTA TEMP. ALTA DE VAPOR. |
| 20 | XA - 1 | 1 | VALVULA VAPOR CERRADA - (STEAM VALVE CLOSED). |
| 21 | G1 | 1 | DISP GENERADOR PROT DIFER - (GEN DIFF TRIP). |
| 22 | G2 | 1 | DISP GENERADOR POR FALLA DE EXCIT - (GEN EXT FLT BACK – UP TRIP). |
| 23 | G3 | 1 | DISP FALLA TIERRA - (SYS GRD FLT BACK – UP TRIP). |
| 24 | G4 | 1 | PERDIDA DE CAMPO GENERADOR - (GENERATOR LOSS OF FIELD). |
| 25 | G5 | 1 | DISP INT ACOP 13.8KV. - (13.8KV TIE BREAKER TRIP). |
| 26 | G6 | 1 | DISP INT GENERADOR - (GEN BREAKER TRIP). |
| 27 | G8 | 1 | DISP T.A. PROT DIFER - (TIE TRANS DIFF TRIP). |
| 28 | G9 | 1 | DISP INT ALIM 13.8KV - (13.8KV FDR BREAKER TRIP). |
| 29 | G10 | 1 MW | ALARMA DEMANDA MÁXIMA EN HORA PUNTA - (1 MW.) |

Fuente: Trupal S.A.

3.4.a Fallas Eléctricas y Mecánicas del Turbogenerador

En todo proceso tenemos que monitorear sus elementos con el fin de que cumplan con los parámetros necesarios para su operación. En este caso existe equipo electrónico, eléctrico y mecánico que pueden llegar a tener problemas de funcionamiento, por lo que de manera obligatoria se hace una adquisición de su estado dentro del algoritmo y en caso de presentarse una falla crítica, el operador de turno realiza la secuencia de paro al turbogenerador.

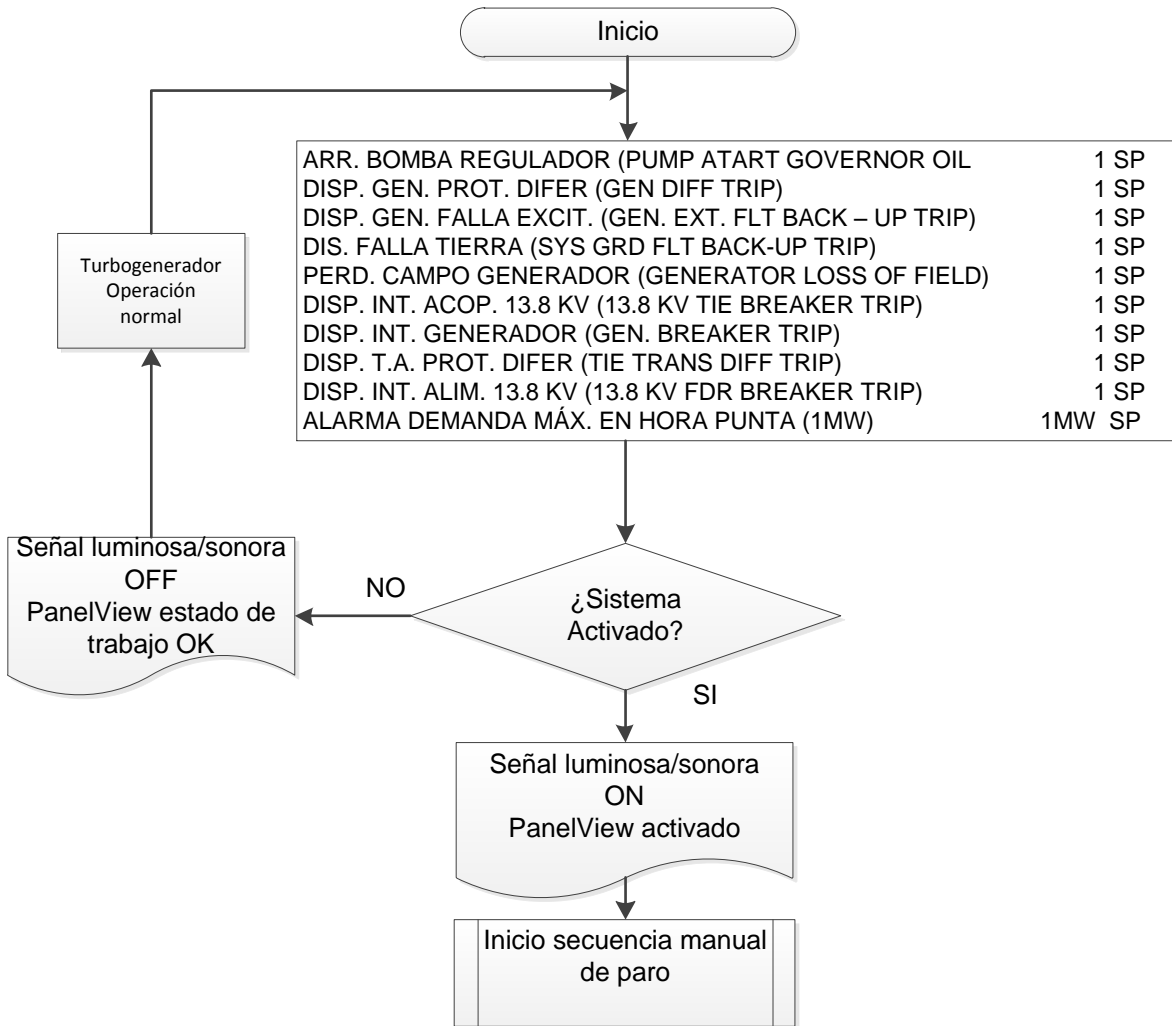


Fig 3.3 Diagrama de Flujo de falla eléctrica del Turbogenerador

Fuente: Elaboración Propia.

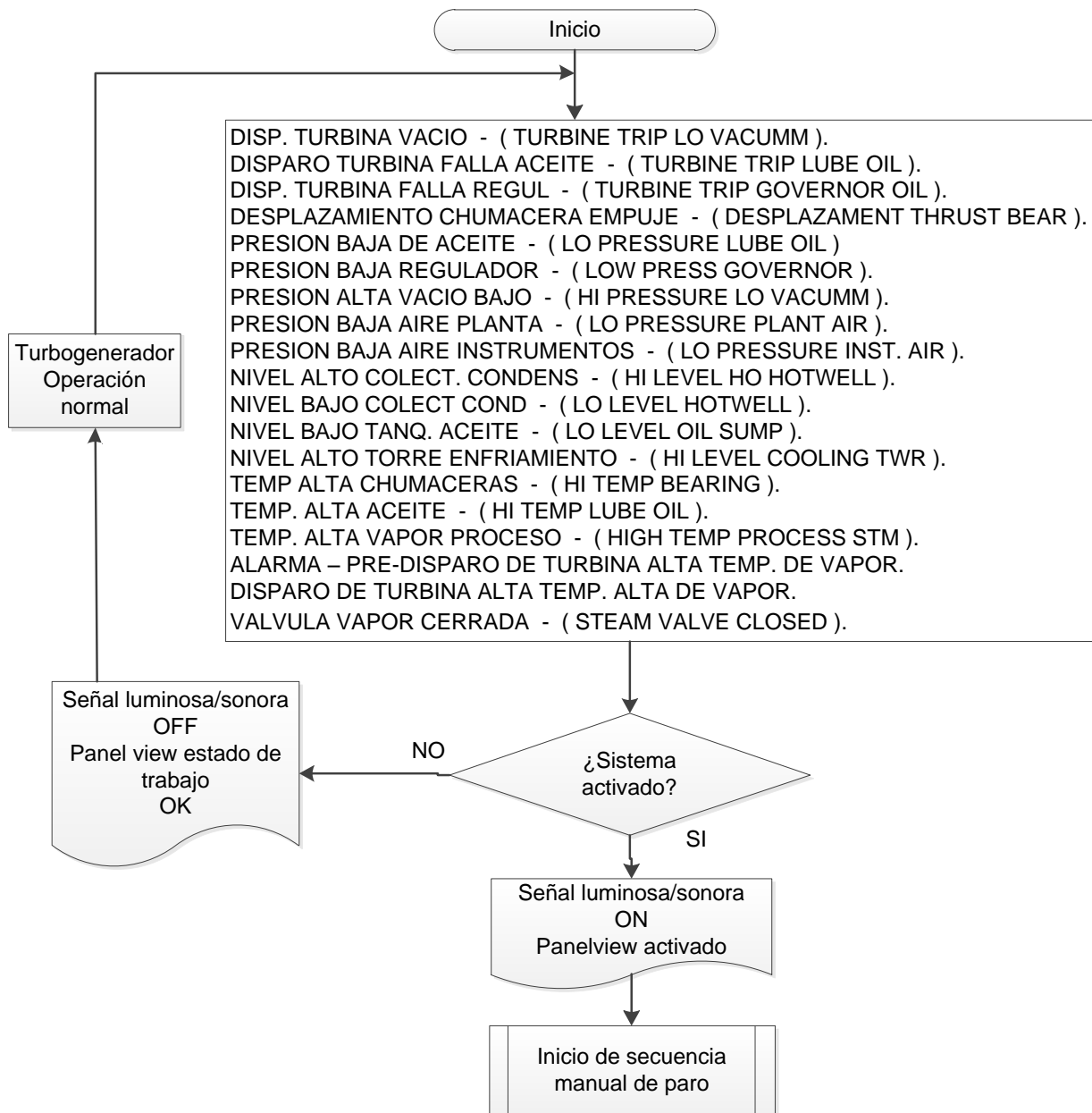


Fig 3.4 Diagrama de Flujo de falla mecánica del Turbogenerador

Fuente: Elaboración Propia.

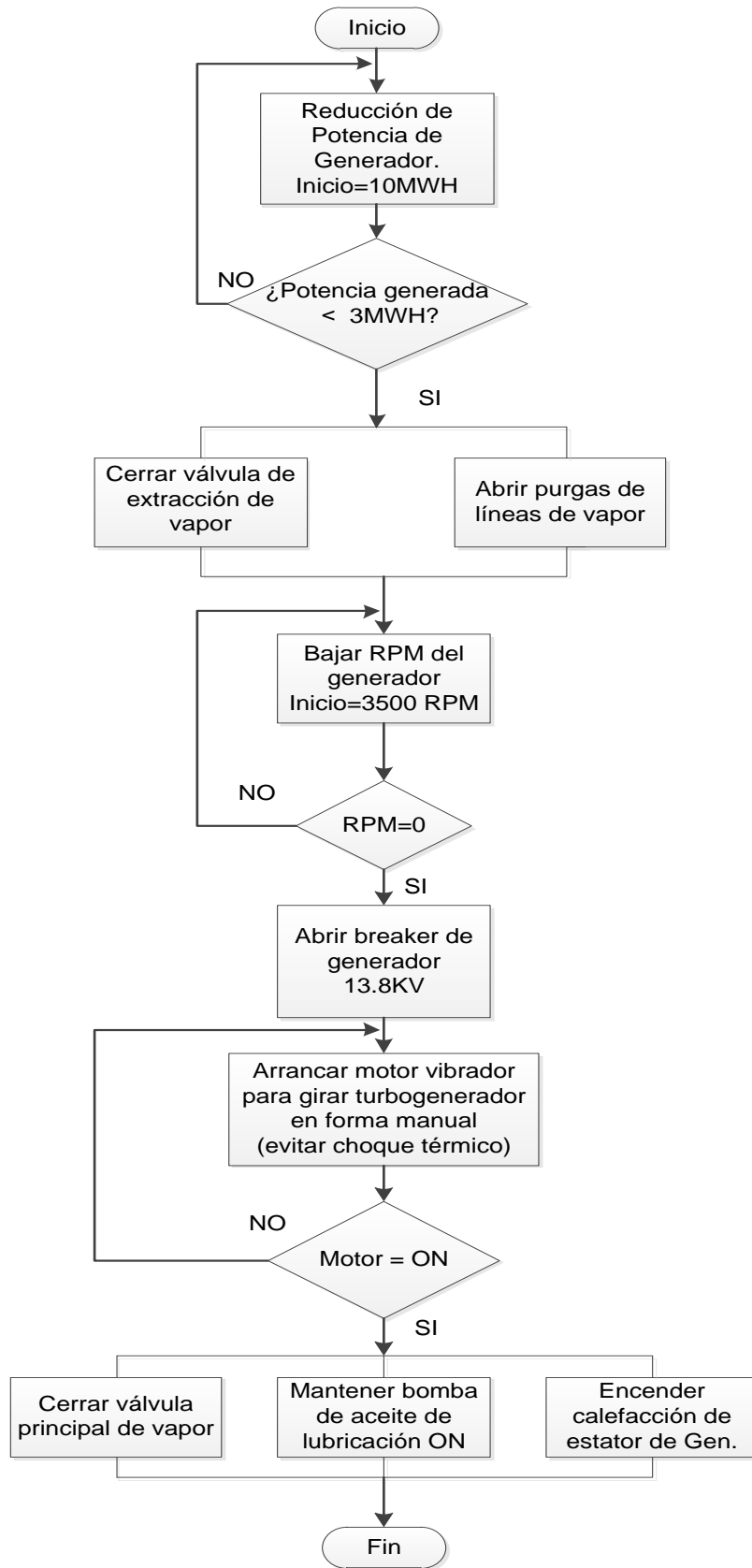


Fig 3.5 Diagrama de Flujo de Inicio de Secuencia Manual de Paro

Fuente: Elaboración Propia

3.4.b Procedimiento del Turbogenerador en Operación normal:

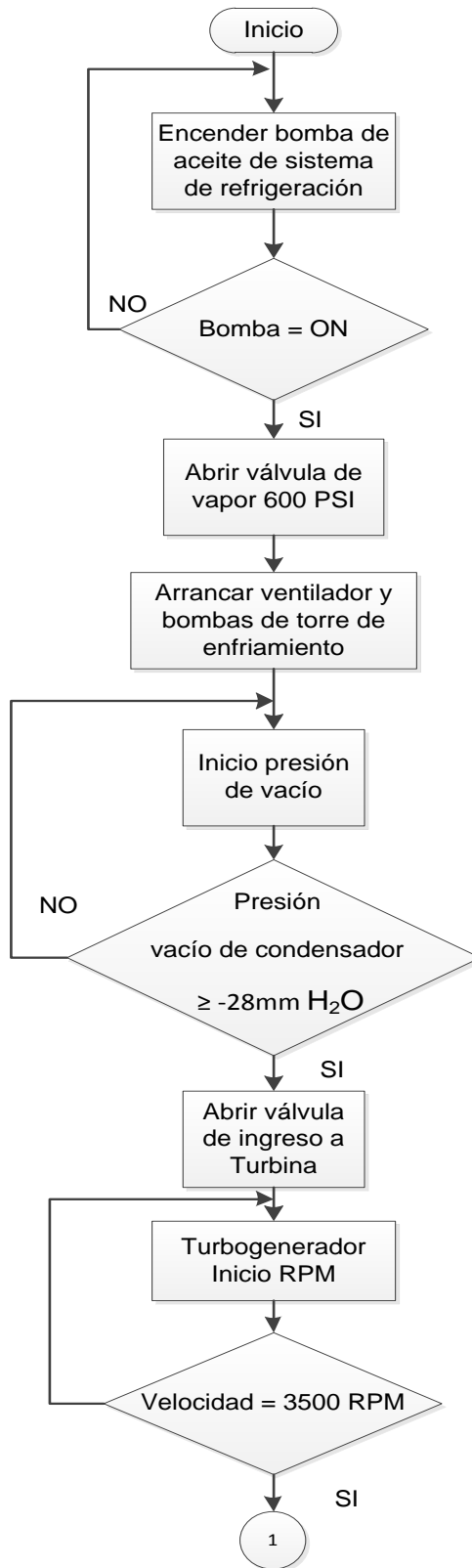
1. El turbogenerador debe generar 10MW-H.
2. Ante cualquier distorsión de presión, temperatura, nivel, falla de bombas de agua y aceite el PLC debe activar una alarma en el panel view para que operador de turno verifique y solucione la anomalía antes que PLC se dispare por protección.
3. Si los valores que se distorsiona fueran, presión de vapor 600psi, presión vacío 20mm, H₂O en condensador, sobregeneración MW-H desplazamiento axial, el sistema de monitoreo del PLC activa alarmas sonoras y luminosas para que el operador solucione inmediatamente o procesa a parar el Turbogenerador por emergencia.

3.4.c Procedimiento de Operación de Turbogenerador en Modo Arranque:

1. Encender bomba de aceite para sistema de refrigeración.
2. Abrir válvula de ingreso de vapor 600psi.
3. Arrancar ventiladores de Torre de enfriamiento.
4. Arrancar bombas de torre de enfriamiento.
5. Iniciar presión de vacío (-28mmH₂O) en condensador
6. Abrir válvula de ingreso de vapor a turbina.
7. Realizar rampas de velocidad desde 0rpm a 3600rpm.
8. Cuando tengamos 3500rpm de velocidad en Turbina colocar gobernador hidráulico de velocidad en modo automático.
9. Verificar que tengamos voltaje en generador auxiliar (excitatriz) 220VDC.
10. Inicio de generación eléctrica 13,8KV - desde 1MW-H hasta 4MW-H.
11. Con 4MW de generación abrir válvula de extracción de 4ta etapa.
12. Generación eléctrica 13,8KV - desde 4MW-H hasta 10MW-H.

3.4.d Procedimiento de Operación de Parada del Turbogenerador:

1. Bajar generación eléctrica 13,8KV - desde 10MW-H hasta 3MW-H.
2. Cerrar válvula de extracción de vapor.
3. Bajar rpm de turbina de 3500rpm hasta 0rpm.
4. Arrancar motor para girar turbina (para evitar choque término de eje).
5. Mantener bomba de aceite en sistema de lubricación.



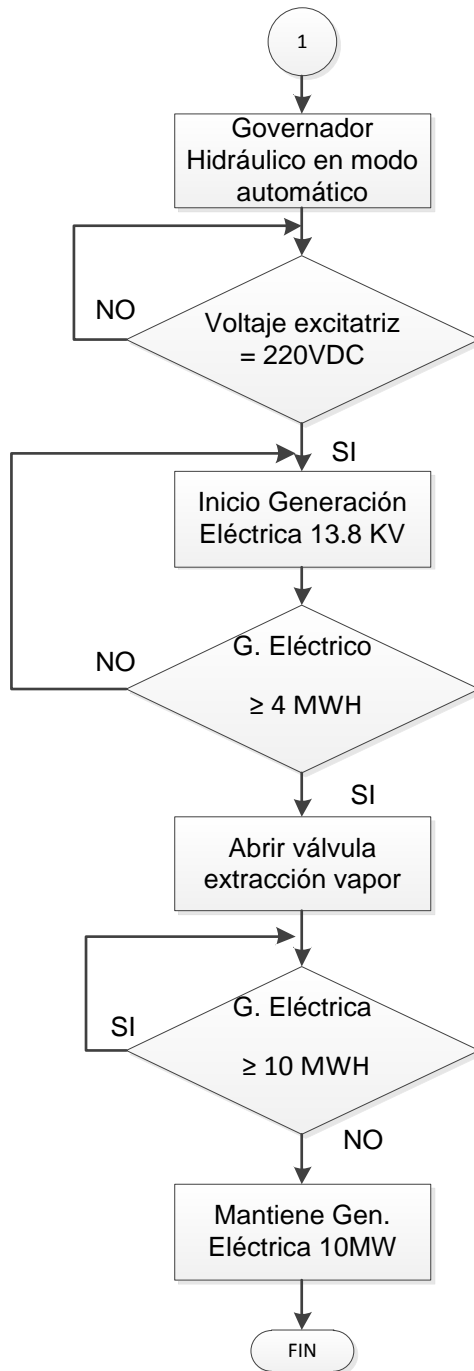


Fig 3.6 Diagrama de Flujo de Arranque de Turbogenerador.

Fuente: Elaboración Propia

Tomando en cuenta los requerimientos de Trupal S.A. y el pedido de usar los instrumentos existentes, se procedió a diseñar e implementar la labor encomendada de mejorar la disponibilidad del turbogenerador y reducir costos por parada de Planta.



Fig. 3.7 Turbogenerador de 13.8KV.

Fuente: Trupal S.A.

3.5 Elaboración de la Ingeniería de Diseño y Selección de Equipamiento

Para la elaboración de la ingeniería de diseño nos apoyamos en las hojas técnicas de lo que a continuación detallamos

3.5.1 Selección de equipamiento:

- PLC Compact Logix L24ER QBFC1B

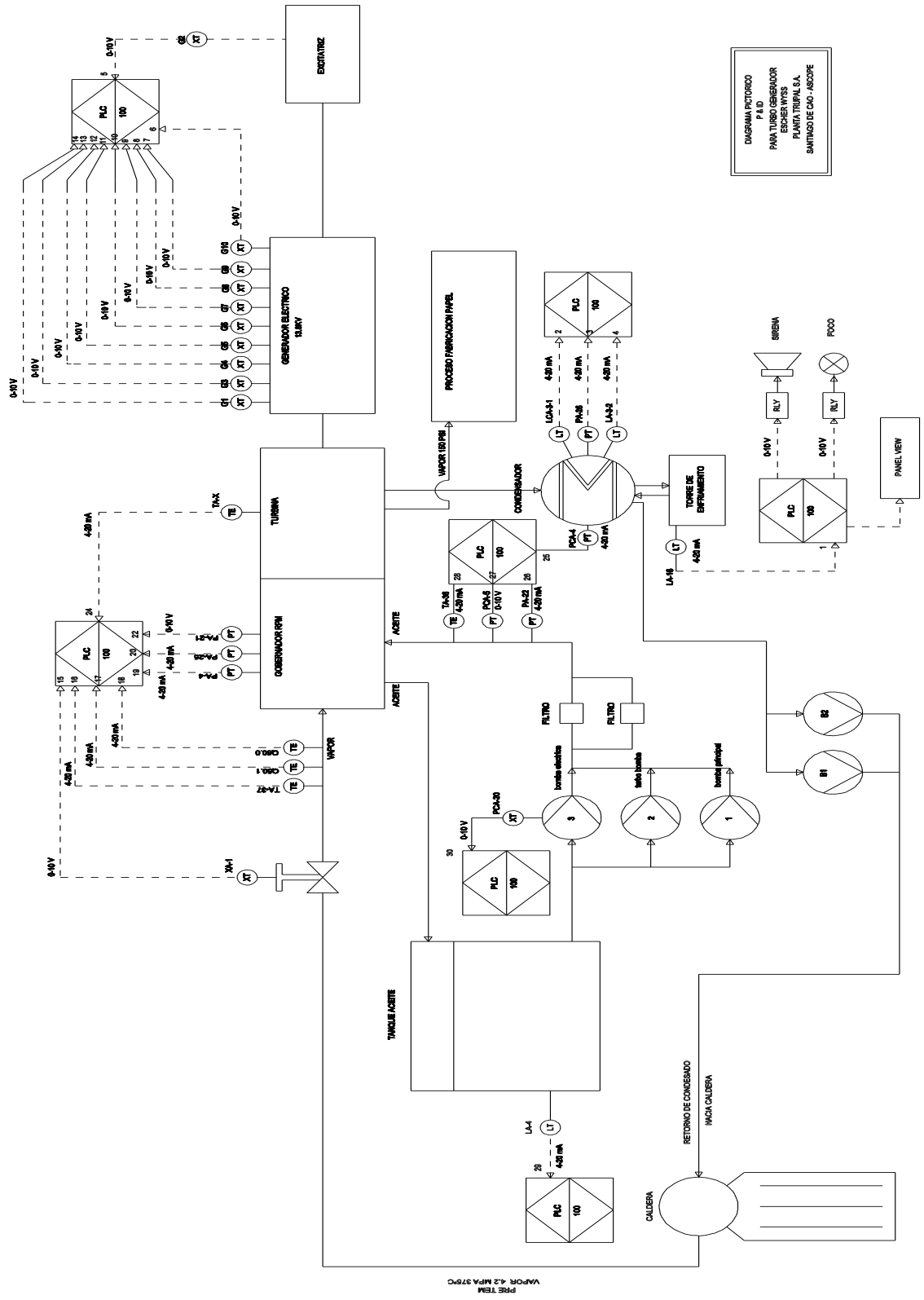
| Característica | 1769-L24ER-QBFC1B |
|--|--|
| Taras del tarea del controlador: | 32; 100 programas/tarea |
| Memoria de usuario | 750 KB |
| Puertos incorporados | 2 EtherNet/IP 1 USB |
| Puertos de comunicación | • EtherNet/IP de doble puerto • DeviceNet |
| Conexiones del controlador | 256 |
| Conexiones de red | 8 EtherNet/IP; 120 TCP |
| Lenguajes de programación | • Lógica de escalera de relés • Texto estructurado • Bloque de funciones • SFC |
| E/S incorporadas | • 16 entradas digitales de CC • 16 salidas digitales de CC • 4 entradas analógicas universales • 2 salidas analógicas universales • 4 contadores de alta velocidad |
| Capacidad de expansión de módulo | 4 módulos 1769 |
| Fuente de alimentación eléctrica incorporada | 24 VCC |

- Panel View Plus 1000 Allen Bradley (se observa en el anexo 28)

Y otros materiales descritos a continuación:

| DESCRIPCION | MARCA | CODIGO | CANTIDAD | CARACTERISTICAS |
|------------------------------|------------------|------------------|----------|--------------------------------------|
| INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO | ABB | ER45 | 1 | TRIPOLAR DE 440V, 32AMPS , BIL 12KA. |
| CANALETA RANURADA | ARDY | CR12 | 2 | 40 x 40 |
| BORNERAS DE CONTROL | ALLEN BRADLEY | 1492-J3 | 36 | |
| TAPA DE BORNE | ALLEN BRADLEY | 1492-EBJ3 | 2 | |
| PUENTE DE BORNE | ALLEN BRADLEY | 1492-CJJ5-3 | 4 | |
| MARCADORES DE GRUPO | ALLEN BRADLEY | 1492-GM35 | 2 | |
| MARCADORES PARA BORNERA | ALLEN BRADLEY | 1492-MR5X12H1-10 | 1 | |
| TERMINAL TIPO PIN | ALLEN BRADLEY | 1492-MR5X12H1-10 | 100 | |
| CABLE DE CONTROL AZUL | PELPHS-DODGE | GPT-16AWG | 20 | |
| CABLE DE CONTROL NEGRO | PELPHS-DODGE | GPT-16AWG | 60 | |
| ETIQUETAS PARA CABLE | PANDUIT | S100X075VAC | 200 | |
| ETIQUETAS PARA EQUIPO | PANDUIT | C100X075VAC | 50 | |
| PERNOS, TUERCAS Y ARANDELAS | SUN-ALPS | M4-M64 | 40 | |
| VENTILADOR | RITTAL | 3240110 | 1 | |
| REJILLA DE SALIDA | RITTAL | 3240200 | 1 | |
| TRANSFORMADOR DE CONTROL | AUDAX | TRF-AUX440 | 1 | 500VA, 440/220VAC |
| INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO | GENERAL ELECTRIC | G62C06 | 1 | 2X6A |
| INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO | GENERAL ELECTRIC | G62C04 | 1 | 2X4A |
| CINTILLOS | 3M | CT-S34 | 12 | |
| ADHESIVOS | 3M | AD-320 | 12 | |
| MARCAS SECUNDARIAS | VARIOS | XTXT | 5 | |
| TABLERO DE METAL HERMETIZADO | VALENCIA | TBM-352-J2 | 1 | 800X600X300mm |
| MARCAS PRINCIPAL | VARIOS | XTXT | 1 | |

3.5.2 Plano P&ID



3.5.3 Lógica

Para el desarrollo del scada utilizamos el software Rslogix 5000 versión 21, cuya versión es reciente de Rocwell Automation y ahorra el tiempo de desarrollo del proyecto mejorando la productividad, maximiza el rendimiento y está desarrollado para operar en los sistemas operativos de Microsoft Windows.

En el anexo 24 presentamos el lenguaje ladder para el sistema de monitoreo basado en PLC, donde utilizamos los sensores disponibles del turbogenerador que se muestran en la tabla 3.7.

Y para diseñar las pantallas que son utilizadas por el operador del Turbo usamos el software Factory Talk View Studio, el cual es compatible con el Panel View Plus 1000 el que implementamos en el proyecto.

En la sección ANEXOS del presente trabajo mostramos los pantallazos en el panel view plus 1000 Allen Bradley:

Anexo 25. Proceso de Cogeneración.

Anexo 26. Control analógico de 4 variables que paran la operación del turbogenerador.

Anexo 27. Control automático de válvulas automáticas.

Anexo 28. Alarmas del sistema de monitoreo que no paran la operación del turbogenerador.

Anexo 29. Tendencias de históricos.

Las alarmas y eventos ocurridos se registran y se almacenan como históricos en la aplicación y podrán ser consultados en cualquier momento. Al producirse una alarma a través de avisos sonoros y luminosos, la pantalla del sistema ayudará a detectar de manera rápida la eventualidad, también permitirá la impresión de todas las eventualidades ocurridas con su respectiva hora y fecha en un lapso de tiempo determinado o cuando sea necesario.

3.5.4 Costos de Implementación

A continuación presentamos un listado de servicios y materiales que fueron los costos para la implementación del sistema de monitoreo basado en PLC para mejorar la disponibilidad del turbogenerador de la empresa Trupal S.A.

| No. | CONCEPTO | MONTO (USD) |
|-----|---|-----------------|
| 1 | Servicio de habilitación del sistema | 1450,00 |
| 2 | Servicio de Ingeniería | 5000,00 |
| 3 | Desarrollo y puesta en marcha del sistema | 4500,00 |
| 4 | Instalación | 1500,00 |
| 5 | Supervisión y mano de obra | 2800,00 |
| 6 | PLC Compact Logix | 2500,00 |
| 7 | Panel View Plus 1000 | 1500,00 |
| 8 | Accesorios varios | 3000,00 |
| | TOTAL (USD) | 22250,00 |

3.6 Datos después de implementar el sistema de monitoreo Año 2013

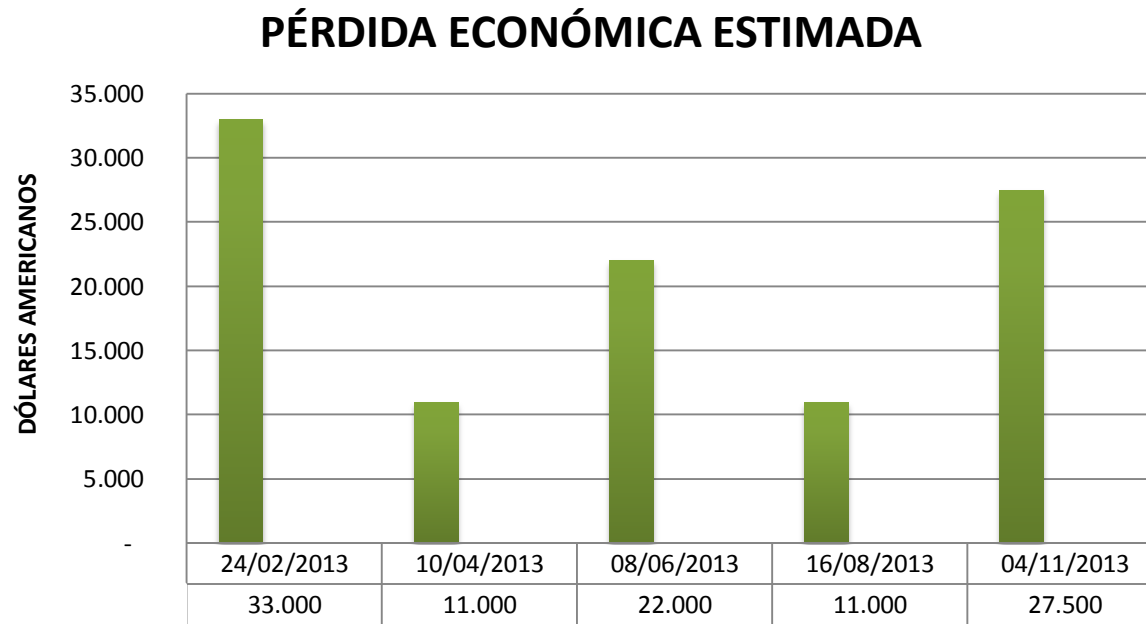


Fig. 3.8 Pérdida económica estimada en el año 2013

Fuente: Registros Trupal S.A.

Tabla3.8 Histórico de Averías del Turbogenerador después del sistema de monitoreo 2013

| FECHA OCURRENCIA DE AVERÍA | GRADO IMPORTANCIA DE AVERÍA | | | TIEMPO DE REPARACIÓN DE FALLA (HORAS) | TIEMPO DE CÁIDA DEL GENERADOR (HORAS) | MOTIVO(S) DE OCURRENCIA DE LA AVERÍA | ACCIÓN TOMADA PARA RESTABLECER LA OPERACIÓN NORMAL DEL GENERADOR | PÉRDIDA ECONÓMICA ESTIMADA (USD \$) |
|----------------------------|-----------------------------|---------|-----------------|---------------------------------------|---------------------------------------|--|--|-------------------------------------|
| | MENOR | REGULAR | CRÍTICA (CAIDA) | | | | | |
| 24/02/2013 | | X | | 24 | 24 | Disparo de Turbogenerador por caída de tensión en Generación Excitatriz. | Cambio de carbón y escobillas de Excitatriz. | 33.000 |
| 10/04/2013 | | X | | 8 | 8 | Disparo de Turbogenerador por caída de presión en Caldera TSXG | Reparación y arranque de Caldera TSXG | 11,000 |
| 08/06/2013 | | X | | 16 | 16 | Disparo de Turbogenerador por falso contacto en carbones de generador | Cambio de carbón y escobillas de Excitatriz. | 22,000 |
| 16/08/2013 | X | | | 8 | 8 | Disparo de Turbogenerador por falla de motor bomba de Agua C | Cambio de motor quemado | 11,000 |
| 04/11/2013 | X | | | 20 | 20 | Disparo de Turbogenerador por caída de presión en Caldera TSXG | Reparación y arranque de Caldera TSXG | 27,500 |

Fuente: Elaboración propia

TOTAL USD 104,500

En la tabla 3.8 se presenta el histórico de averías del turbogenerador Escher Wyss para el año 2013, fecha que ya implementamos el sistema de monitoreo basado en PLC en detalle: Fecha de ocurrencia de avería, grado de importancia de avería (menor, regular, crítica), tiempo de caída del generador en horas, motivo de ocurrencia de avería, acción tomada para restablecer la operación normal del generador y la pérdida económica estimada en dólares americanos.

Así mismo, vemos que el tiempo de caída del generador en horas es 76 horas, que a su vez determinamos el tiempo que el turbogenerador está fuera de servicio (TFS) + 10 horas

En la fig. 3.8 se puede observar la representación de la pérdida económica estimada en barras, tomando como datos a la tabla 3.9 por fecha de ocurrencia de avería vs pérdida económica en Planta.

La descripción de estas ocurrencias incluyen información necesaria para ayudar en la evaluación de las consecuencias de las fallas. La falla de un elemento dentro de un sistema complejo puede desencadenar otras fallas que seguramente afectarán la operación de todo el sistema. El propósito es determinar de manera más efectiva la anomalía que se presente y así poder garantizar la disponibilidad del turbogenerador mediante el sistema de monitoreo basado en PLC.

Generación Energía Eléctrica Gwh

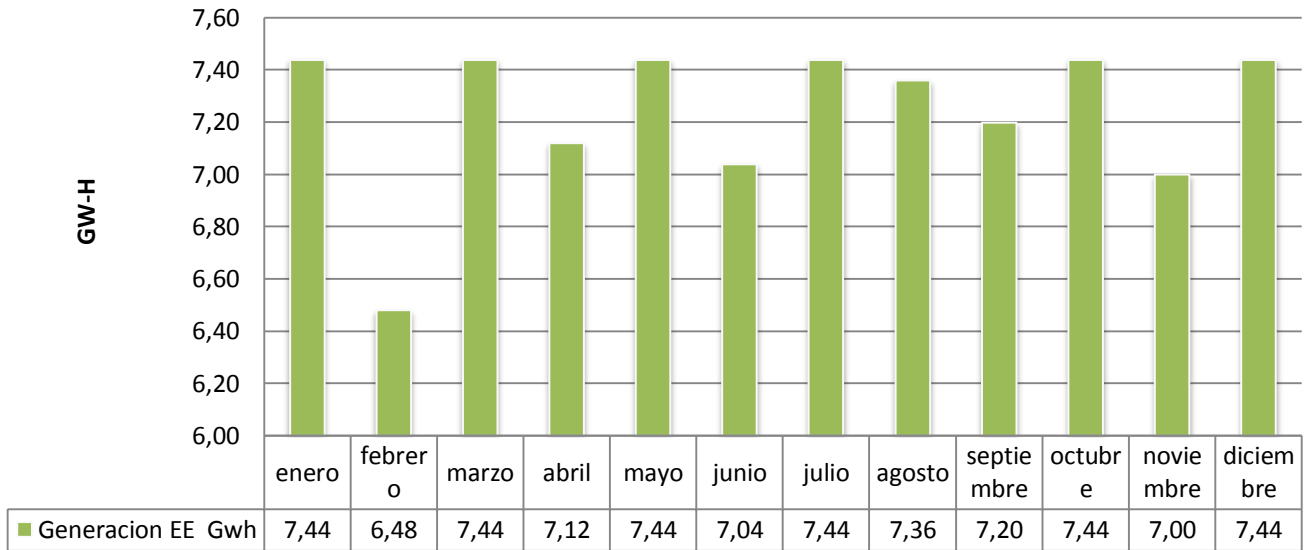


Fig. 3.9 Generación Eléctrica en GW-H en el año 2013.

Fuente: Registros Trupal S.A.

En la figura 3.9 revela los datos obtenidos de la generación eléctrica en unidades de Gigawats por hora durante el año 2013 en la planta Trupal S.A. Para dichos cálculos se usaron la información de la tabla 3.8 del histórico de averías del turbogenerador.

Y elaboramos la siguiente tabla 3.8.a. para determinar la producción de energía eléctrica por mes para el año 2013

**Tabla 3.8.a Demostración de Producción de Energía Eléctrica
en el año 2013 en Planta Trupal S.A**

| DATOS | HORAS | HORAS DE | GENERACIÓN ENERGÍA |
|--------------|-----------|-------------|--------------------|
| MES | DE FALLA | OPERACIÓN | EN GW-H |
| ENERO | | 744 | 7,44 |
| FEBRERO | 24 | 648 | 6.48 |
| MARZO | | 744 | 7.44 |
| ABRIL | 8 | 712 | 7.12 |
| MAYO | | 744 | 7.44 |
| JUNIO | 16 | 704 | 7.04 |
| JULIO | | 744 | 7.44 |
| AGOSTO | 8 | 736 | 7.36 |
| SEPTIEMBRE | | 720 | 7.20 |
| OCTUBRE | | 744 | 7.44 |
| NOVIEMBRE | 20 | 700 | 7.00 |
| DICIEMBRE | | 744 | 7.44 |
| TOTAL | 76 | 8684 | 86.84 GW-H |

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 3.8.a. usamos la siguiente fórmula para el cálculo de generación eléctrica por mes:

MES = [(24 horas x días calendario) – horas de falla] es igual a horas de operación.

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA =

(Horas de Operación) x (Generación promedio por hora en Trupal).

La generación promedio por hora en Trupal S.A es: 10 MW-H, entonces:

Generación de energía = 744 Horas x 10MW

7440 MW-Hora

Si convertimos a GW-H entonces = 7440 MW-H x 1 GW

1000 MW

7.44 GW-H

Y así para el resto de meses.

3.7 Estimación de Parámetros para el Turbogenerador después del sistema de monitoreo

3.7.1 Estimación de Confiabilidad para el Turbogenerador después del sistema de monitoreo

$$\text{Confiabilidad} = e^{(-\lambda.t)}$$

Donde λ : 1/TPPF, , t: tiempo misión

$$\lambda = 1/1736.80, \quad t = 1 \text{ año}$$

$$\text{Confiabilidad} = 99.94243942 \%$$

3.7.2 Estimación de Disponibilidad para el Turbogenerador después del sistema de monitoreo

3.7.2.1 Estimación de Disponibilidad Inherente:

$$D_i = \frac{\text{TPPF}}{\text{TPPF} + \text{TPPR}}$$

$$\text{TPPF} = \frac{\sum_i^n \text{TEF}_i}{n} = \frac{\text{Horas de Operación}}{\text{Número de Fallas}}$$

$$\text{TPPF} = \frac{8684}{5}$$

5

$$\text{TPPF} = 1736.8 \text{ horas}$$

$$\text{TPPR} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{TPR}}{n} = \frac{\text{Horas de Reparación}}{\text{Números de Reparaciones}}$$

$$\text{TPPR} = \frac{76}{5}$$

5

$$\text{TPPR} = 15,2 \text{ horas}$$

$$D_i = 1736.8 / (1736.8 + 15,2)$$

$$D_i = 1736.8 / 1752$$

$$D_i = 0.9913 \times 100$$

$$D_i = 99.13\%$$

3.7.2.2 Estimación de Disponibilidad Operacional

$$D_o = \frac{\text{TPPF}}{\text{TPPF} + \text{TFS}}$$

$$\text{TFS} = 76 \text{ horas} + 10 \text{ horas}$$

$$\text{TFS} = 86 \text{ horas}$$

$$D_o = 1736.8 / (1736.8 + 86)$$

$$D_o = 0,9528 \times 100$$

$$D_o = 95.28 \%$$

3.7.3 Estimación de Mantenibilidad para el Turbogenerador después del sistema de monitoreo

$$\text{Mantenibilidad} = \exp^{-u.t}$$

Donde u : $1/\text{TPPR}$, , t : tiempo misión

$$u = 1/15.2 \quad t = 1 \text{ año}$$

$$\text{Mantenibilidad} = 93.632797 \%$$

CAPITULO IV

RESULTADOS

IV. RESULTADOS

Tabla 4.1 Resultados

| Indicador | Antes del SISTEMA Ene - Dic 2012 | Después del SISTEMA Feb - Nov 2013 |
|----------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|
| Número de averías | 7 veces en el año | 5 veces en el año |
| Tiempo de Reparación de Falla | 364 Horas | 76 Horas |
| Tiempo de Caída del Generador | 374 Horas | 86 Horas |
| Pérdida Económica Estimada | USD \$ 501,600 | USD \$ 104,500 |
| Generación Eléctrica | 84,20 GW-H | 86,84 GW-H |
| Tiempo Transcurrido en Operación | 8420 | 8684 |
| Tiempo Promedio Para Fallar | 1202,86 Horas | 1736,8 Horas |
| Tiempo Promedio Para Reparar | 52,0 Horas | 15,2 Horas |
| Confiabilidad | 99,92% | 99,94% |
| Disponibilidad Inherente | 95,86% | 99,13% |
| Disponibilidad Operacional | 76,28% | 95,28% |
| Mantenibilidad | 98,10% | 93,63% |

Fuente: Elaboración Propia

La tabla 4.1 muestra los resultados obtenidos en la operación del Turbogenerador antes y después de la implementación del sistema de monitoreo basado en PLC, siendo los indicadores principales: disponibilidad Inherente y Operacional, el Número de Averías, el Tiempo de Reparación de Falla, el Tiempo de Caída del Generador, la Pérdida Económica Estimada, la Cantidad de Generación Eléctrica para uso propio, el Tiempo Transcurrido en Operación del Equipo, y los Parámetros de Tiempo Promedio para Fallar y Tiempo Promedio para Reparar del Turbogenerador Escher Wyss de la Empresa Trupal S.A

Número de averías

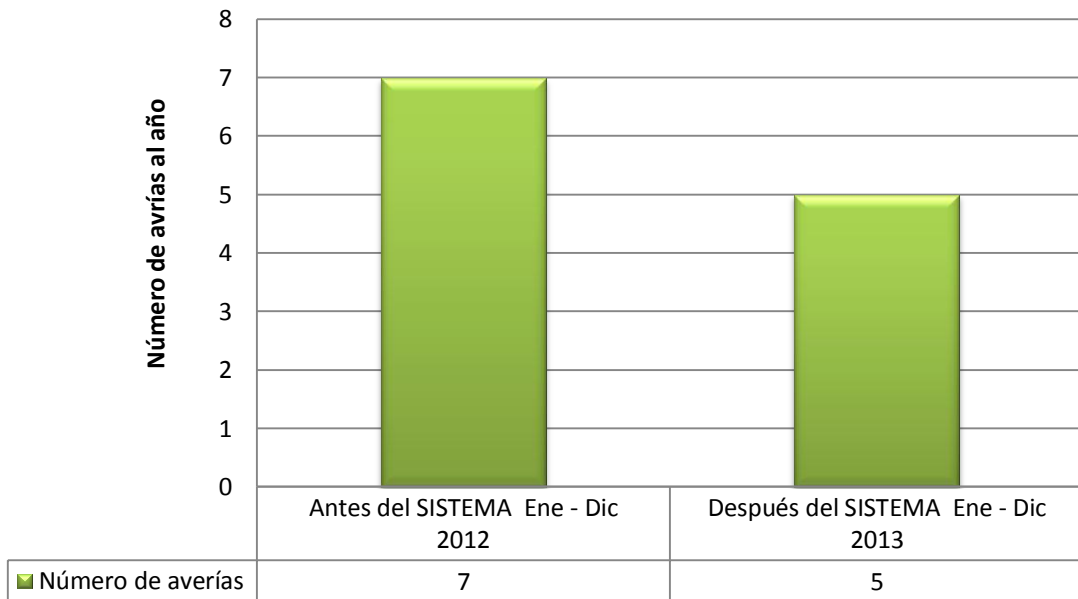


Figura 4.1 Número de averías

Fuente: Elaboración Propia

La figura 4.1 detalla en número de averías correspondidas al año 2012 y 2013, donde se aprecia un decremento del 28.57% en el periodo 2013; con el sistema de monitoreo basado en PLC operando debido a que el operador de turno solucionaba cualquier eventualidad que se presentaba gracias al aviso sonoro y luminoso que el sistema le comunicaba inmediatamente y con la ayuda de un Panel View Plus 1000 lograba verificar el histórico de averías para centrarse en el problema en sí y acudir inmediatamente a solucionar la ocurrencia.

Por avería hay un costo de supervisión de arranque de Turbogenerador que la empresa ABC TURBO cobra USD 3000.00 por servicio. Para el periodo 2012 hubo 7 fallas, lo que significó un costo de mantenimiento de USD \$ 21000.00. y para el periodo 2013 hubo 5 fallas, lo que significó otro costo de USD \$15000.00. Al comparar ambos periodos determinamos que hubo un ahorro de 28.57 % en costos de supervisión de arranque de Turbogenerador

Tiempos Claves

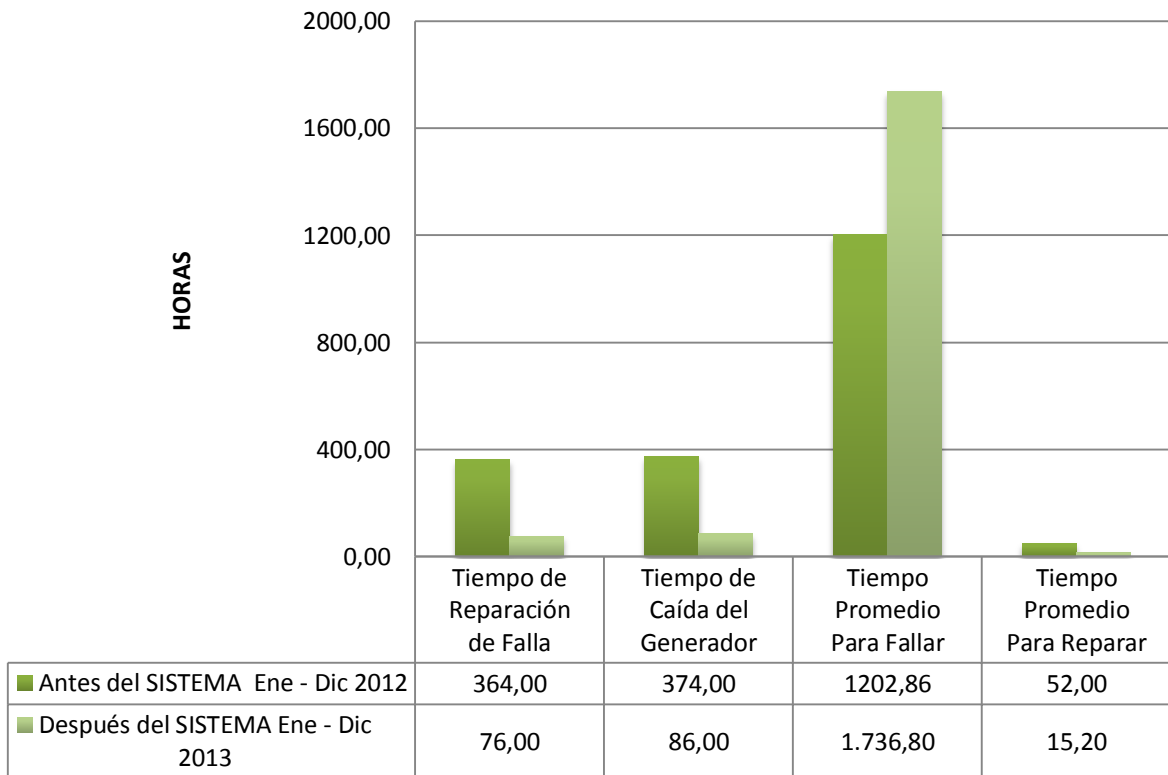


Figura 4.2 Tiempos Claves

Fuente: Elaboración Propia

La figura 4.2 compara los tiempos claves durante los periodos 2012 – 2013. El Tiempo de Reparación de Falla para el año 2013 disminuye hasta un 79,12%. El Tiempo de Caída del Generador para el año 2013 disminuye hasta un 77%. El Tiempo Promedio Para Fallar para el año 2013 aumenta hasta un 44%, lo que demuestra que el turbogenerador va a operar más tiempo sin falla. El Tiempo Promedio para Reparar disminuye hasta un 70.8% , lo que favorece notablemente a la empresa.

El tiempo promedio para restaurar la función del equipo incluye el tiempo para diagnosticar la falla, tiempo para conseguir repuestos, tiempo para realizar el mantenimiento.

El sistema de monitoreo basado en PLC permite detectar la falla más rápido, por lo que disminuye el tiempo de reparación y por lo tanto el tiempo de caída del generador también disminuye.

Generación Eléctrica en GW-H

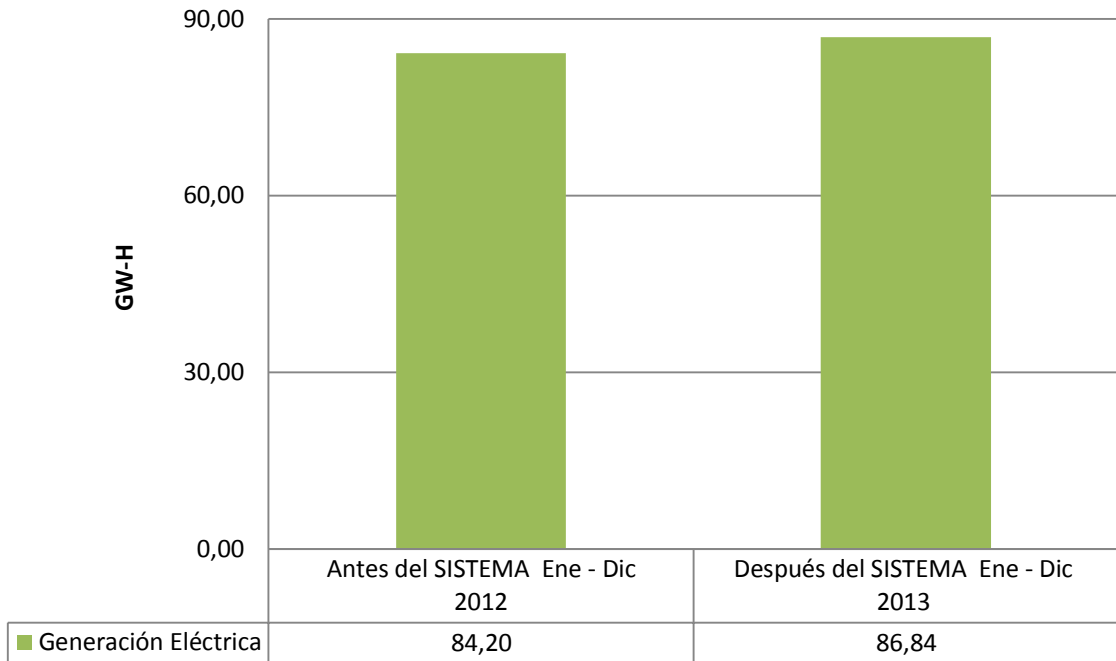


Figura 4.3 Generación Eléctrica en GW-H

Fuente: Elaboración Propia

La figura 4.3 indica la generación eléctrica antes y después de la instalación del sistema de monitoreo basado en PLC. Para comparar ambos periodos se extrapolo el periodo 2013 encontrándose que aumentó en 3,13% debido a la implementación del sistema que mejoró la disponibilidad del turbogenerador.

La generación eléctrica es imprescindible para la producción de la Planta, cuando hay fallas en la maquinaria disminuye.

Al disminuir el número de averías, la generación de energía eléctrica seguirá produciéndose normalmente y/o mejorando.

Confiabilidad

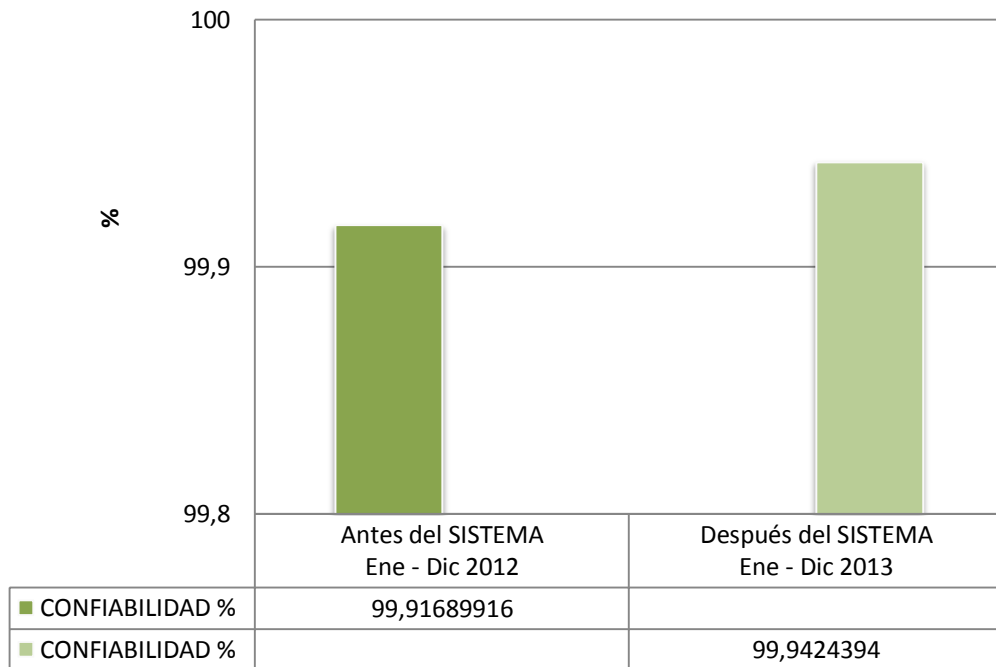


Figura 4.4 Confiabilidad del Sistema

Fuente: Elaboración Propia

En la figura 4.4 observamos que la confiabilidad del sistema se incrementó en 2.55 %

Para un tiempo de corrida dado con el fin de lograr una alta confiabilidad, se requiere una gran cantidad de Tiempo Promedio Para Fallar, lo que logramos aumentar para el año 2013 en 44% , como resultado de grandes periodos de interrupciones sin fallas, que dio como resultado una capacidad productiva incrementada, requiriendo pocas partes de repuesto y una menor fuerza laboral para las actividades de mantenimiento, lo cual redundo en bajos costos.

Disponibilidad del Sistema

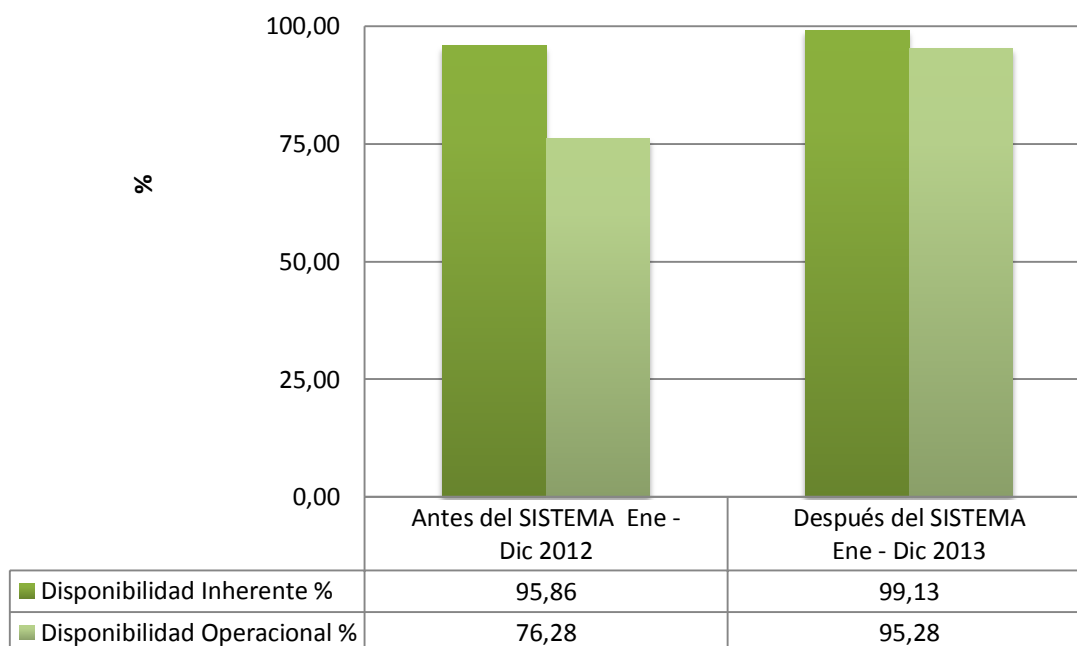


Figura 4.5 Disponibilidad del Sistema

Fuente: Elaboración Propia

La figura 4.5 señala la disponibilidad del sistema. Al comparar el porcentaje de tiempo del equipo en condiciones de operar durante el periodo comprendido entre Enero – Diciembre 2012 y Enero – Diciembre 2013, teniendo en cuenta los paros no programados, encontramos que en el 2013 la disponibilidad inherente se incrementó en 3.27%, esto significa que el tiempo de parada por fallas disminuyó siendo favorable para la empresa.

Asimismo, el desempeño de los equipos y la eficiencia de la gestión de mantenimiento aumentaron en 19% después de la implementación y puesta en marcha del sistema de monitoreo basado en PLC. Esta disponibilidad operacional en el 2013 permitió que el turbogenerador realice su función por más tiempo.

A medida que la disponibilidad crece la capacidad para producir se incrementa, porque el equipo estará en servicio un mayor porcentaje de tiempo.

Para lograr una alta disponibilidad, las acciones de mantenimiento deben ser realizadas muy rápidamente para minimizar paradas.

Mantenibilidad

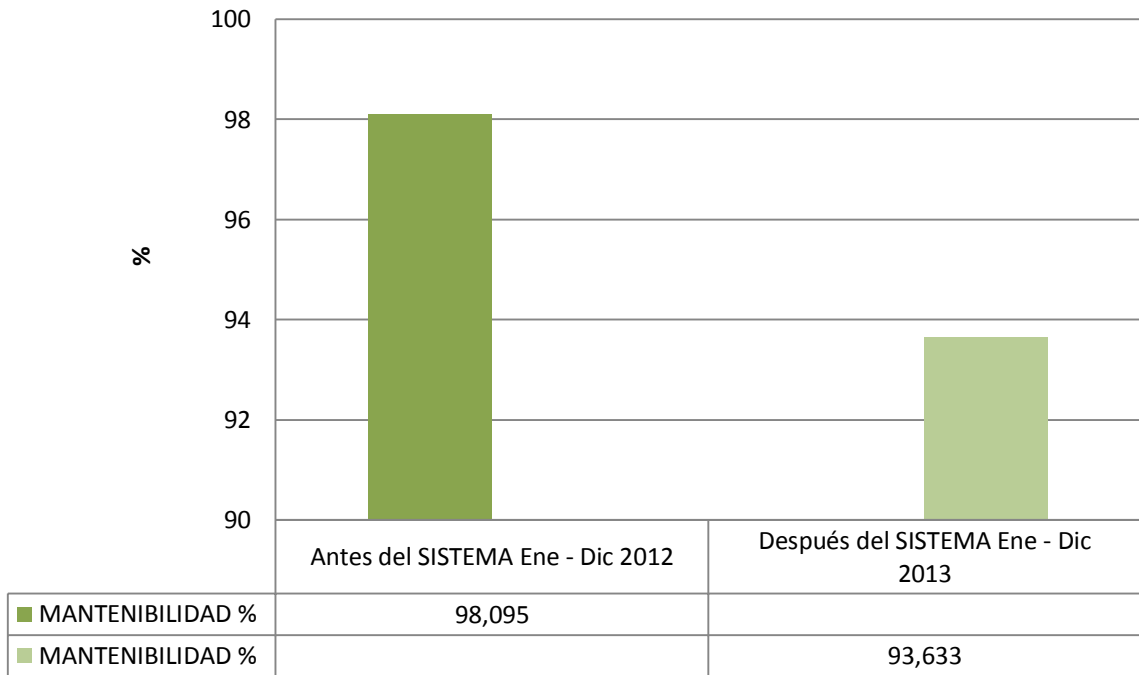


Figura 4.6 Mantenibilidad del Sistema

Fuente: Elaboración Propia

En la figura 4.6 observamos que para el periodo 2013 la mantenibilidad del sistema decrementó en 4.462 %

Pérdida Económica Estimada

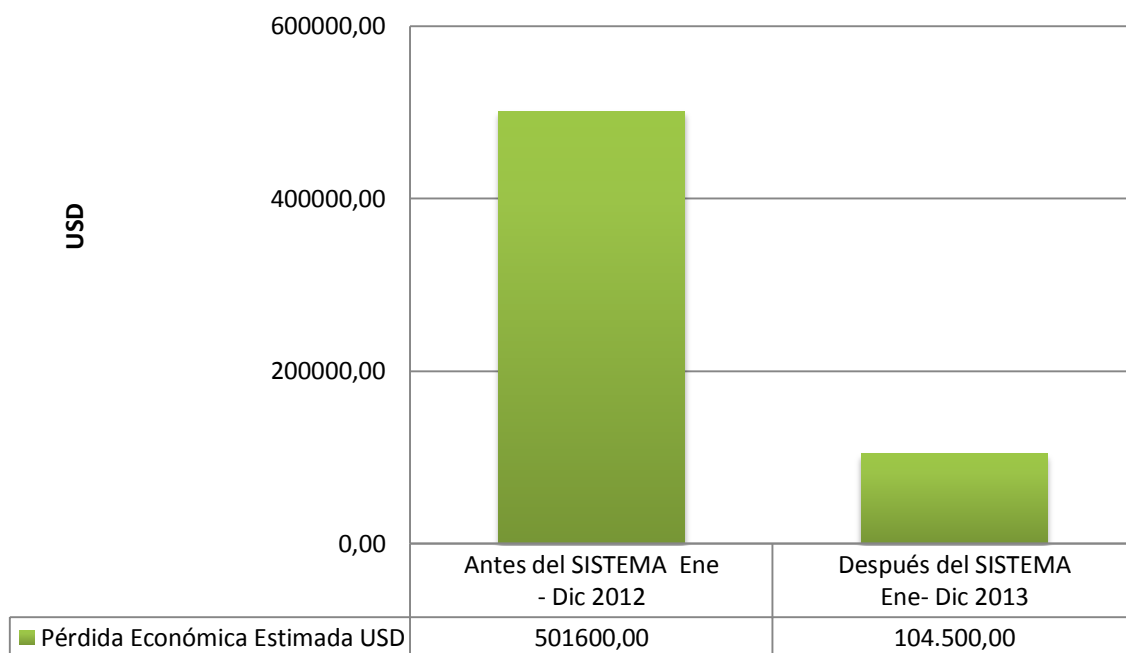


Figura 4.7 Pérdida Económica Estimada

Fuente: Elaboración Propia

La figura 4.7 muestra la pérdida económica estimada. De acuerdo a la mejora, después de la instalación del sistema de monitoreo, observamos que la pérdida económica para el año 2013 disminuyó en 79.17% lo que significó un ahorro considerable, suficiente para justificar los costos de implementación del sistema de monitoreo basado en PLC

Costos de Implementación

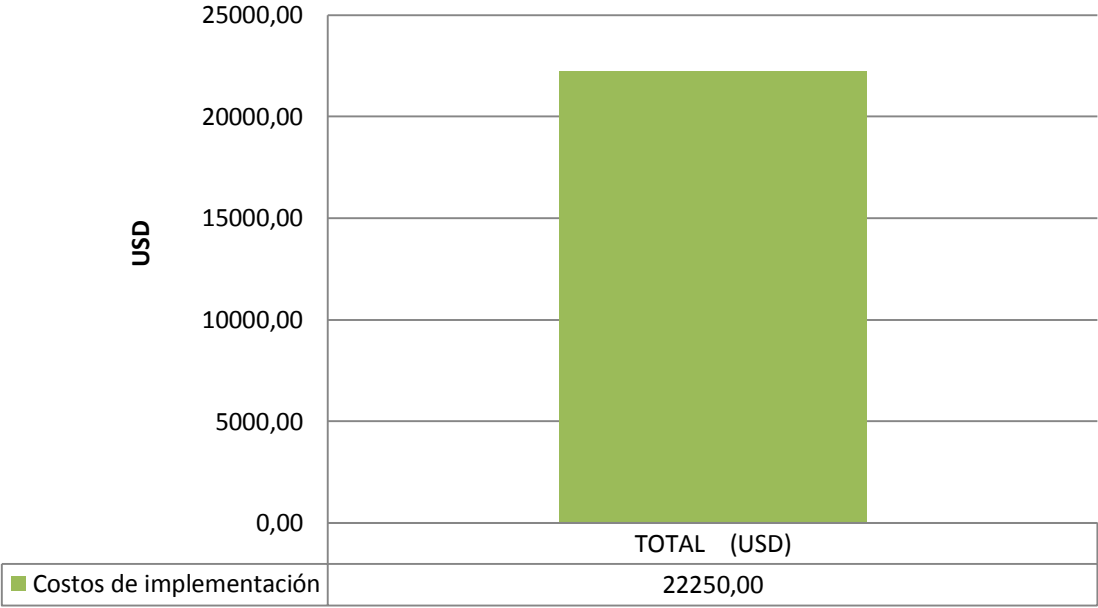


Figura 4.8 Costos de Implementación

Fuente: Elaboración Propia

La figura 4.8 señala el costo de implementación del sistema de monitoreo basado en PLC que asciende a un total de USD \$. 22250,00

JUSTIFICACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE MONITOREO

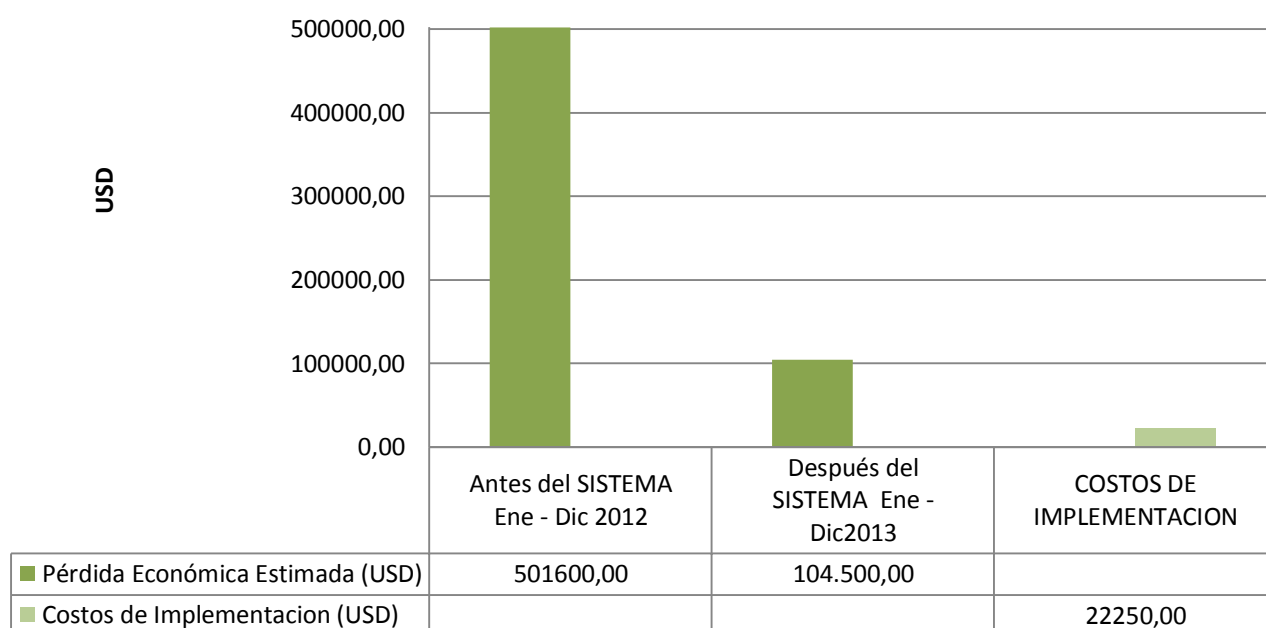


Figura 4.9 Justificación de la Implementación del Sistema de Monitoreo.

Fuente: Elaboración Propia

La figura 4.9 compara los costos de implementación con la pérdida económica estimada. El periodo Enero – Diciembre 2013 representa una disminución de 79.17% de pérdida económica

El costo de implementación del sistema representa el 21.3% de la pérdida generada en el 2013 no llega ni a la mitad, lo que justifica su gasto porque beneficia mayoritariamente a la empresa.

CAPITULO V

CONCLUSIONES

V. CONCLUSIONES

- La puesta en marcha del sistema permitió la concentración de la información proveniente de diferentes partes del Turbogenerador al PLC, para facilitar las tareas al operador de Turbo, brindando información en tiempo real de los sensores.
- Este trabajo representa un aporte para mejorar la disponibilidad de un Turbogenerador y así cumplir a cabalidad los lineamientos necesarios para lograr el funcionamiento del sistema sin demasiadas pérdidas de dinero.
- En el periodo 2013 hubo un ahorro de 28.57 % en costos de supervisión de arranque de Turbogenerador.
- La puesta en marcha del sistema de monitoreo basado en PLC en el periodo 2013, significó un ahorro monetario de miles de dólares para la empresa, lo que conllevó a incrementar la productividad.
- Asimismo, el desempeño de los equipos y la eficiencia de la gestión de mantenimiento aumentaron en 19% después de la implementación y puesta en marcha del sistema de monitoreo basado en PLC. Esta disponibilidad operacional en el 2013 permitió que el turbogenerador realice su función por más tiempo.
- A medida que la disponibilidad crece, la capacidad para producir se incrementa, porque el equipo estará en servicio un mayor porcentaje de tiempo.
- Para lograr una alta disponibilidad, las acciones de mantenimiento deben ser realizadas muy rápidamente para minimizar paradas.
- Por otra parte vale destacar la trascendencia de este trabajo, ya que este documento plasmado, queda como base para futuras paradas de Planta en el desarrollo técnico del proyecto y puede ser utilizado como fuente bibliográfica de consulta para cualquier persona al momento de implementar sistemas como el desarrollado en este trabajo.

CAPITULO VI

RECOMENDACIONES

VI. RECOMENDACIONES

- Continuar con la segunda parte del proyecto (control automático de parámetros de operación del turbogenerador), para ésto se debería hacer un estudio para realizar el cambio de instrumentos que tengan señales de 4 – 20 mA.
- Implementar el mantenimiento preventivo de todos los equipos eléctricos, mecánicos y de instrumentación del turbogenerador.
- Programar y hacer una capacitación en la supervisión del nuevo sistema de control con PLC del turbogenerador para los operadores actuales.
- Programar y efectuar un mantenimiento overhall del turbogenerador para asegurar que todos los sistemas electromecánicos y electrónicos interactúen con el nuevo sistema de control automático del PLC.
- Implementar un control semanal por KPI de los indicadores más importantes para la operación del turbogenerador.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Flores Abad, Ángel (2012). “Diagnóstico de Fallas en el Turbogenerador a Vapor”.
- Sheldrake, Alan L. (2003) “Handbook of Electrical Engineering for Practitioners in the Oil, Gas and Petrochemical Industry”.
- Comité Nacional PEMEX (2010). “Sistemas de Control y Protección de Turbo Generadores”.
- Castillo Miranda, Luis (2009) “Evaluación termodinámica de una turbina de vapor de 350 MW de la CTPALM por falla de álabes-rotor L-1 de turbina de baja presión”
- Trupal S.A. (2006). “Descripción Grupo Gloria”
- Sulzer Services (2008).”Turbo Generador Escher Wyss”
- JLA & Co SPRL (2009). “Sistemas de Regulación y Automatización”
- Vásquez L. (2011). ”Investigación y tipos de Investigación”.
- Sabino (1986). “Tipo de Investigación”
- Norma IEEE 762 (1985). “Criterios actuales de medición de la disponibilidad”
- Sigüenza G. (2008). “Índices para determinar la confiabilidad”
- Barriga A. (2008). “Disponibilidad, Confiabilidad, Mantenibilidad y Capacidad”.
- López A. & Ruiz C. (2002). “Inspección de Integridad para Turbinas de Vapor en Centrales Termoeléctricas”
- Sigüenza, L. & Zúñiga B. (2011). “Análisis de confiabilidad de la subestación Pascuales vista desde los elementos primarios”
- Gaytán M. y Márquez N.(2002). “Mantenimiento eléctrico de Turbo generadores”
- Montaña L. & Rosa E. (2006). “Diseño de un sistema de Mantenimiento con base en análisis de criticidad y análisis de modo y efectos de fallas en la Planta Coque Colombia.
- Zapata J. (2009). “Propuesta de mejora de mantenimiento en la unidad etiquetadora de una planta embotelladora”.

- Burgos O. y Lobelo A. (2009). “Estudio de confiabilidad de los equipos críticos de la líneas de producción Planta 1 de propileo S.A. y la línea de producción Compuestos 3 de AJOVER S.A.”

ANEXOS

ANEXOS

Anexo 1. Datos de placa del generador

| | |
|--|-----------------------------|
| Marca | Oerlikon Escher Wyss |
| Serie | 564412 K01 |
| Tipo | 26B-330 |
| Potencia Activa | 15000 KW |
| Potencia Aparente | 18750 KVA |
| Voltaje de generación | 13800 V |
| Velocidad | 3600 rpm |
| Factor de Potencia | 0.8 |
| Frecuencia | 60 Hz |
| Amp/Fase | 656 |
| Conexión | Estrella |
| N° Polos | 2 |
| Fases | 3 |
| Temperatura del Estator | 60°C (140°F) |
| Temperatura del Rotor | 85°C (185°F) |
| Voltaje de excitación | 250V |
| Velocidad crítica del rotor del generador | 2440 rpm |

Fuente: Planta de Fuerza. Trupal S.A

Anexo 2. Datos de placa del excitador

| | |
|----------------------------|-----------------|
| Tipo | Estático |
| Voltaje de Entrada | 325 V |
| Amperaje de Entrada | 170 A |
| Voltaje de salida | 250 V |
| Amperaje de Salida | 200 A |
| T° Ambiente máxima | 40°C (104°F) |
| T° Ambiente Mínima | 5°C (41°F) |

Fuente: Planta de Fuerza. Trupal S.A

Anexo 3. Datos de placa de la Turbina

| | |
|---|--|
| Marca | Escher Wyss |
| Número Serie | 3134 |
| Tipo de Turbina | AEN 3601 |
| Rendimiento | 15MW |
| Velocidad Normal | 36020 rpm |
| Velocidad de Disparo | 3950 rpm |
| Presión de Vapor de Extracción | 80 lb/pulg ² |
| Presión de Vapor der Alimentación | 600 lb/pulg ² (42.2Kg/cm ²) |
| Presión de Vapor de Escape | 1.5 á 3.5 pulg. de Hg Abs. |
| Velocidad crítica del Rotor de Turbina | 2440 rpm |
| Presión de Escape | 2.5 Pulg de Hg Abs. |
| T° de Vapor der Alimentación | 825°F (440.6°C) |
| T° de Salida de Vapor de Turbina | 216°F (102°C) |
| Presión de bomba aux. de Aceite | 9 – 11 lb/pulg ² |
| Presión de Aceite de las Chumaceras | 12 – 15 lb/pulg ² |
| Capacidad del Tanque de Aceite | 800 Galones |
| Aceite | Nacional Turbina 9 |

Fuente: Planta de Fuerza. Trupal S.A.

Anexo 4. Turbogenerador de 15MW



Anexo 5. Switch de presión de aceite sistema hidráulico



Anexo 6. Manómetro de presión de aceite sistema hidráulico.



Anexo 7. Presión de vacío condensador.



Anexo 8. Presión de aceite gobernador hidráulico



Anexo 9. Manómetro de presión de aceite Gobernador hidráulico.



Anexo 10. Sistema de Gobernador de velocidad



Anexo 11. Gobernador de velocidad de Turbogenerador



Anexo 12. Manómetro de presión Vapor de sellos a turbina



Anexo 13. Manómetro de presión Cojinetes a turbina



Anexo 14. Manómetro descarga Bomba eléctrica de sistema Hidráulico.



Anexo 15. Manómetro de presión vapor de Ingreso a turbina



Anexo 16. Presión aceite a cojinetes



Anexo 17. Temperatura de aceite en sistema hidráulico



Anexo 18. Temperatura ingreso a excitatriz de generador eléctrico



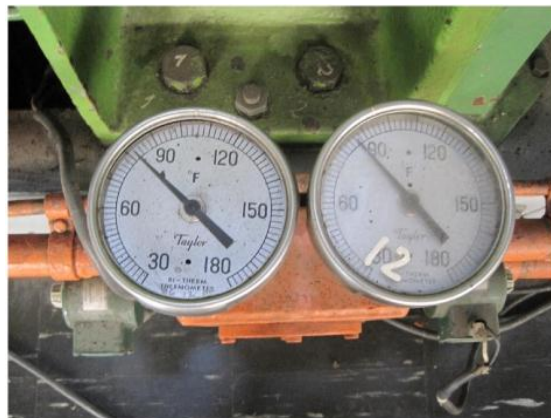
Anexo 19. Presión descarga Bomba de aceite sistema hidráulico



Anexo 20. Presión de salida de aceite en sistema hidráulico



Anexo 21. Temperatura salida de aceite en Sistema hidráulico



Anexo 22. Indicador de presión de vapor de ingreso a turbogenerador.



Anexo 23. Vacómetro de presión de vacío de condensador.



Anexo 24. Ladder en RsLogix 5000 v.21

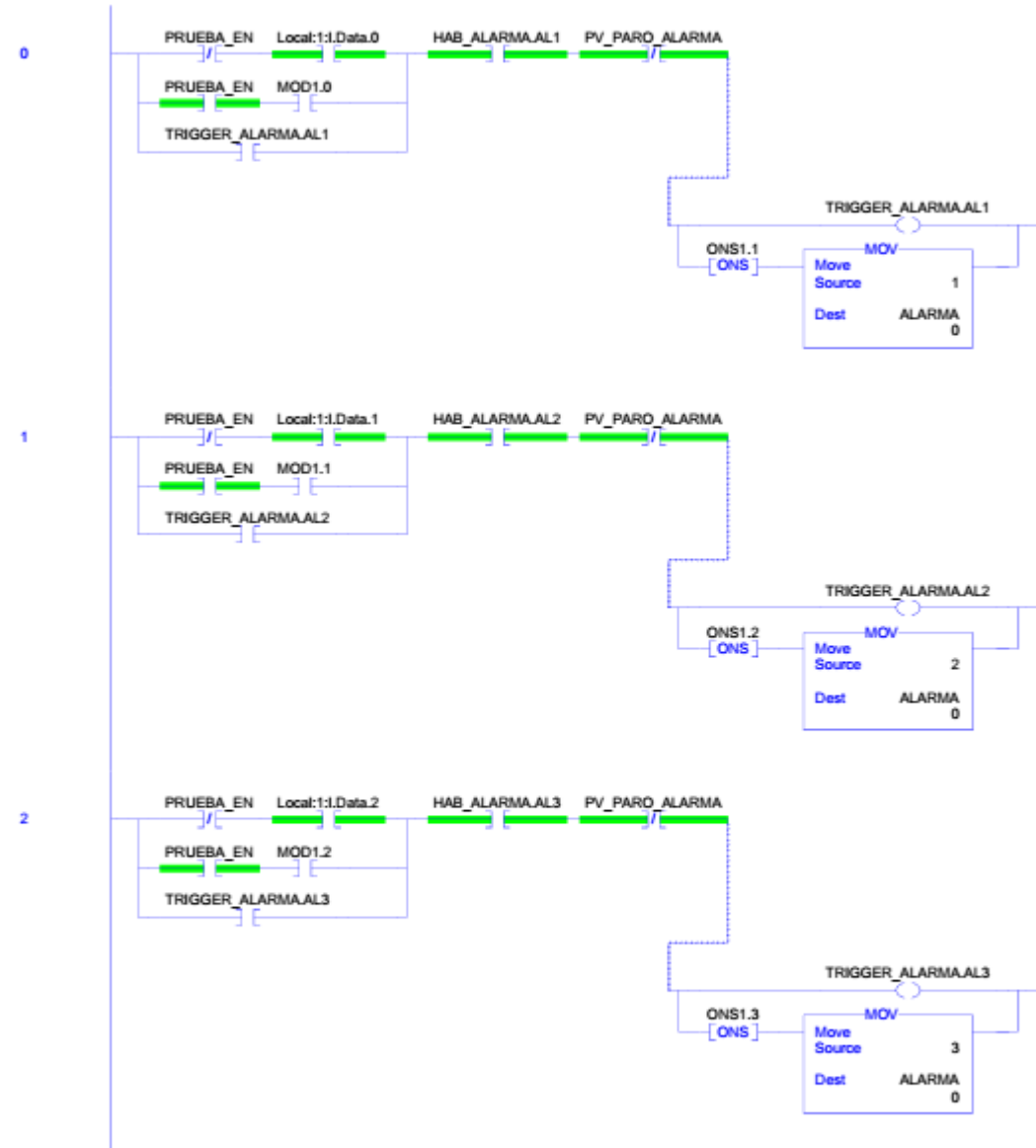
101 Alarmas - Ladder Diagram

TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR:MainTask:MainProgram

Page 1

Total number of rungs in routine: 36

C:\Users\Programador\Desktop\PLC\TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR.ACD



RSLogix 5000

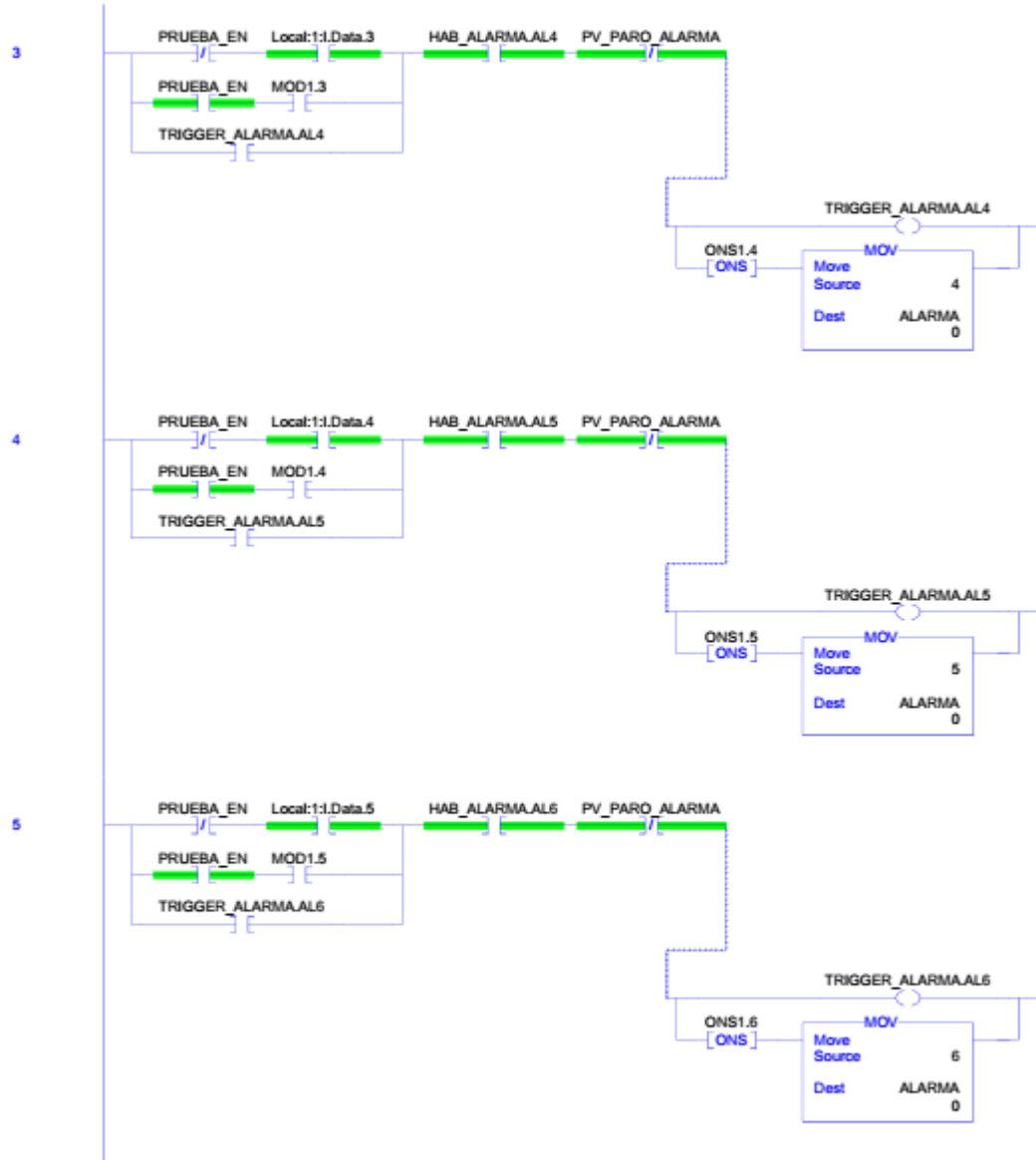
101 Alarmas - Ladder Diagram

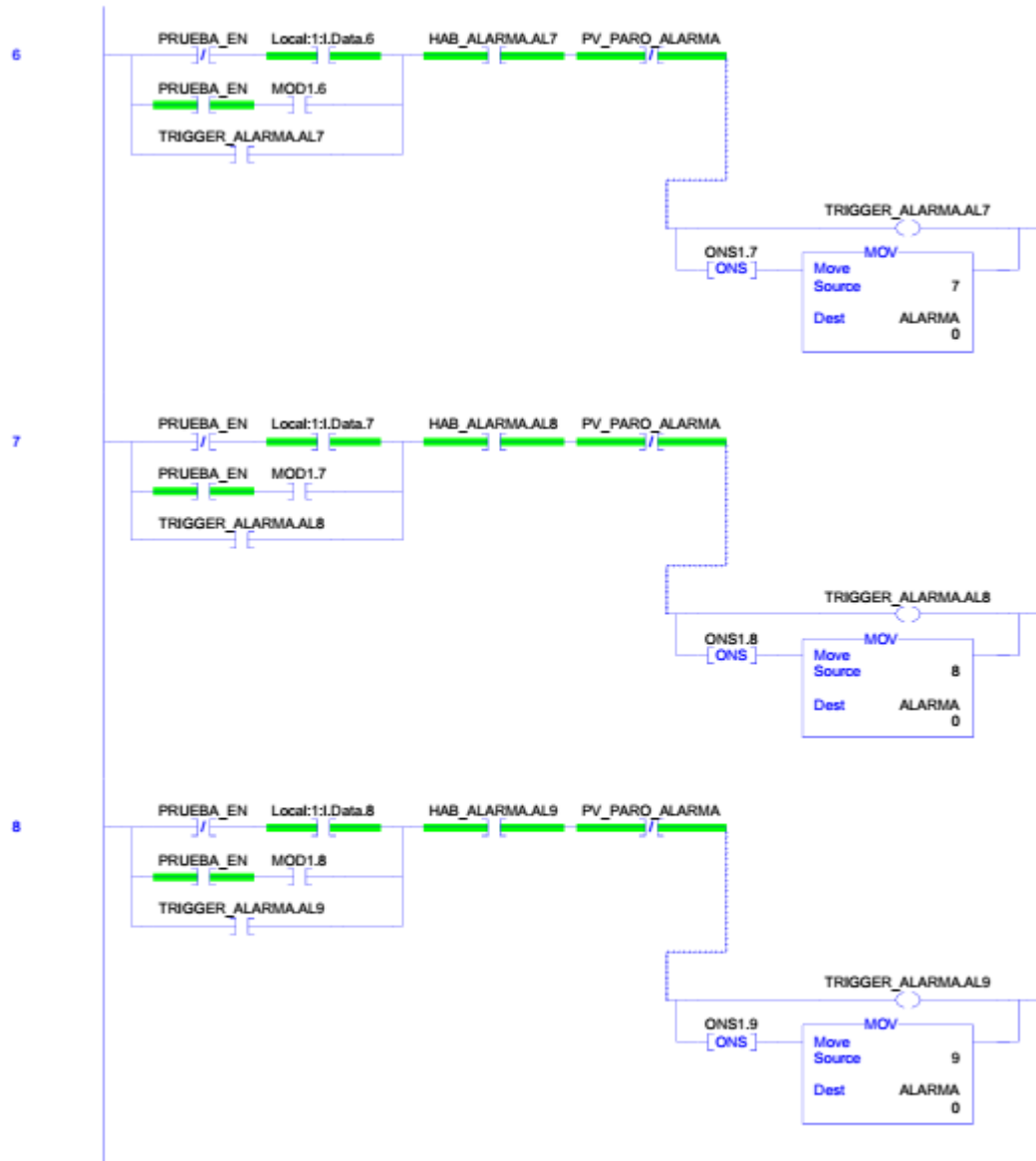
TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR:MainTask:MainProgram

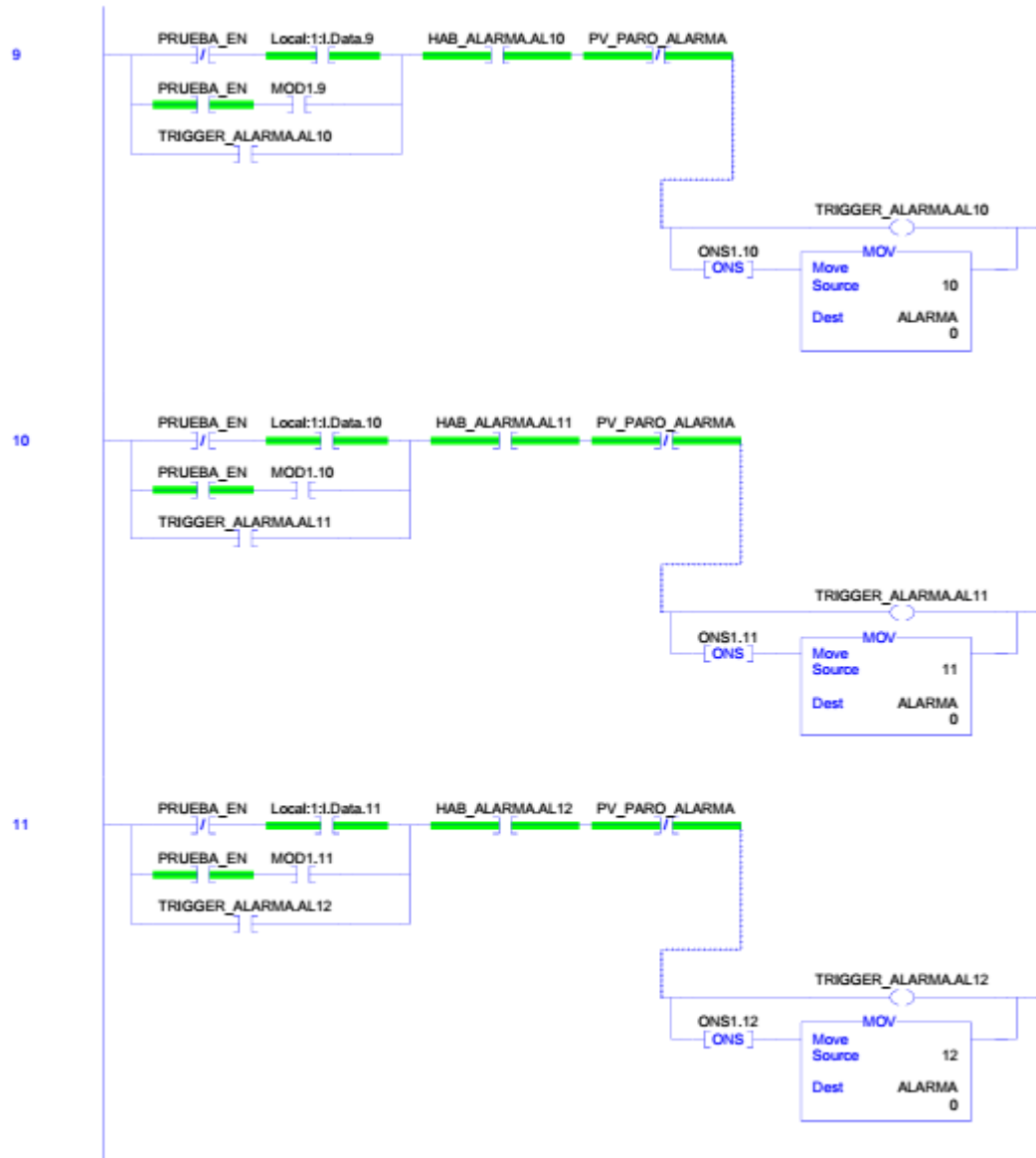
18/11/2014 05:27:51 p.m.

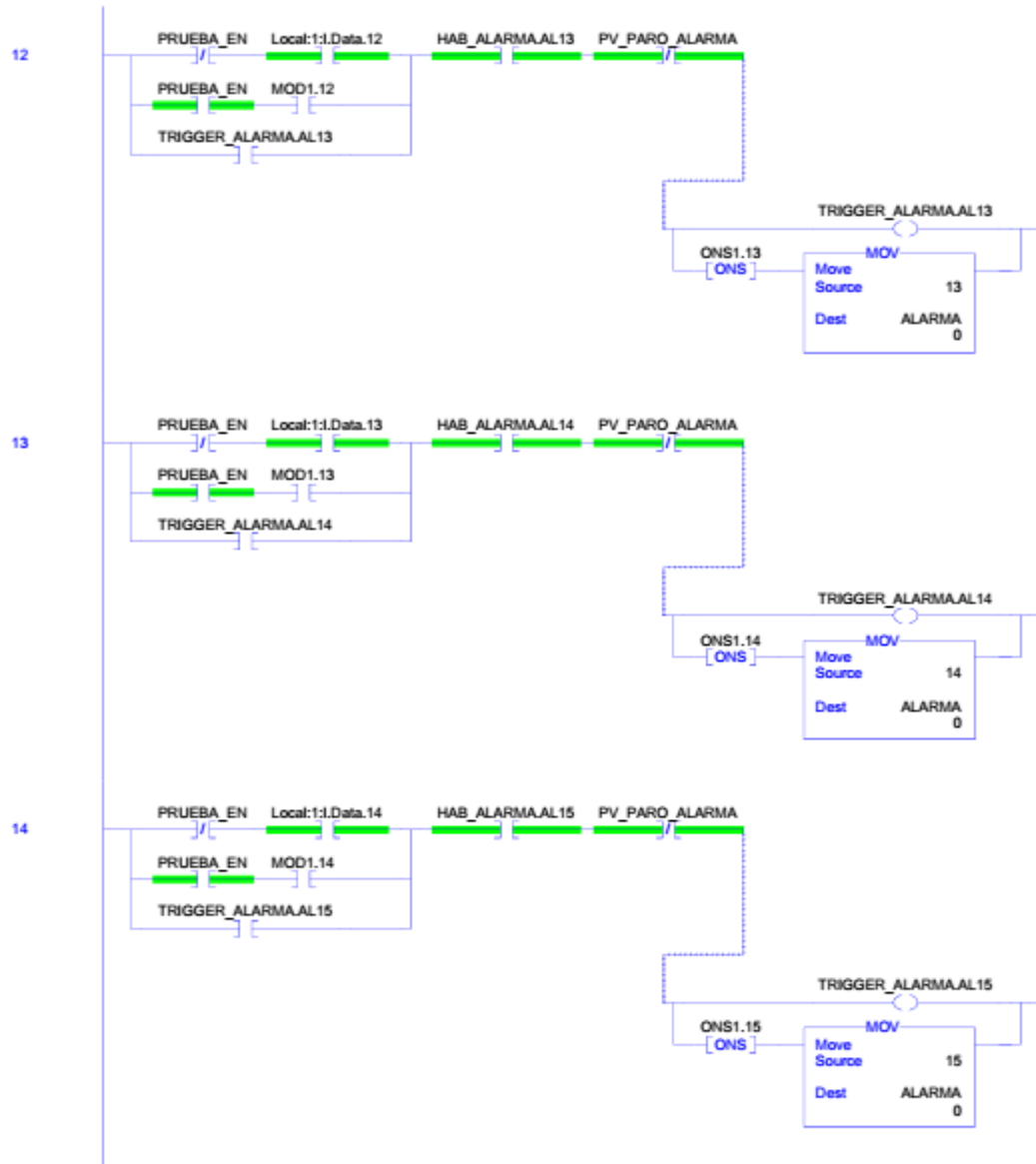
Total number of rungs in routine: 36

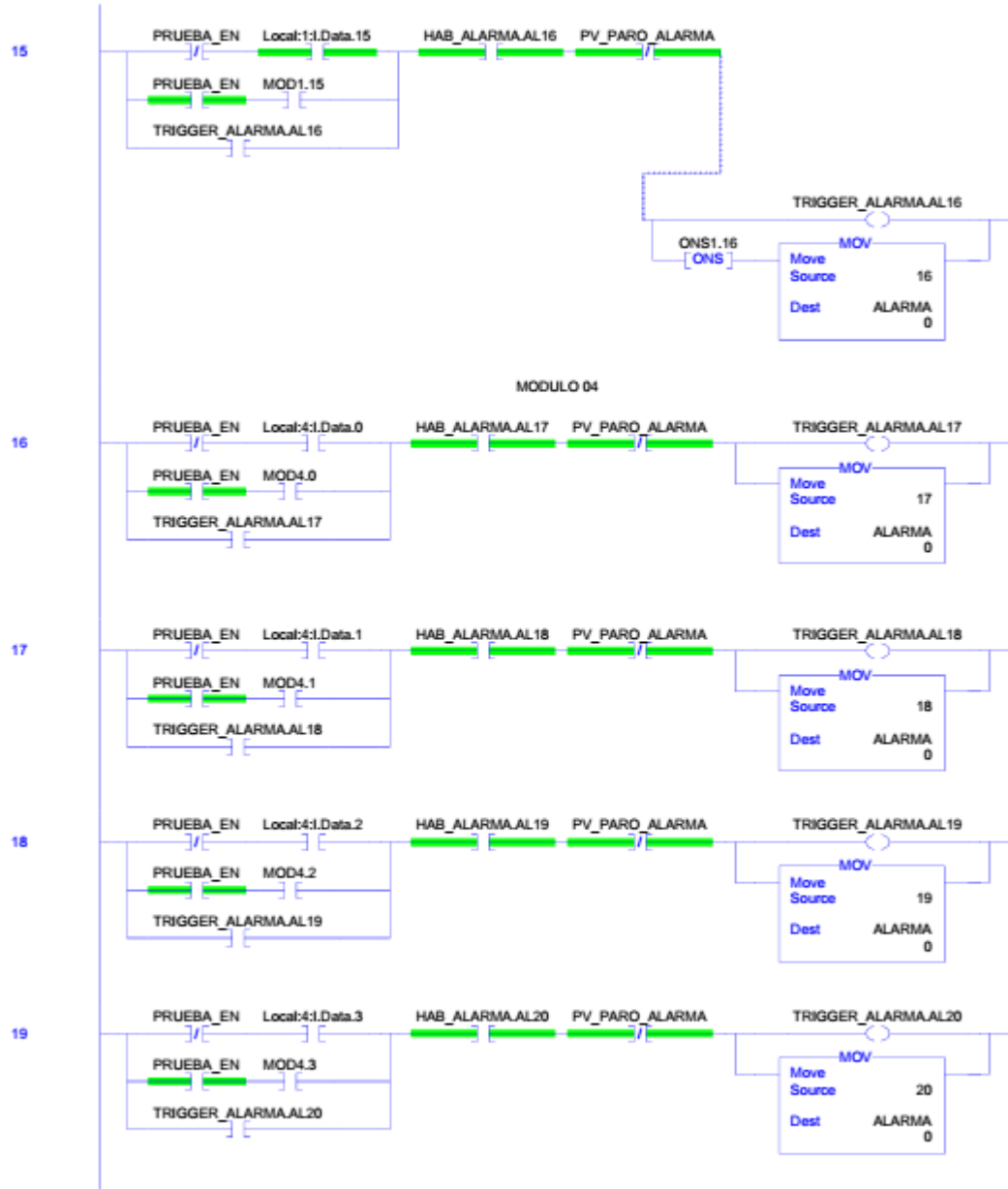
C:\Users\Programador\Desktop\PLC\TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR.ACD





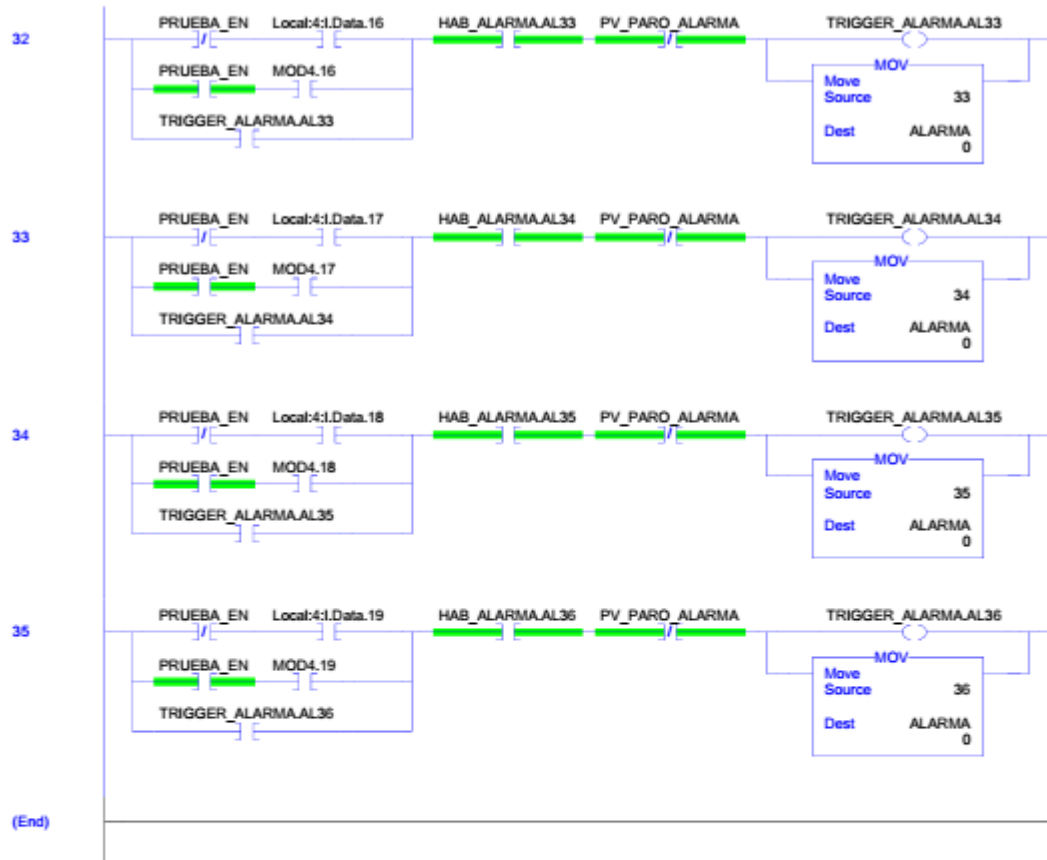












_100_MainRoutine - Ladder Diagram

TRUPAL ALARMAS TURBO GENERADOR:MainTask:MainProgram
Total number of rungs in routine: 9

Page 1
18/11/2014 05:26:01 p.m.

C:\Users\Programador\Desktop\PLC\TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR.ACD

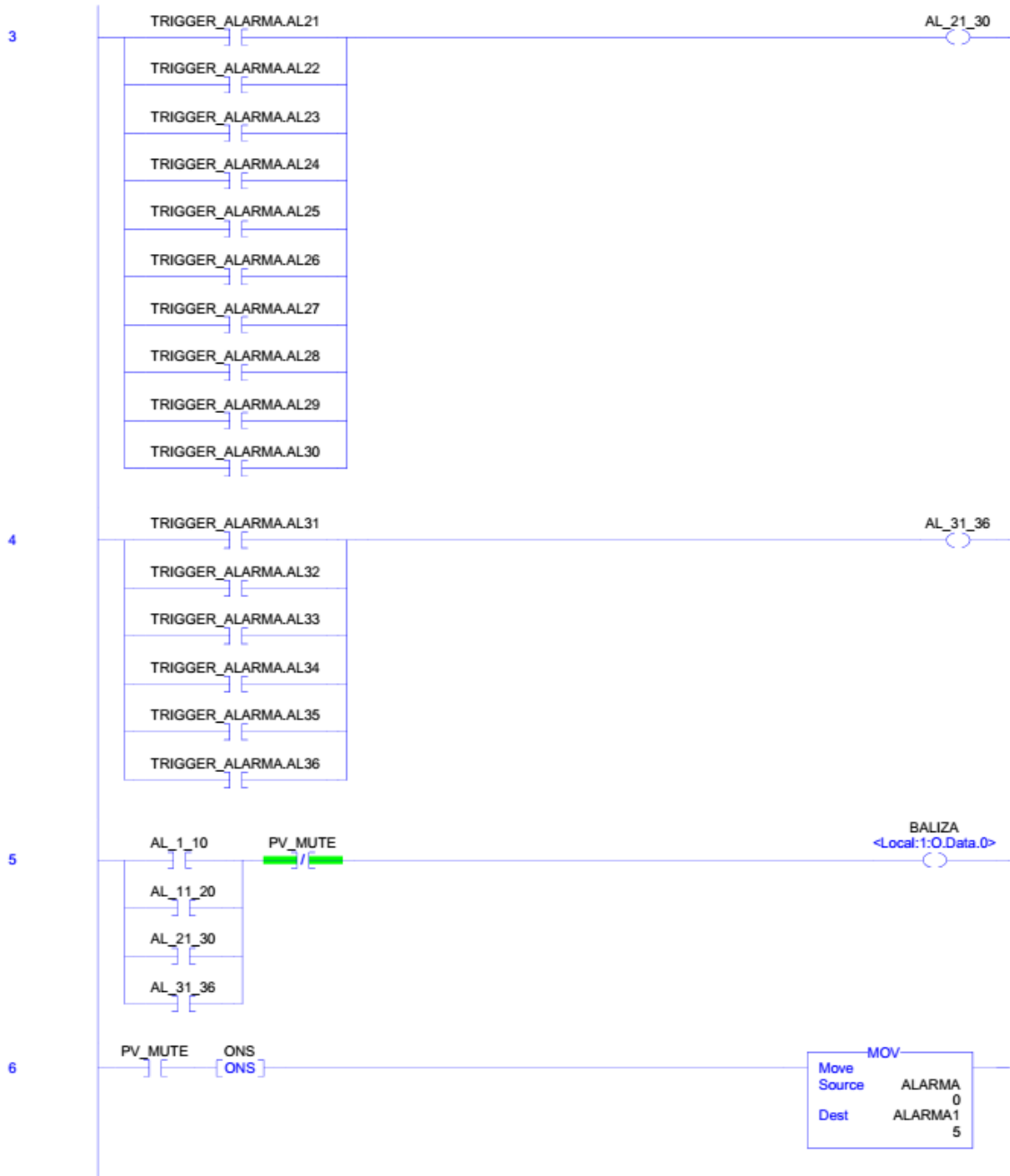


_100_MainRoutine - Ladder Diagram

TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR:MainTask:MainProgram
Total number of rungs in routine: 9

Page 2

18/11/2014 05:26:03 p.m.
C:\Users\Programador\Desktop\PLC\TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR.ACD

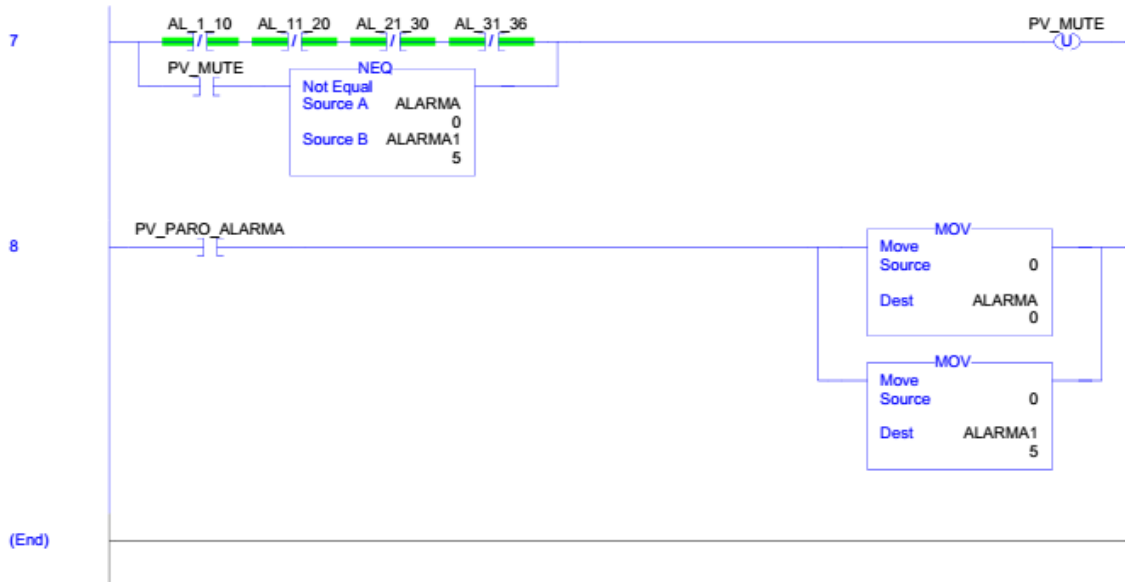


_100_MainRoutine - Ladder Diagram

TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR:MainTask:MainProgram
Total number of rungs in routine: 9

Page 3
18/11/2014 05:26:03 p.m.

C:\Users\Programador\Desktop\PLC\TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR.ACD



| Name | Value | Data Type | Scope |
|--|-------|-----------|--------------------------------|
| ALARMA | 0 | DINT | TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR |
| Constant No External Access: Read/Write ALARMA - MainProgram/_100_MainRoutine - *8(MOV), 6(MOV), 7(NEQ) ALARMA - MainProgram/_101_AlarMas - *0(MOV), *1(MOV), *10(MOV), *11(MOV), *12(MOV), *13(MOV), *14(MOV), *15(MOV), *16(MOV), *17(MOV), *18(MOV), *19(MOV), *2(MOV), *20(MOV), *21(MOV), *22(MOV), *23(MOV), *24(MOV), *25(MOV), *26(MOV), *27(MOV), *28(MOV), *29(MOV), *3(MOV), *30(MOV), *31(MOV), *32(MOV), *33(MOV), *34(MOV), *35(MOV), *4(MOV), *5(MOV), *6(MOV), *7(MOV), *8(MOV), *9(MOV) | | | |
| HAB_ALARMA | | ALARMAS | TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR |
| Constant No External Access: Read/Write HAB_ALARMA.AL1 1 BOOL HAB_ALARMA.AL1 - MainProgram/_101_AlarMas - 0(XIC) HAB_ALARMA.AL2 1 BOOL HAB_ALARMA.AL2 - MainProgram/_101_AlarMas - 1(XIC) HAB_ALARMA.AL3 1 BOOL HAB_ALARMA.AL3 - MainProgram/_101_AlarMas - 2(XIC) HAB_ALARMA.AL4 1 BOOL HAB_ALARMA.AL4 - MainProgram/_101_AlarMas - 3(XIC) HAB_ALARMA.AL5 1 BOOL HAB_ALARMA.AL5 - MainProgram/_101_AlarMas - 4(XIC) HAB_ALARMA.AL6 1 BOOL HAB_ALARMA.AL6 - MainProgram/_101_AlarMas - 5(XIC) HAB_ALARMA.AL7 1 BOOL HAB_ALARMA.AL7 - MainProgram/_101_AlarMas - 6(XIC) HAB_ALARMA.AL8 1 BOOL HAB_ALARMA.AL8 - MainProgram/_101_AlarMas - 7(XIC) HAB_ALARMA.AL9 1 BOOL HAB_ALARMA.AL9 - MainProgram/_101_AlarMas - 8(XIC) HAB_ALARMA.AL10 1 BOOL HAB_ALARMA.AL10 - MainProgram/_101_AlarMas - 9(XIC) HAB_ALARMA.AL11 1 BOOL HAB_ALARMA.AL11 - MainProgram/_101_AlarMas - 10(XIC) HAB_ALARMA.AL12 1 BOOL HAB_ALARMA.AL12 - MainProgram/_101_AlarMas - 11(XIC) HAB_ALARMA.AL13 1 BOOL HAB_ALARMA.AL13 - MainProgram/_101_AlarMas - 12(XIC) HAB_ALARMA.AL14 1 BOOL HAB_ALARMA.AL14 - MainProgram/_101_AlarMas - 13(XIC) HAB_ALARMA.AL15 1 BOOL HAB_ALARMA.AL15 - MainProgram/_101_AlarMas - 14(XIC) HAB_ALARMA.AL16 1 BOOL HAB_ALARMA.AL16 - MainProgram/_101_AlarMas - 15(XIC) HAB_ALARMA.AL17 1 BOOL HAB_ALARMA.AL17 - MainProgram/_101_AlarMas - 16(XIC) HAB_ALARMA.AL18 1 BOOL HAB_ALARMA.AL18 - MainProgram/_101_AlarMas - 17(XIC) HAB_ALARMA.AL19 1 BOOL HAB_ALARMA.AL19 - MainProgram/_101_AlarMas - 18(XIC) HAB_ALARMA.AL20 1 BOOL HAB_ALARMA.AL20 - MainProgram/_101_AlarMas - 19(XIC) HAB_ALARMA.AL21 1 BOOL HAB_ALARMA.AL21 - MainProgram/_101_AlarMas - 20(XIC) HAB_ALARMA.AL22 1 BOOL HAB_ALARMA.AL22 - MainProgram/_101_AlarMas - 21(XIC) HAB_ALARMA.AL23 1 BOOL HAB_ALARMA.AL23 - MainProgram/_101_AlarMas - 22(XIC) HAB_ALARMA.AL24 1 BOOL | | | |

HAB_ALARMA (Continued)

| | | |
|--|---|------|
| <i>HAB_ALARMA.AL24 - MainProgram/_101_Alarma - 23(XIC)</i> | | |
| HAB_ALARMA.AL25 | 1 | BOOL |
| <i>HAB_ALARMA.AL25 - MainProgram/_101_Alarma - 24(XIC)</i> | | |
| HAB_ALARMA.AL26 | 1 | BOOL |
| <i>HAB_ALARMA.AL26 - MainProgram/_101_Alarma - 25(XIC)</i> | | |
| HAB_ALARMA.AL27 | 1 | BOOL |
| <i>HAB_ALARMA.AL27 - MainProgram/_101_Alarma - 26(XIC)</i> | | |
| HAB_ALARMA.AL28 | 1 | BOOL |
| <i>HAB_ALARMA.AL28 - MainProgram/_101_Alarma - 27(XIC)</i> | | |
| HAB_ALARMA.AL29 | 1 | BOOL |
| <i>HAB_ALARMA.AL29 - MainProgram/_101_Alarma - 28(XIC)</i> | | |
| HAB_ALARMA.AL30 | 1 | BOOL |
| <i>HAB_ALARMA.AL30 - MainProgram/_101_Alarma - 29(XIC)</i> | | |
| HAB_ALARMA.AL31 | 1 | BOOL |
| <i>HAB_ALARMA.AL31 - MainProgram/_101_Alarma - 30(XIC)</i> | | |
| HAB_ALARMA.AL32 | 1 | BOOL |
| <i>HAB_ALARMA.AL32 - MainProgram/_101_Alarma - 31(XIC)</i> | | |
| HAB_ALARMA.AL33 | 1 | BOOL |
| <i>HAB_ALARMA.AL33 - MainProgram/_101_Alarma - 32(XIC)</i> | | |
| HAB_ALARMA.AL34 | 1 | BOOL |
| <i>HAB_ALARMA.AL34 - MainProgram/_101_Alarma - 33(XIC)</i> | | |
| HAB_ALARMA.AL35 | 1 | BOOL |
| <i>HAB_ALARMA.AL35 - MainProgram/_101_Alarma - 34(XIC)</i> | | |
| HAB_ALARMA.AL36 | 1 | BOOL |
| <i>HAB_ALARMA.AL36 - MainProgram/_101_Alarma - 35(XIC)</i> | | |

Local:1:1

AB:Embedded_DiscreteIO:1:0

TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR

| | | |
|--|------------|------|
| External Access: | Read/Write | |
| Local:1:1.Data.0 | 1 | BOOL |
| <i>Local:1:1.Data.0 - MainProgram/_101_Alarma - 0(XIC)</i> | | |
| Local:1:1.Data.1 | 1 | BOOL |
| <i>Local:1:1.Data.1 - MainProgram/_101_Alarma - 1(XIC)</i> | | |
| Local:1:1.Data.2 | 1 | BOOL |
| <i>Local:1:1.Data.2 - MainProgram/_101_Alarma - 2(XIC)</i> | | |
| Local:1:1.Data.3 | 1 | BOOL |
| <i>Local:1:1.Data.3 - MainProgram/_101_Alarma - 3(XIC)</i> | | |
| Local:1:1.Data.4 | 1 | BOOL |
| <i>Local:1:1.Data.4 - MainProgram/_101_Alarma - 4(XIC)</i> | | |
| Local:1:1.Data.5 | 1 | BOOL |
| <i>Local:1:1.Data.5 - MainProgram/_101_Alarma - 5(XIC)</i> | | |
| Local:1:1.Data.6 | 1 | BOOL |
| <i>Local:1:1.Data.6 - MainProgram/_101_Alarma - 6(XIC)</i> | | |
| Local:1:1.Data.7 | 1 | BOOL |
| <i>Local:1:1.Data.7 - MainProgram/_101_Alarma - 7(XIC)</i> | | |
| Local:1:1.Data.8 | 1 | BOOL |
| <i>Local:1:1.Data.8 - MainProgram/_101_Alarma - 8(XIC)</i> | | |
| Local:1:1.Data.9 | 1 | BOOL |
| <i>Local:1:1.Data.9 - MainProgram/_101_Alarma - 9(XIC)</i> | | |
| Local:1:1.Data.10 | 1 | BOOL |
| <i>Local:1:1.Data.10 - MainProgram/_101_Alarma - 10(XIC)</i> | | |
| Local:1:1.Data.11 | 1 | BOOL |
| <i>Local:1:1.Data.11 - MainProgram/_101_Alarma - 11(XIC)</i> | | |
| Local:1:1.Data.12 | 1 | BOOL |
| <i>Local:1:1.Data.12 - MainProgram/_101_Alarma - 12(XIC)</i> | | |
| Local:1:1.Data.13 | 1 | BOOL |
| <i>Local:1:1.Data.13 - MainProgram/_101_Alarma - 13(XIC)</i> | | |
| Local:1:1.Data.14 | 1 | BOOL |
| <i>Local:1:1.Data.14 - MainProgram/_101_Alarma - 14(XIC)</i> | | |
| Local:1:1.Data.15 | 1 | BOOL |
| <i>Local:1:1.Data.15 - MainProgram/_101_Alarma - 15(XIC)</i> | | |

101_Alarmas - Routine Tag Listing

TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR:MainTask:MainProgram

18/11/2014 05:28:19 p.m.

C:\Users\Programador\Desktop\PLC\TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR.ACD

Local:4:I AB:1769_DI32:I:0 TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR

| External Access: | Read/Write | |
|---|------------|------|
| Local:4:I.Data.0 | 0 | BOOL |
| <i>Local:4:I.Data.0 - MainProgram/_101_Alarmas - 16(XIC)</i> | | |
| Local:4:I.Data.1 | 0 | BOOL |
| <i>Local:4:I.Data.1 - MainProgram/_101_Alarmas - 17(XIC)</i> | | |
| Local:4:I.Data.2 | 0 | BOOL |
| <i>Local:4:I.Data.2 - MainProgram/_101_Alarmas - 18(XIC)</i> | | |
| Local:4:I.Data.3 | 0 | BOOL |
| <i>Local:4:I.Data.3 - MainProgram/_101_Alarmas - 19(XIC)</i> | | |
| Local:4:I.Data.4 | 0 | BOOL |
| <i>Local:4:I.Data.4 - MainProgram/_101_Alarmas - 20(XIC)</i> | | |
| Local:4:I.Data.5 | 0 | BOOL |
| <i>Local:4:I.Data.5 - MainProgram/_101_Alarmas - 21(XIC)</i> | | |
| Local:4:I.Data.6 | 0 | BOOL |
| <i>Local:4:I.Data.6 - MainProgram/_101_Alarmas - 22(XIC)</i> | | |
| Local:4:I.Data.7 | 0 | BOOL |
| <i>Local:4:I.Data.7 - MainProgram/_101_Alarmas - 23(XIC)</i> | | |
| Local:4:I.Data.8 | 0 | BOOL |
| <i>Local:4:I.Data.8 - MainProgram/_101_Alarmas - 24(XIC)</i> | | |
| Local:4:I.Data.9 | 0 | BOOL |
| <i>Local:4:I.Data.9 - MainProgram/_101_Alarmas - 25(XIC)</i> | | |
| Local:4:I.Data.10 | 0 | BOOL |
| <i>Local:4:I.Data.10 - MainProgram/_101_Alarmas - 26(XIC)</i> | | |
| Local:4:I.Data.11 | 0 | BOOL |
| <i>Local:4:I.Data.11 - MainProgram/_101_Alarmas - 27(XIC)</i> | | |
| Local:4:I.Data.12 | 0 | BOOL |
| <i>Local:4:I.Data.12 - MainProgram/_101_Alarmas - 28(XIC)</i> | | |
| Local:4:I.Data.13 | 0 | BOOL |
| <i>Local:4:I.Data.13 - MainProgram/_101_Alarmas - 29(XIC)</i> | | |
| Local:4:I.Data.14 | 0 | BOOL |
| <i>Local:4:I.Data.14 - MainProgram/_101_Alarmas - 30(XIC)</i> | | |
| Local:4:I.Data.15 | 0 | BOOL |
| <i>Local:4:I.Data.15 - MainProgram/_101_Alarmas - 31(XIC)</i> | | |
| Local:4:I.Data.16 | 0 | BOOL |
| <i>Local:4:I.Data.16 - MainProgram/_101_Alarmas - 32(XIC)</i> | | |
| Local:4:I.Data.17 | 0 | BOOL |
| <i>Local:4:I.Data.17 - MainProgram/_101_Alarmas - 33(XIC)</i> | | |
| Local:4:I.Data.18 | 0 | BOOL |
| <i>Local:4:I.Data.18 - MainProgram/_101_Alarmas - 34(XIC)</i> | | |
| Local:4:I.Data.19 | 0 | BOOL |
| <i>Local:4:I.Data.19 - MainProgram/_101_Alarmas - 35(XIC)</i> | | |

| | | | |
|---|------------|------|-------------|
| MOD1 | 0 | INT | MainProgram |
| Constant | No | | |
| External Access: | Read/Write | | |
| MOD1.0 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD1.0 - MainProgram/_101_Alarmas - 0(XIC)</i> | | | |
| MOD1.1 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD1.1 - MainProgram/_101_Alarmas - 1(XIC)</i> | | | |
| MOD1.2 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD1.2 - MainProgram/_101_Alarmas - 2(XIC)</i> | | | |
| MOD1.3 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD1.3 - MainProgram/_101_Alarmas - 3(XIC)</i> | | | |
| MOD1.4 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD1.4 - MainProgram/_101_Alarmas - 4(XIC)</i> | | | |
| MOD1.5 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD1.5 - MainProgram/_101_Alarmas - 5(XIC)</i> | | | |
| MOD1.6 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD1.6 - MainProgram/_101_Alarmas - 6(XIC)</i> | | | |
| MOD1.7 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD1.7 - MainProgram/_101_Alarmas - 7(XIC)</i> | | | |

101 Alarmas - Routine Tag Listing

TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR:MainTask:MainProgram

18/11/2014 05:28:19 p.m.

C:\Users\Programador\Desktop\PLC\TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR.ACD

| | | | |
|--|------------|------|-------------|
| MOD1 (Continued) | | | |
| MOD1.8 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD1.8 - MainProgram/_101_Alarms - 8(XIC)</i> | | | |
| MOD1.9 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD1.9 - MainProgram/_101_Alarms - 9(XIC)</i> | | | |
| MOD1.10 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD1.10 - MainProgram/_101_Alarms - 10(XIC)</i> | | | |
| MOD1.11 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD1.11 - MainProgram/_101_Alarms - 11(XIC)</i> | | | |
| MOD1.12 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD1.12 - MainProgram/_101_Alarms - 12(XIC)</i> | | | |
| MOD1.13 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD1.13 - MainProgram/_101_Alarms - 13(XIC)</i> | | | |
| MOD1.14 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD1.14 - MainProgram/_101_Alarms - 14(XIC)</i> | | | |
| MOD1.15 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD1.15 - MainProgram/_101_Alarms - 15(XIC)</i> | | | |
| MOD4 | | | |
| Constant | No | DINT | MainProgram |
| External Access: | Read/Write | | |
| MOD4.0 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD4.0 - MainProgram/_101_Alarms - 16(XIC)</i> | | | |
| MOD4.1 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD4.1 - MainProgram/_101_Alarms - 17(XIC)</i> | | | |
| MOD4.2 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD4.2 - MainProgram/_101_Alarms - 18(XIC)</i> | | | |
| MOD4.3 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD4.3 - MainProgram/_101_Alarms - 19(XIC)</i> | | | |
| MOD4.4 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD4.4 - MainProgram/_101_Alarms - 20(XIC)</i> | | | |
| MOD4.5 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD4.5 - MainProgram/_101_Alarms - 21(XIC)</i> | | | |
| MOD4.6 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD4.6 - MainProgram/_101_Alarms - 22(XIC)</i> | | | |
| MOD4.7 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD4.7 - MainProgram/_101_Alarms - 23(XIC)</i> | | | |
| MOD4.8 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD4.8 - MainProgram/_101_Alarms - 24(XIC)</i> | | | |
| MOD4.9 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD4.9 - MainProgram/_101_Alarms - 25(XIC)</i> | | | |
| MOD4.10 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD4.10 - MainProgram/_101_Alarms - 26(XIC)</i> | | | |
| MOD4.11 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD4.11 - MainProgram/_101_Alarms - 27(XIC)</i> | | | |
| MOD4.12 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD4.12 - MainProgram/_101_Alarms - 28(XIC)</i> | | | |
| MOD4.13 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD4.13 - MainProgram/_101_Alarms - 29(XIC)</i> | | | |
| MOD4.14 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD4.14 - MainProgram/_101_Alarms - 30(XIC)</i> | | | |
| MOD4.15 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD4.15 - MainProgram/_101_Alarms - 31(XIC)</i> | | | |
| MOD4.16 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD4.16 - MainProgram/_101_Alarms - 32(XIC)</i> | | | |
| MOD4.17 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD4.17 - MainProgram/_101_Alarms - 33(XIC)</i> | | | |
| MOD4.18 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD4.18 - MainProgram/_101_Alarms - 34(XIC)</i> | | | |
| MOD4.19 | 0 | BOOL | |
| <i>MOD4.19 - MainProgram/_101_Alarms - 35(XIC)</i> | | | |
| ONS1 | | | |
| Constant | No | DINT | MainProgram |

101 Alarmas - Routine Tag Listing

TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR:MainTask:MainProgram

18/11/2014 05:28:19 p.m.

C:\Users\Programador\Desktop\PLC\TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR.ACD

| ONS1 (Continued) | | | |
|---|------------|---------|--------------------------------|
| External Access: | Read/Write | | |
| ONS1.1 | 0 | BOOL | |
| <i>ONS1.1 - MainProgram/_101_Alarma - *0(ONS)</i> | | | |
| ONS1.2 | 0 | BOOL | |
| <i>ONS1.2 - MainProgram/_101_Alarma - *1(ONS)</i> | | | |
| ONS1.3 | 0 | BOOL | |
| <i>ONS1.3 - MainProgram/_101_Alarma - *2(ONS)</i> | | | |
| ONS1.4 | 0 | BOOL | |
| <i>ONS1.4 - MainProgram/_101_Alarma - *3(ONS)</i> | | | |
| ONS1.5 | 0 | BOOL | |
| <i>ONS1.5 - MainProgram/_101_Alarma - *4(ONS)</i> | | | |
| ONS1.6 | 0 | BOOL | |
| <i>ONS1.6 - MainProgram/_101_Alarma - *5(ONS)</i> | | | |
| ONS1.7 | 0 | BOOL | |
| <i>ONS1.7 - MainProgram/_101_Alarma - *6(ONS)</i> | | | |
| ONS1.8 | 0 | BOOL | |
| <i>ONS1.8 - MainProgram/_101_Alarma - *7(ONS)</i> | | | |
| ONS1.9 | 0 | BOOL | |
| <i>ONS1.9 - MainProgram/_101_Alarma - *8(ONS)</i> | | | |
| ONS1.10 | 0 | BOOL | |
| <i>ONS1.10 - MainProgram/_101_Alarma - *9(ONS)</i> | | | |
| ONS1.11 | 0 | BOOL | |
| <i>ONS1.11 - MainProgram/_101_Alarma - *10(ONS)</i> | | | |
| ONS1.12 | 0 | BOOL | |
| <i>ONS1.12 - MainProgram/_101_Alarma - *11(ONS)</i> | | | |
| ONS1.13 | 0 | BOOL | |
| <i>ONS1.13 - MainProgram/_101_Alarma - *12(ONS)</i> | | | |
| ONS1.14 | 0 | BOOL | |
| <i>ONS1.14 - MainProgram/_101_Alarma - *13(ONS)</i> | | | |
| ONS1.15 | 0 | BOOL | |
| <i>ONS1.15 - MainProgram/_101_Alarma - *14(ONS)</i> | | | |
| ONS1.16 | 0 | BOOL | |
| <i>ONS1.16 - MainProgram/_101_Alarma - *15(ONS)</i> | | | |
| PRUEBA_EN | 1 | BOOL | MainProgram |
| Constant | No | | |
| External Access: | Read/Write | | |
| <i>PRUEBA_EN - MainProgram/_101_Alarma - 0(XIC), 0(XIO), 1(XIC), 1(XIO), 10(XIC), 10(XIO), 11(XIC), 11(XIO), 12(XIC), 12(XIO), 13(XIC), 13(XIO), 14(XIC), 14(XIO), 15(XIC), 15(XIO), 16(XIC), 16(XIO), 17(XIC), 17(XIO), 18(XIC), 18(XIO), 19(XIC), 19(XIO), 2(XIC), 2(XIO), 20(XIC), 20(XIO), 21(XIC), 21(XIO), 22(XIC), 22(XIO), 23(XIC), 23(XIO), 24(XIC), 24(XIO), 25(XIC), 25(XIO), 26(XIC), 26(XIO), 27(XIC), 27(XIO), 28(XIC), 28(XIO), 29(XIC), 29(XIO), 3(XIC), 3(XIO), 30(XIC), 30(XIO), 31(XIC), 31(XIO), 32(XIC), 32(XIO), 33(XIC), 33(XIO), 34(XIC), 34(XIO), 35(XIC), 35(XIO), 4(XIC), 4(XIO), 5(XIC), 5(XIO), 6(XIC), 6(XIO), 7(XIC), 7(XIO), 8(XIC), 8(XIO), 9(XIC), 9(XIO)</i> | | | |
| PV_PARO_ALARMA | 0 | BOOL | TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR |
| Constant | No | | |
| External Access: | Read/Write | | |
| <i>PV_PARO_ALARMA - MainProgram/_100_MainRoutine - 8(XIC)</i> | | | |
| <i>PV_PARO_ALARMA - MainProgram/_101_Alarma - 0(XIO), 1(XIO), 10(XIO), 11(XIO), 12(XIO), 13(XIO), 14(XIO), 15(XIO), 16(XIO), 17(XIO), 18(XIO), 19(XIO), 2(XIO), 20(XIO), 21(XIO), 22(XIO), 23(XIO), 24(XIO), 25(XIO), 26(XIO), 27(XIO), 28(XIO), 29(XIO), 3(XIO), 30(XIO), 31(XIO), 32(XIO), 33(XIO), 34(XIO), 35(XIO), 4(XIO), 5(XIO), 6(XIO), 7(XIO), 8(XIO), 9(XIO)</i> | | | |
| TRIGGER_ALARMA | | ALARMAS | TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR |
| Constant | No | | |
| External Access: | Read/Write | | |
| TRIGGER_ALARMA.AL1 | 0 | BOOL | |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL1 - MainProgram/_100_MainRoutine - 1(XIC)</i> | | | |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL1 - MainProgram/_101_Alarma - *0(OTE), 0(XIC)</i> | | | |
| TRIGGER_ALARMA.AL2 | 0 | BOOL | |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL2 - MainProgram/_100_MainRoutine - 1(XIC)</i> | | | |

TRIGGER_ALARM (Continued)

TRIGGER_ALARM.AL2 - MainProgram/_101_Alarmas - *1(O TE), 1(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL3 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL3 - MainProgram/_100_MainRoutine - 1(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL3 - MainProgram/_101_Alarmas - *2(O TE), 2(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL4 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL4 - MainProgram/_100_MainRoutine - 1(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL4 - MainProgram/_101_Alarmas - *3(O TE), 3(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL5 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL5 - MainProgram/_100_MainRoutine - 1(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL5 - MainProgram/_101_Alarmas - *4(O TE), 4(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL6 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL6 - MainProgram/_100_MainRoutine - 1(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL6 - MainProgram/_101_Alarmas - *5(O TE), 5(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL7 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL7 - MainProgram/_100_MainRoutine - 1(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL7 - MainProgram/_101_Alarmas - *6(O TE), 6(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL8 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL8 - MainProgram/_100_MainRoutine - 1(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL8 - MainProgram/_101_Alarmas - *7(O TE), 7(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL9 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL9 - MainProgram/_100_MainRoutine - 1(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL9 - MainProgram/_101_Alarmas - *8(O TE), 8(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL10 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL10 - MainProgram/_100_MainRoutine - 1(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL10 - MainProgram/_101_Alarmas - *9(O TE), 9(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL11 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL11 - MainProgram/_100_MainRoutine - 2(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL11 - MainProgram/_101_Alarmas - *10(O TE), 10(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL12 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL12 - MainProgram/_100_MainRoutine - 2(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL12 - MainProgram/_101_Alarmas - *11(O TE), 11(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL13 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL13 - MainProgram/_100_MainRoutine - 2(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL13 - MainProgram/_101_Alarmas - *12(O TE), 12(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL14 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL14 - MainProgram/_100_MainRoutine - 2(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL14 - MainProgram/_101_Alarmas - *13(O TE), 13(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL15 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL15 - MainProgram/_100_MainRoutine - 2(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL15 - MainProgram/_101_Alarmas - *14(O TE), 14(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL16 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL16 - MainProgram/_100_MainRoutine - 2(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL16 - MainProgram/_101_Alarmas - *15(O TE), 15(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL17 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL17 - MainProgram/_100_MainRoutine - 2(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL17 - MainProgram/_101_Alarmas - *16(O TE), 16(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL18 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL18 - MainProgram/_100_MainRoutine - 2(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL18 - MainProgram/_101_Alarmas - *17(O TE), 17(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL19 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL19 - MainProgram/_100_MainRoutine - 2(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL19 - MainProgram/_101_Alarmas - *18(O TE), 18(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL20 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL20 - MainProgram/_100_MainRoutine - 2(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL20 - MainProgram/_101_Alarmas - *19(O TE), 19(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL21 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL21 - MainProgram/_100_MainRoutine - 3(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL21 - MainProgram/_101_Alarmas - *20(O TE), 20(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL22 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL22 - MainProgram/_100_MainRoutine - 3(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL22 - MainProgram/_101_Alarmas - *21(O TE), 21(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL23 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL23 - MainProgram/_100_MainRoutine - 3(XIC)

TRIGGER_ALARM (Continued)

TRIGGER_ALARM.AL23 - MainProgram/101_AlarMas - *22(O TE), 22(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL24 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL24 - MainProgram/100_MainRoutine - 3(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL24 - MainProgram/101_AlarMas - *23(O TE), 23(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL25 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL25 - MainProgram/100_MainRoutine - 3(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL25 - MainProgram/101_AlarMas - *24(O TE), 24(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL26 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL26 - MainProgram/100_MainRoutine - 3(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL26 - MainProgram/101_AlarMas - *25(O TE), 25(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL27 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL27 - MainProgram/100_MainRoutine - 3(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL27 - MainProgram/101_AlarMas - *26(O TE), 26(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL28 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL28 - MainProgram/100_MainRoutine - 3(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL28 - MainProgram/101_AlarMas - *27(O TE), 27(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL29 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL29 - MainProgram/100_MainRoutine - 3(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL29 - MainProgram/101_AlarMas - *28(O TE), 28(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL30 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL30 - MainProgram/100_MainRoutine - 3(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL30 - MainProgram/101_AlarMas - *29(O TE), 29(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL31 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL31 - MainProgram/100_MainRoutine - 4(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL31 - MainProgram/101_AlarMas - *30(O TE), 30(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL32 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL32 - MainProgram/100_MainRoutine - 4(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL32 - MainProgram/101_AlarMas - *31(O TE), 31(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL33 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL33 - MainProgram/100_MainRoutine - 4(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL33 - MainProgram/101_AlarMas - *32(O TE), 32(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL34 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL34 - MainProgram/100_MainRoutine - 4(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL34 - MainProgram/101_AlarMas - *33(O TE), 33(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL35 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL35 - MainProgram/100_MainRoutine - 4(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL35 - MainProgram/101_AlarMas - *34(O TE), 34(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL36 0 **BOOL**
 TRIGGER_ALARM.AL36 - MainProgram/100_MainRoutine - 4(XIC)
 TRIGGER_ALARM.AL36 - MainProgram/101_AlarMas - *35(O TE), 35(XIC)

100_MainRoutine - Routine Tag Listing

TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR:MainTask:MainProgram

18/11/2014 05:26:57 p.m.

C:\Users\Programador\Desktop\PLC\TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR.ACD

| Name | Value | Data Type | Scope |
|--|------------------|-----------|--------------------------------|
| AL_1_10 | 0 | BOOL | MainProgram |
| Constant | No | | |
| External Access: | Read/Write | | |
| <i>AL_1_10 - MainProgram/_100_MainRoutine - *1(OTE), 5(XIC), 7(XIO)</i> | | | |
| AL_11_20 | 0 | BOOL | MainProgram |
| Constant | No | | |
| External Access: | Read/Write | | |
| <i>AL_11_20 - MainProgram/_100_MainRoutine - *2(OTE), 5(XIC), 7(XIO)</i> | | | |
| AL_21_30 | 0 | BOOL | MainProgram |
| Constant | No | | |
| External Access: | Read/Write | | |
| <i>AL_21_30 - MainProgram/_100_MainRoutine - *3(OTE), 5(XIC), 7(XIO)</i> | | | |
| AL_31_36 | 0 | BOOL | MainProgram |
| Constant | No | | |
| External Access: | Read/Write | | |
| <i>AL_31_36 - MainProgram/_100_MainRoutine - *4(OTE), 5(XIC), 7(XIO)</i> | | | |
| ALARMA | 0 | DINT | TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR |
| Constant | No | | |
| External Access: | Read/Write | | |
| <i>ALARMA - MainProgram/_100_MainRoutine - *8(MOV), 6(MOV), 7(NEQ)</i> | | | |
| <i>ALARMA - MainProgram/_101_Alarma - *0(MOV), *1(MOV), *10(MOV), *11(MOV), *12(MOV), *13(MOV), *14(MOV), *15(MOV), *16(MOV), *17(MOV), *18(MOV), *19(MOV), *2(MOV), *20(MOV), *21(MOV), *22(MOV), *23(MOV), *24(MOV), *25(MOV), *26(MOV), *27(MOV), *28(MOV), *29(MOV), *3(MOV), *30(MOV), *31(MOV), *32(MOV), *33(MOV), *34(MOV), *35(MOV), *4(MOV), *5(MOV), *6(MOV), *7(MOV), *8(MOV), *9(MOV)</i> | | | |
| ALARMA1 | 5 | DINT | MainProgram |
| Constant | No | | |
| External Access: | Read/Write | | |
| <i>ALARMA1 - MainProgram/_100_MainRoutine - *6(MOV), *8(MOV), 7(NEQ)</i> | | | |
| BALIZA | 0 | BOOL | TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR |
| AliasFor: | Local:1:O.Data.0 | | |
| Base Tag: | Local:1:O.Data.0 | | |
| Constant | No | | |
| External Access: | Read/Write | | |
| <i>BALIZA - MainProgram/_100_MainRoutine - *5(OTE)</i> | | | |
| ONS | 0 | BOOL | MainProgram |
| Constant | No | | |
| External Access: | Read/Write | | |
| <i>ONS - MainProgram/_100_MainRoutine - *6(ONS)</i> | | | |
| PV_MUTE | 0 | BOOL | TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR |
| Constant | No | | |
| External Access: | Read/Write | | |
| <i>PV_MUTE - MainProgram/_100_MainRoutine - *7(OTU), 5(XIO), 6(XIC), 7(XIC)</i> | | | |
| PV_PARO_ALARMA | 0 | BOOL | TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR |
| Constant | No | | |
| External Access: | Read/Write | | |
| <i>PV_PARO_ALARMA - MainProgram/_100_MainRoutine - 8(XIC)</i> | | | |

PV_PARO_ALARMA (Continued)

PV_PARO_ALARMA - MainProgram/ 101_Alarms - 0(XIO), 1(XIO), 10(XIO), 11(XIO), 12(XIO), 13(XIO), 14(XIO), 15(XIO), 16(XIO), 17(XIO), 18(XIO), 19(XIO), 2(XIO), 20(XIO), 21(XIO), 22(XIO), 23(XIO), 24(XIO), 25(XIO), 26(XIO), 27(XIO), 28(XIO), 29(XIO), 3(XIO), 30(XIO), 31(XIO), 32(XIO), 33(XIO), 34(XIO), 35(XIO), 4(XIO), 5(XIO), 6(XIO), 7(XIO), 8(XIO), 9(XIO)

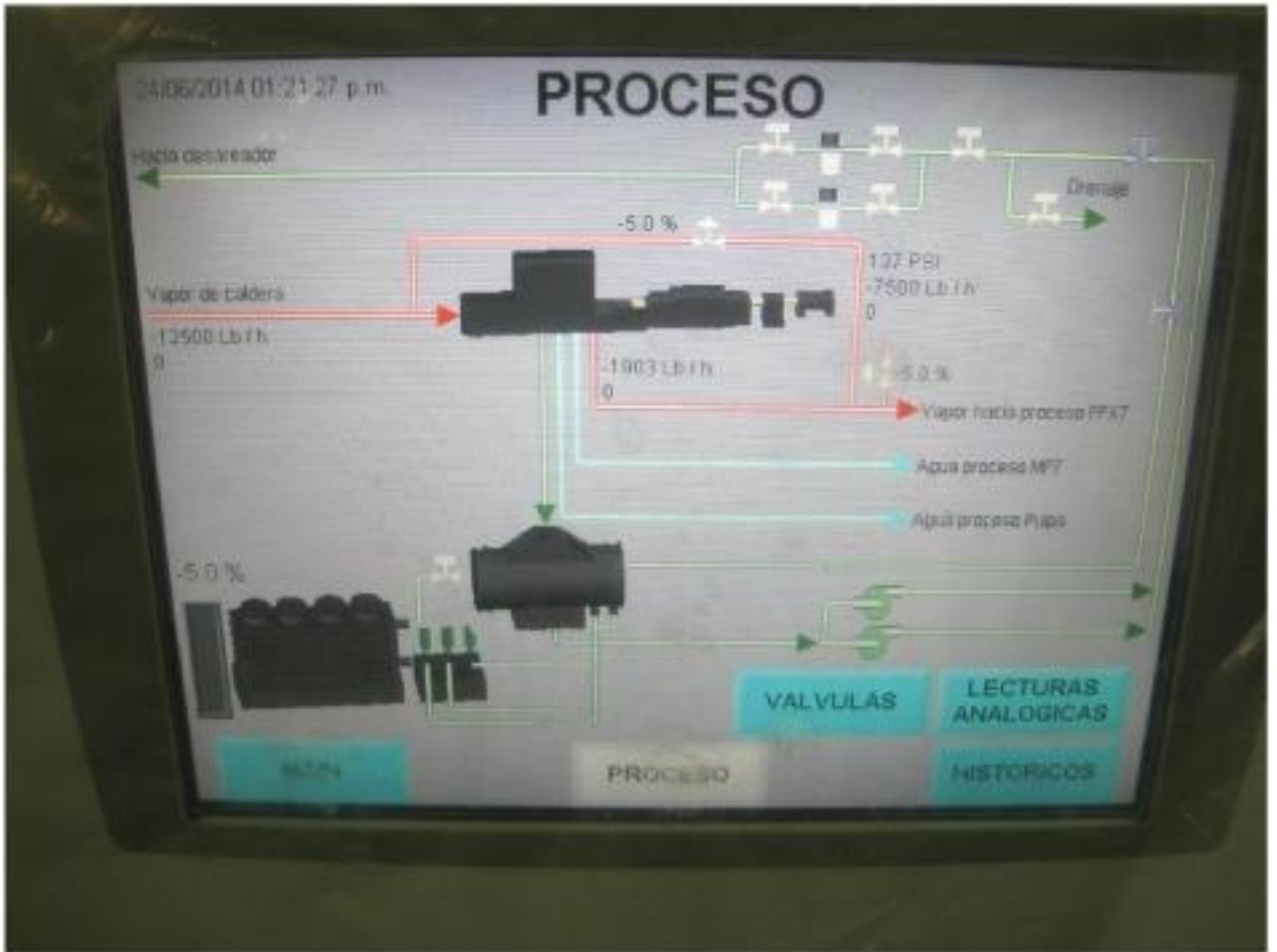
| TRIGGER_ALARMA | ALARMAS | TRUPAL_ALARMAS_TURBO_GENERADOR |
|---|------------|--------------------------------|
| Constant | No | |
| External Access: | Read/Write | |
| TRIGGER_ALARMA.AL1 | 0 | BOOL |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL1 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 1(XIC)</i> | | |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL1 - MainProgram/ 101_Alarms - *0(O TE), 0(XIC)</i> | | |
| TRIGGER_ALARMA.AL2 | 0 | BOOL |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL2 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 1(XIC)</i> | | |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL2 - MainProgram/ 101_Alarms - *1(O TE), 1(XIC)</i> | | |
| TRIGGER_ALARMA.AL3 | 0 | BOOL |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL3 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 1(XIC)</i> | | |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL3 - MainProgram/ 101_Alarms - *2(O TE), 2(XIC)</i> | | |
| TRIGGER_ALARMA.AL4 | 0 | BOOL |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL4 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 1(XIC)</i> | | |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL4 - MainProgram/ 101_Alarms - *3(O TE), 3(XIC)</i> | | |
| TRIGGER_ALARMA.AL5 | 0 | BOOL |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL5 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 1(XIC)</i> | | |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL5 - MainProgram/ 101_Alarms - *4(O TE), 4(XIC)</i> | | |
| TRIGGER_ALARMA.AL6 | 0 | BOOL |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL6 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 1(XIC)</i> | | |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL6 - MainProgram/ 101_Alarms - *5(O TE), 5(XIC)</i> | | |
| TRIGGER_ALARMA.AL7 | 0 | BOOL |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL7 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 1(XIC)</i> | | |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL7 - MainProgram/ 101_Alarms - *6(O TE), 6(XIC)</i> | | |
| TRIGGER_ALARMA.AL8 | 0 | BOOL |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL8 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 1(XIC)</i> | | |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL8 - MainProgram/ 101_Alarms - *7(O TE), 7(XIC)</i> | | |
| TRIGGER_ALARMA.AL9 | 0 | BOOL |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL9 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 1(XIC)</i> | | |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL9 - MainProgram/ 101_Alarms - *8(O TE), 8(XIC)</i> | | |
| TRIGGER_ALARMA.AL10 | 0 | BOOL |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL10 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 1(XIC)</i> | | |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL10 - MainProgram/ 101_Alarms - *9(O TE), 9(XIC)</i> | | |
| TRIGGER_ALARMA.AL11 | 0 | BOOL |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL11 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 2(XIC)</i> | | |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL11 - MainProgram/ 101_Alarms - *10(O TE), 10(XIC)</i> | | |
| TRIGGER_ALARMA.AL12 | 0 | BOOL |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL12 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 2(XIC)</i> | | |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL12 - MainProgram/ 101_Alarms - *11(O TE), 11(XIC)</i> | | |
| TRIGGER_ALARMA.AL13 | 0 | BOOL |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL13 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 2(XIC)</i> | | |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL13 - MainProgram/ 101_Alarms - *12(O TE), 12(XIC)</i> | | |
| TRIGGER_ALARMA.AL14 | 0 | BOOL |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL14 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 2(XIC)</i> | | |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL14 - MainProgram/ 101_Alarms - *13(O TE), 13(XIC)</i> | | |
| TRIGGER_ALARMA.AL15 | 0 | BOOL |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL15 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 2(XIC)</i> | | |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL15 - MainProgram/ 101_Alarms - *14(O TE), 14(XIC)</i> | | |
| TRIGGER_ALARMA.AL16 | 0 | BOOL |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL16 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 2(XIC)</i> | | |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL16 - MainProgram/ 101_Alarms - *15(O TE), 15(XIC)</i> | | |
| TRIGGER_ALARMA.AL17 | 0 | BOOL |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL17 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 2(XIC)</i> | | |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL17 - MainProgram/ 101_Alarms - *16(O TE), 16(XIC)</i> | | |
| TRIGGER_ALARMA.AL18 | 0 | BOOL |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL18 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 2(XIC)</i> | | |
| <i>TRIGGER_ALARMA.AL18 - MainProgram/ 101_Alarms - *17(O TE), 17(XIC)</i> | | |

```

TRIGGER_ALARM (Continued)
TRIGGER_ALARM.AL19 0 BOOL
  TRIGGER_ALARM.AL19 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 2(XIC)
  TRIGGER_ALARM.AL19 - MainProgram/ 101_Alarmas - *18(O TE), 18(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL20 0 BOOL
  TRIGGER_ALARM.AL20 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 2(XIC)
  TRIGGER_ALARM.AL20 - MainProgram/ 101_Alarmas - *19(O TE), 19(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL21 0 BOOL
  TRIGGER_ALARM.AL21 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 3(XIC)
  TRIGGER_ALARM.AL21 - MainProgram/ 101_Alarmas - *20(O TE), 20(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL22 0 BOOL
  TRIGGER_ALARM.AL22 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 3(XIC)
  TRIGGER_ALARM.AL22 - MainProgram/ 101_Alarmas - *21(O TE), 21(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL23 0 BOOL
  TRIGGER_ALARM.AL23 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 3(XIC)
  TRIGGER_ALARM.AL23 - MainProgram/ 101_Alarmas - *22(O TE), 22(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL24 0 BOOL
  TRIGGER_ALARM.AL24 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 3(XIC)
  TRIGGER_ALARM.AL24 - MainProgram/ 101_Alarmas - *23(O TE), 23(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL25 0 BOOL
  TRIGGER_ALARM.AL25 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 3(XIC)
  TRIGGER_ALARM.AL25 - MainProgram/ 101_Alarmas - *24(O TE), 24(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL26 0 BOOL
  TRIGGER_ALARM.AL26 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 3(XIC)
  TRIGGER_ALARM.AL26 - MainProgram/ 101_Alarmas - *25(O TE), 25(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL27 0 BOOL
  TRIGGER_ALARM.AL27 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 3(XIC)
  TRIGGER_ALARM.AL27 - MainProgram/ 101_Alarmas - *26(O TE), 26(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL28 0 BOOL
  TRIGGER_ALARM.AL28 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 3(XIC)
  TRIGGER_ALARM.AL28 - MainProgram/ 101_Alarmas - *27(O TE), 27(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL29 0 BOOL
  TRIGGER_ALARM.AL29 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 3(XIC)
  TRIGGER_ALARM.AL29 - MainProgram/ 101_Alarmas - *28(O TE), 28(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL30 0 BOOL
  TRIGGER_ALARM.AL30 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 3(XIC)
  TRIGGER_ALARM.AL30 - MainProgram/ 101_Alarmas - *29(O TE), 29(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL31 0 BOOL
  TRIGGER_ALARM.AL31 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 4(XIC)
  TRIGGER_ALARM.AL31 - MainProgram/ 101_Alarmas - *30(O TE), 30(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL32 0 BOOL
  TRIGGER_ALARM.AL32 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 4(XIC)
  TRIGGER_ALARM.AL32 - MainProgram/ 101_Alarmas - *31(O TE), 31(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL33 0 BOOL
  TRIGGER_ALARM.AL33 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 4(XIC)
  TRIGGER_ALARM.AL33 - MainProgram/ 101_Alarmas - *32(O TE), 32(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL34 0 BOOL
  TRIGGER_ALARM.AL34 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 4(XIC)
  TRIGGER_ALARM.AL34 - MainProgram/ 101_Alarmas - *33(O TE), 33(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL35 0 BOOL
  TRIGGER_ALARM.AL35 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 4(XIC)
  TRIGGER_ALARM.AL35 - MainProgram/ 101_Alarmas - *34(O TE), 34(XIC)
TRIGGER_ALARM.AL36 0 BOOL
  TRIGGER_ALARM.AL36 - MainProgram/ 100_MainRoutine - 4(XIC)
  TRIGGER_ALARM.AL36 - MainProgram/ 101_Alarmas - *35(O TE), 35(XIC)

```

Anexo 25. Proceso de cogeneración.



Anexo 26. Control analógico de 4 variables que paran la operación del turbogenerador.



Anexo 27. Control automático de válvulas automáticas.



Anexo 28. Alarmas del sistema que no paran la operación del turbogenerador.

24/06/2014 01:24:40 p.m.

HISTORICO DE ALARMAS

| Alarm time | Message |
|--------------------------|--|
| 24/06/2014 11:09:10 a.m. | ALARMA VACIO BAJO |
| 24/06/2014 11:07:53 a.m. | TIME OUT VALVULA REDUCTORA DE PRESION (150 * |
| 24/06/2014 10:47:02 a.m. | ALARMA VACIO BAJO |
| 24/06/2014 10:46:59 a.m. | ALARMA VACIO BAJO |
| 24/06/2014 10:14:47 a.m. | ALARMA VACIO BAJO |
| 24/06/2014 09:55:28 a.m. | ALARMA VACIO BAJO |
| 24/06/2014 05:24:16 a.m. | ALARMA VACIO BAJO |
| 24/06/2014 05:23:17 a.m. | ALARMA VACIO BAJO |
| 24/06/2014 05:19:38 a.m. | ALARMA VACIO BAJO |
| 24/06/2014 05:18:46 a.m. | ALARMA VACIO BAJO |
| 24/06/2014 05:18:41 a.m. | ALARMA VACIO BAJO |
| 24/06/2014 05:18:39 a.m. | ALARMA VACIO BAJO |
| 24/06/2014 05:18:35 a.m. | ALARMA VACIO BAJO |

MUTE

MAG1

Anexo 29. Tendencias de históricos.



Anexo 30. PLC ALLEN BRADLEY

