



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA ISRAEL

TRABAJO DE TITULACIÓN EN OPCIÓN AL TÍTULO DE:

**“INGENIERO EN ELECTRÓNICA
DIGITAL Y TELECOMUNICACIONES”**

**TEMA: DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE CONTROL
AUTOMÁTICO PARA LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE LA EMPRESA
LINDE ECUADOR S.A. QUE GENERA 125KVA MEDIANTE UN PLC
SIEMENS SIMATIC S7-1200.**

AUTOR: EDGAR MAURICIO TOSCANO ACHOTE

TUTOR: ING. DAVID CANDO, MG.

AÑO 2017

DATOS GENERALES

Tema:	Diseño e Implementación de un sistema de control automático para la central hidroeléctrica de la empresa Linde Ecuador s.a. que genera 125kva mediante un PLC Siemens Simatic s7-1200
Estudiante:	Edgar Mauricio Toscano Achote
Carrera:	Electrónica y Telecomunicaciones
Tutor:	Ing. David Cando Mg.
Asesor Técnico:	Ing. David Cando Mg.
Fecha:	10 de septiembre de 2017

DEDICATORIA

Dedico este proyecto de titulación a Belén mi esposa, mi amiga y compañera de vida, por creer en mí e inyectarme su alegría, perseverancia y positivismo, por respetar y apoyar mis decisiones y sobre todo por ser un firme soporte para culminar el presente proyecto.

A mi madre por ser un pilar importante en mi camino profesional, por demostrarme siempre su amor y apoyo incondicional a pesar de nuestras diferentes opiniones, por enseñarme a no desfallecer ni rendirme ante nada.

A mi hija Victoria por ser el motor de inspiración e impulso para trazarme nuevas metas y proyectos en la vida.

A mi prima Lorena a quien quiero como una hermana por estar siempre pendiente de los pasos que he dado en el trayecto de mi vida y ser parte de ellos.

Resumen

Linde Ecuador S.A. cuenta con una planta de producción que se ubica en Machachi, barrio Sullinchi, la cual elabora dióxido de carbono (CO₂) líquido que se obtiene de fuentes naturales a través de un proceso de compresión y licuado a -24°C, el cual luego se distribuye a nivel nacional con estándares alimenticios.

En el año 1960 la compañía decide aprovechar los recursos hídricos de la zona y contemplaron la idea construir dos centrales hidroeléctricas una de 380 KVA y la otra de 125 KVA de construcción alemanas de marca VOITH, la primera se alimenta del cauce del río San Pedro y para la segunda se canaliza el agua de varias fuentes naturales aledañas a la zona, el generador de la central hidroeléctrica 125 KVA, con el transcurso de los años y por el incremento del caudal del río en la estación invernal se inundó el cuarto de máquinas en varias ocasiones, lo que causó la pérdida de su capacidad de generación, actualmente genera menos del 40% de su capacidad nominal y el sistema de control es rudimentario por lo que el personal de producción tiene que estar pendiente de su operación y funcionalidad.

El departamento de proyectos de Linde Ecuador S.A. se planteó la repotenciación de las dos centrales hidroeléctricas, en el caso de la central hidroeléctrica de 125 KVA, en función de las recomendaciones hechas por parte de una empresa de mantenimiento predictivo, se concluyó que era necesario la realización de trabajos mecánicos en la turbina, mantenimiento y rebobinado del generador así como en cambio de instrumentación y un nuevo sistema automático de control que se enlaza a un centro de monitoreo remoto.

De la ejecución del proyecto se obtuvo un ahorro significativo en la planilla de la Empresa Eléctrica Quito; la disponibilidad del generador se incrementó a un 98%, puesto que éste se controla automáticamente por medio de un PLC Siemens S7-1200, lo cual facilita su monitoreo e incrementa la vida útil del generador.

Palabras claves: Centrales Hidroeléctricas, PLC S7-1200, Kep Server, Scada iFIX, generadores eléctricos.

Abstract

Linde Ecuador S.A. has a production plant located in Machachi, Sullinchi neighborhood, which produces liquid carbon dioxide (CO₂) that is obtained from natural sources through a process of compression and liquefied at -24 °C, the same as later is distributed at national level with food standards.

In the year 1960 the company decided to take advantage of the water resources of the area and contemplated the idea to construct two hydroelectric plants one of 380 KVA and the other of 125 KVA of German construction of brand VOITH, the first one feeds of the channel of the river San Pedro and for the second, the water from several natural sources adjacent to the area, the generator of the 125 KVA hydroelectric power station, is channeled over the years and by the increase of the river flow in the winter season the machine room was flooded in several times, which caused the loss of its generation capacity, currently generates less than 40% of its nominal capacity and the control system is rudimentary so the production staff has to be aware of its operation and functionality.

The project department of Linde Ecuador S.A. the repowering of the two hydroelectric plants was considered, in the case of the 125 KVA hydroelectric plant, based on the recommendations made by a predictive maintenance company, it was concluded that mechanical work was necessary in the turbine, maintenance and rewinding of the generator as well as in exchange for instrumentation and a new automatic control system that is linked to a remote monitoring center.

The execution of the project resulted in significant savings in the payroll of Empresa Eléctrica Quito; the availability of the generator increased to 98%, due to it is automatically controlled by a Siemens S7-1200 PLC, which makes its monitoring easier and increases the useful life of the generator.

Key words: Hydroelectric plants, PLC S7-1200, Kep Server, Scada iFIX, electric generators.

ÍNDICE

SECCIÓN I.....	1
1.1 Problema de Investigación.....	1
1.2 Objetivo General.....	3
1.2.1 Objetivos Específicos.....	3
1.3 Introducción.....	3
1.4 Hipótesis.....	4
SECCIÓN II.....	6
2 Marco Teórico.....	6
2.1.1 Generación eléctrica.....	6
2.1.2 Centrales eléctricas.....	7
2.1.2.1 Centrales hidroeléctricas.....	8
2.1.2.1.1 Centrales hidroeléctricas por represamiento.....	11
2.1.2.1.2 Centrales hidroeléctricas con derivación.....	12
2.1.2.1.3 Central hidroeléctrica reversible.....	14
2.1.2.2 Centrales termoeléctricas.....	15
2.1.2.3 Centrales nucleares.....	16
2.1.2.4 Centrales eólicas.....	19
2.1.2.5 Centrales termoeléctricas solares.....	22
2.1.3 Generador Eléctrico.....	24
2.1.3.1 Principio de funcionamiento.....	25
2.1.3.2 Tipos de Generadores eléctricos.....	27
2.1.3.2.1 Generador de corriente continúa.....	27
2.1.3.2.2 Generador de corriente alterna AC.....	29
2.1.3.2.2.1 Generadores síncronos.....	32
2.1.3.2.2.2 Generadores asíncronos.....	35
2.1.4 Turbinas hidráulicas.....	39
2.1.4.1 Turbina Pelton.....	40
2.1.4.2 Turbina Kaplan.....	41
2.1.4.3 Turbina Francis.....	44
2.1.5 Parámetros de la generación hidroeléctrica.....	46
2.1.5.1 Medición de presión.....	47

2.1.5.2	Manómetros por tubo Bourdon	48
2.1.5.3	Medidor de presión electrónico de sensor capacitivo.....	50
2.1.5.4	Medición de nivel	52
2.1.5.5	Medición de caudal o flujo.....	55
2.1.5.6	Medición de temperatura	57
2.1.5.7	Medición de velocidad.....	59
2.1.6	Automatización.....	60
2.1.6.1	PLC	60
2.1.6.2	Arquitectura de un PLC	61
2.1.6.3	Estado de operación del CPU.....	61
2.1.6.4	Fuente de alimentación del PLC	62
2.1.6.5	Módulo de entrada digital	63
2.1.6.6	Módulo de salida digital.....	63
2.1.6.7	Módulo de entrada analógica	64
2.1.6.8	Módulo de salida analógica.....	64
2.1.6.9	Otros módulos del PLC.....	64
2.1.7	Comunicación	65
2.1.7.1	Fibra óptica.....	65
2.1.7.2	Reflexión.....	66
2.1.7.3	Refracción	66
2.1.7.4	Ethernet Industrial	66
2.1.7.5	Profinet.....	66
2.1.7.6	Comunicación acíclica.....	67
2.1.7.7	Comunicación cíclica.....	67
2.2	Marco Conceptual	67
SECCIÓN III.....		69
3	Metodología.....	69
3.1	Propuesta.....	74
3.1.1	Diseño de Hardware	74
3.1.1.1	Generación en paralelo con la red de distribución	74
3.1.1.2	Control de temperaturas del generador y chumacera	74
3.1.1.3	Control de presiones de agua y del sistema hidráulico.....	75
3.1.1.4	Control de sincronización con la Empresa Eléctrica Quito	75

3.1.1.5	Control del factor de potencia	75
3.1.1.6	Generación a barra muerta	76
3.1.1.7	Potenciómetro motorizado	82
3.1.2	Diseño de software	85
3.1.2.1	Diagrama de flujo del software	85
3.1.2.2	Control de temperaturas del generador y de chumacera de la turbina..	85
3.1.2.3	Control de presiones de agua y del sistema hidráulico.....	85
3.1.2.4	Control de sincronización con la Empresa Eléctrica Quito	86
3.1.2.5	Control del factor de potencia	87
3.1.3	Diseño Esquemático.....	93
3.1.3.1	Diagrama de fuerza.....	93
3.1.3.2	Diagramas de control.....	93
3.1.3.3	Topología de red.....	98
3.2	Implementación.....	99
3.2.1.1	Actividades ejecutadas.....	99
3.2.1.2	Limpieza de acequias.....	99
3.2.1.3	Mantenimiento del generador.....	100
3.2.1.4	Mantenimiento de la Turbina y cambio de eje.....	101
3.2.1.5	Instalación de los sensores PT100.....	102
3.2.1.6	Instalación de los sensores de presión	103
3.2.1.7	Elaboración del tablero eléctrico.....	104
3.2.1.8	Programación del PLC.....	106
3.2.1.9	Programación del HMI	108
3.2.1.10	Programación del SCADA iFIX.....	109
3.3	Pruebas de funcionamiento	113
3.3.1.1	Acciones correctivas para aceptación.....	116
3.4	Cronograma.....	118
4	SECCIÓN IV.....	120
4.1	Conclusiones	120
4.2	Recomendaciones.....	121
4.3	Bibliografía	122
4.4	ANEXOS	126

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1	Producción de energía eléctrica	8
Figura 2	Ciclo hidrológico.....	9
Figura 3	Esquema de una central de pie de presa con sus elementos principales	11
Figura 4	Vista aérea de una central de agua fluyente o con derivación.....	13
Figura 5	Vista de corte de una central de agua fluyente o con derivación.....	13
Figura 6	Esquema de una central de bombeo puro o reversible	14
Figura 7	Elementos de una planta termoeléctrica típica con carbón como combustible	16
Figura 8	Un núcleo U-235 golpeado por radiación de neutrones (fisión).....	18
Figura 9	Componentes de una central nuclear, con un reactor de agua a presión.	19
Figura 10	Turbina General Electric, de 3,6 MW	21
Figura 11	Partes de una Turbina Eólica	22
Figura 12	Elementos de una central termoeléctrica solar	24
Figura 13	Principales maneras de producir electricidad	25
Figura 14	Principio de funcionamiento del generador eléctrico AC	26
Figura 15	Disco de Faraday como generador eléctrico DC	27
Figura 16	Principio de funcionamiento de un generador DC.....	28
Figura 17	Motor/Generador DC de imanes permanentes	29
Figura 18	Construcción básica de un generador eléctrico AC de armadura rotativa ...	30
Figura 19	Construcción básica de un generador eléctrico AC de campo rotativo	31
Figura 20	Diseño de los anillos rozantes y las escobillas para la excitación.	34
Figura 21	Vista de componentes de un generador síncrono sin escobillas.	34
Figura 22	Máquina eléctrica trifásica de inducción de rotor bobinado.....	36
Figura 23	Rotores de motor de inducción: Jaula de ardilla y rotor bobinado	36
Figura 24	Máquina de inducción con rotor tipo jaula de ardilla	38
Figura 25	Turbina Pelton a) Rodete de la Turbina. b) Turbina con cinco inyectores ..	41
Figura 26	Componentes de la turbina Kaplan	43
Figura 27	Turbina Kaplan y distribuidor, a) Turbina Kaplan ensamblada, b) Distribuidor con palanca de ajuste para apertura de compuertas	43
Figura 28	Turbina Francis	45
Figura 29	Componentes de una turbina Francis	45

Figura 30	Funcionamiento de un generador síncrono de una central hidroeléctrica	46
Figura 31	Tipos de medición de presión	48
Figura 32	Manómetro con tubo Bourdon, a) elementos internos, b) manómetro	49
Figura 33	Manómetro de tubo Bourdon con diafragma.....	50
Figura 34	Elemento sensor de transmisor de presión por capacitancia.	51
Figura 35	Transmisores diferenciales de presión, a) transmisor de presión diferencia, b) transmisor diferencial con sellos remotos	51
Figura 36	Presión hidrostática en tres diferentes recipientes	54
Figura 37	Transmisor de nivel con sello	55
Figura 38	Detalle de construcción de una PT100.....	58
Figura 39	Estructura de un codificador rotativo	59
Figura 40	Codificador rotativo.	60
Figura 41	Arquitectura del PLC SIMATIC S7 1200.....	61
Figura 42	Elementos de manejo y visualización de la CPU.....	62
Figura 43	Fuente de voltaje SITOP PSU300M 20A.....	62
Figura 44	Diagrama esquemático del control automático de la central hidroeléctrica de 125 KVA.....	77
Figura 45	Diagrama de flujo del control de temperatura del generador y chumacera de la turbina.....	78
Figura 46	Diagrama de flujo del control de presiones de agua y sistema hidráulico ...	79
Figura 47	Diagrama de flujo del control de sincronización con la Empresa Eléctrica Quito.....	80
Figura 48	Diagrama de flujo del control del factor de potencia.....	81
Figura 49	Placa electrónica	82
Figura 50	Circuito impreso.....	83
Figura 51	Diseño 3D de la placa electrónica.....	83
Figura 52	Diagrama del control del potenciómetro motorizado.....	84
Figura 53	Diagrama de flujo del software.....	88
Figura 54	Diagrama de flujo del control de temperaturas.....	89
Figura 55	Diagrama de flujo del control de presiones	90
Figura 56	Diagrama de flujo del control de sincronización	91
Figura 57	Diagrama de flujo del control de presiones	92
Figura 58	Diagrama de fuerza	94

Figura 59	Diagrama de conexiones del PLC.....	95
Figura 60	Diagrama de conexiones de control.....	96
Figura 61	Dimensiones del tablero eléctrico.....	97
Figura 62	Disposición de los dispositivos en el interior del tablero.....	98
Figura 63	Topología de red.....	99
Figura 64	Desarenado de laguna de captación.....	100
Figura 65	Alineación laser de generador.....	101
Figura 66	Resultados de la alineación.....	101
Figura 67	Instalación del nuevo eje.....	102
Figura 68	Sensor de temperatura PT100.....	102
Figura 69	Sensor de presión sistema de ingreso de agua.....	103
Figura 70	Sensor de presión de del sistema hidráulico.....	103
Figura 71	Tablero obsoleto de control.....	104
Figura 72	Tablero nuevo de control.....	105
Figura 73	Vista frontal del tablero de control.....	105
Figura 74	Versión del TIA PORTAL.....	106
Figura 75	Bloques de programación.....	106
Figura 76	Protocolo de comunicación SENTRON PAC3200.....	107
Figura 77	Conexión Modbus.....	107
Figura 78	Datos SENTRON PAC3200.....	108
Figura 79	Pantalla principal HMI.....	108
Figura 80	Pantalla secundaria HMI.....	109
Figura 81	Pantalla RUN del iFIX.....	109
Figura 82	Nuevo Canal.....	110
Figura 83	Creación de nuevo canal, a) paso 1, b) paso 2.....	110
Figura 84	Creación de nuevo canal, a) paso 3, b) paso 4.....	110
Figura 85	Variables KepServer.....	111
Figura 86	Creación de direcciones en iFIX.....	111
Figura 87	Lista de direcciones en iFIX.....	112
Figura 88	Pantalla principal iFIX.....	112
Figura 89	Pantalla central hidroeléctrica de 125 KVA.....	113
Figura 90	Cronograma.....	119

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Opciones de Fuentes de alimentación de PLC.	63
Tabla 2.	Retorno de inversión estimada.....	71
Tabla 3.	Retorno de inversión real	72
Tabla 4.	Presupuesto.....	73
Tabla 5.	Entradas y salidas del PLC S7-1200	93
Tabla 6.	Pruebas preliminares	115
Tabla 7.	Pruebas finales	117

SECCIÓN I

1.1 Problema de Investigación

Linde Ecuador S.A. es una compañía líder en la industria de los gases del aire en el país, entre sus principales productos está la elaboración de CO₂ (dióxido de carbono) alimenticio con altos estándares de calidad y compromiso con el medio ambiente.

La planta de CO₂ que se ubica en Sillunchi-Machachi, está en funcionamiento desde los años 60 y tiene la función de captar el gas de las fuentes naturales, llevarlo a una etapa de compresión con 300 PSI y licuarlo a -24°C, para ello requiere de grandes compresores tanto en el proceso de compresión como en el de licuefacción.

En la apertura de la planta, el sistema de electrificación de la red pública tuvo limitaciones en el alcance del tendido eléctrico, hecho por el cual se decidió aprovechar los recursos hídricos de la zona y se instaló dos centrales hidroeléctricas una de 125 KVA y la otra de 380 KVA de tecnología alemana de marca VOITH para alimentar a los equipos que se usan en el proceso de producción.

Con el transcurso de los años los requerimientos de CO₂ en el mercado se incrementó, por lo que surgió la necesidad de aumentar la capacidad de producción. Para entonces la extensión del tendido de la Empresa Eléctrica Quito alcanzó las instalaciones de la planta y las centrales hidroeléctricas se conectaron en paralelo para satisfacer el incremento de consumo de energía.

La central hidroeléctrica de 125 KVA está en continuo funcionamiento desde su instalación. Con el paso del tiempo la central sufrió varios percances catastróficos por lo que sus componentes se remplazaron y el sistema de control de sincronización quedó obsoleto de acuerdo a los avances tecnológicos.

La central hidroeléctrica actualmente dispone de un sistema de control de sincronización manual, el cual no brinda un manejo seguro para la máquina y el personal que manipula la misma, pues su sincronización con la Empresa Eléctrica Quito y los sistemas de fuerza e instrumentación son antiguos.

La sincronización de la central hidroeléctrica incorpora en su circuito de fuerza un breaker que presenta dificultad en su accionamiento, ya que su diseño y funcionalidad quedó obsoleto de acuerdo a su entorno, pues este está situado junto a las barras de alto voltaje y pueden causar riesgos laborales para los operadores debido a su mala ubicación y método de manipulación.

El sistema de instrumentación de la central hidroeléctrica no cuenta con alarmas que, en caso de incrementos de temperaturas, subidas o caídas de presión en el sistema hidráulico alerte al personal de turno, ya que en su diseño original no se contempló un sistema de alarmas igual al que se propone actualmente como una alternativa de mejora para su funcionalidad.

El generador de la planta no cuenta con un supervisor de voltaje que emita una señal sobre las caídas de voltaje o el corte de una de las líneas en el suministro de la Empresa Eléctrica Quito, que permita aplicar un plan de acción previsto para estas situaciones.

La central hidroeléctrica no dispone de un diagrama de control que facilite su rápida revisión en caso de alguna falla de funcionamiento; además no cuenta con un procedimiento de encendido, sincronismo con la Empresa Eléctrica Quito y funcionamiento independiente o de apagado. También cabe mencionar que la misma no cuenta con un sistema de monitoreo remoto, que permita al operador monitorear la misma desde el cuarto de control de procesos de la planta.

Entre las funciones que deben ejercer los operadores de producción, la principal es verificar que el proceso de obtención del CO₂ sea correcto en calidad e inocuidad, además supervisar el correcto funcionamiento de los equipos de la planta y de las centrales hidroeléctricas. Al priorizar el proceso de producción de CO₂, se deja de lado la operación de la central hidroeléctrica; con este antecedente la central hidroeléctrica corre graves riesgos de disminución de la vida útil y sufrir una sobre carga en el generador.

Es por ello que surge la necesidad de diseñar e implementar un sistema de control automatizado que permita monitorear las principales funciones de la central hidroeléctrica de 125 KVA de Linde Ecuador S.A. Planta CO₂ – Sillunchi. Se parte de la aplicación de los conocimientos teórico - prácticos y la utilización de herramientas electrónicas.

1.2 Objetivo General

Implementar un sistema de control automático para la central hidroeléctrica de 125KVA de la empresa Linde Ecuador S.A.

1.2.1 Objetivos Específicos

- Analizar la situación actual del control de la hidroeléctrica y cual alternativa es la más viable para su automatización.
- Diseñar el sistema de control automático mediante el uso de software TIA PORTAL.
- Instalar un PLC Siemens de la serie SIMATIC S7-1200 con características de última generación y reemplazar sensores de temperatura y presión.
- Establecer la comunicación para la gestión de monitoreo remoto.
- Realizar pruebas de funcionabilidad del sistema de control automático.

1.3 Introducción

En el año 1942 AGA inauguró la vigente planta de dióxido de carbono en el país, luego en 1998 cuando aún no se estableció como una empresa de gases del aire, la compañía compró las acciones de la empresa familiar Guarderas llamada “Agua y Gas de Sillunchi”, que en la actualidad pertenece al Grupo Linde conocido nacionalmente como Linde Ecuador S.A., quien durante 55 años se ha convertido en el proveedor líder de gases medicinales, industriales y especiales del país que ofrece al mercado un servicio de excelente calidad.

En la planta de Sillunchi - Machachi, se produce Dióxido de Carbono (CO₂) líquido obtenido de fuentes naturales que se consigue a través de un proceso de compresión y licuado a -24°C, que luego se distribuye a nivel nacional.

En el año 1960 la Empresa Eléctrica Quito careció de abastecimiento del suministro eléctrico en el sector donde se ubica la planta de CO₂, es entonces cuando la compañía decide aprovechar los recursos hídricos de la zona y contemplaron la idea de construir dos centrales hidroeléctricas, una de 380 KVA y la otra de 125 KVA de tecnología alemana de marca VOITH, la primera alimentada del cauce del río San Pedro y para la segunda se canaliza el agua de varias fuentes naturales aledañas a la zona.

El generador de la central hidroeléctrica de 125 KVA está en funcionamiento desde su instalación, con el transcurso de los años y por algunas crecientes del caudal del río se ha inundado el cuarto de máquinas, que causó la pérdida de su capacidad de generación, actualmente genera 40 KW-h y el sistema de control es rudimentario por lo que el personal de turno tiene que estar pendiente de su operación y funcionalidad.

El operador tiene dos funciones, la primera es verificar que los procesos de producción del CO₂ líquido trabajen de forma correcta; su segunda función es monitorear el eficiente desempeño de la central hidroeléctrica, sin embargo esta dualidad hace imposible satisfacer ambas funciones.

Al priorizar el proceso de producción de CO₂, se deja de lado la operación de la central hidroeléctrica; con este proceder la central hidroeléctrica corre graves riesgos de disminución de la vida útil y sufrir una sobre carga en el generador.

La energía eléctrica sin duda es uno de los costos de producción más altos de la planta, pues esta genera planillas aproximadas de 25 mil dólares mensuales, cuando las centrales hidroeléctricas están fuera de funcionamiento.

El alto costo de energía eléctrica que consume la planta es debido a que posee motores que varían entre 30, 40, 60 y 150 HP y el consumo aumenta cuando está en operación la planta de hielo seco.

Linde Ecuador S.A. con el fin de optimizar costos de producción y mantener la vida útil los equipos principales en la planta de CO₂, financia la ejecución del presente proyecto de titulación comprometiéndose con el medio ambiente y contribuir a la calificación de punto verde.

1.4 Hipótesis

Las tarifas de la energía eléctrica del país en los últimos años se han incrementado de tal manera que los costos de producción de las empresas se elevaron, con este proceder y mediante acuerdos con ARCONEL, la energía que se genera en las centrales hidroeléctricas de Linde Ecuador S.A. se totalizan mensualmente y se paga a la Empresa Eléctrica Quito únicamente la diferencia de lo que se consume versus lo que se genera, motivo por el cual se ve la necesidad de repotenciar la central hidroeléctrica de 125 KVA y poner en marcha la automatización del

sistema de sincronización, esto hará que la central hidroeléctrica sea eficiente, segura y que tenga un monitoreo continuo de generación.

Con la ejecución del presente proyecto se espera incrementar la protección del generador puesto que se implementará un nuevo sistema de instrumentación con alarmas y pre-alarmas que se controlarán a través de un PLC Siemens S7-1200.

Con el monitoreo remoto mejorará la supervisión y disponibilidad de la central hidroeléctrica y con ello la reducción de la planilla eléctrica en la planta de CO2 con la finalidad de reducir los costos de producción.

El control del factor de potencia hará que se obtenga la máxima potencia activa, que es la que ingresa en la facturación de la planilla eléctrica, esto se lo realizará por medio de un AVR (Regulador automático de voltaje).

El uso de un breaker motorizado permitirá que la conexión en paralelo con la Empresa Eléctrica Quito sea más segura y fácil en maniobrabilidad. Las presiones y temperaturas tanto del generador como del sistema hidráulico serán controladas con prealertas para notificación de un posible funcionamiento fuera de rango y con alarmas que harán que la central hidroeléctrica se apague antes de que suceda un fallo grave.

Se proveerá de energía limpia ya que la central hidroeléctrica está conectada en paralelo con el sistema nacional interconectado y cuando los caudales de los reservorios de agua son los adecuados, la central será capaz de contribuir con la generación energética del país.

SECCIÓN II

2 Marco Teórico

En esta apartado se tratarán los aspectos concernientes a la generación eléctrica, los métodos para la generación de energía eléctrica, los tipos de centrales eléctricas, los generadores eléctricos, las turbinas y los elementos de protección y control en la operación de los procesos de generación de electricidad.

2.1.1 Generación eléctrica

Desde la antigüedad, la humanidad ha buscado diferentes formas de aprovechar la energía. El hombre ha comprendido que la transformación de energía para el uso de elementos de fácil manejo ha sido factor decisivo en el desarrollo de las civilizaciones. Actualmente la principal forma de energía que se conoce es la eléctrica, se usa todos los días en la iluminación, electrodomésticos, telefonía, TV y otros servicios. Esta es usualmente generada en centrales eléctricas.

Una central eléctrica es una máquina para convertir la energía mecánica en energía eléctrica.

Las principales fuentes de energía son el agua, el gas, el uranio, el viento y la energía solar. Estas fuentes de energía primaria son usadas para mover los álabes de una turbina, e impulsar el movimiento de un generador eléctrico.

Sin embargo, existen aplicaciones donde no se realiza la transformación de energía mecánica en electricidad como, por ejemplo:

- Los paneles fotovoltaicos, donde la electricidad se obtiene de la transformación directa de la radiación solar.
- Las baterías, donde por una reacción química se tiene energía eléctrica.

2.1.2 Centrales eléctricas

Una manera de clasificar las centrales eléctricas es de acuerdo a la fuente de energía primaria que utilizan para producir la conversión de la energía mecánica necesaria en la generación de electricidad (Endesa Educa (empresa del Grupo Enel), 2014):

- Centrales hidroeléctricas: El agua de una corriente natural o artificial, por el efecto de diferencial de presión, actúa sobre los álabes de una turbina hidráulica.
- Centrales térmicas convencionales: Aquí, el combustible fósil (carbón, fueloil o gas) es quemado en una caldera para generar vapor de agua. Este vapor (a alta presión) acciona las palas de una turbina de vapor, que transforma la energía calorífica en energía mecánica.
- Centrales térmicas de ciclo combinado: Combina dos ciclos termodinámicos. En el primero se produce la combustión de gas natural en una turbina de gas, y en el segundo, se aprovecha el calor residual de los gases para generar vapor y expandirlo en una turbina de vapor.
- Centrales nucleares: Se usa la fisión de los átomos de uranio que liberan una gran cantidad de energía que se utiliza en la producción vapor de agua para hacer accionar la turbina, que unida al generador produce electricidad.
- Centrales eólicas: La energía cinética del viento se transforma directamente en energía mecánica rotatoria mediante un aerogenerador.
- Centrales termoelectricas solares: La energía del Sol calienta un fluido que transforma en vapor otro segundo fluido, para accionar el conjunto turbina-alternador con el cual se genera electricidad.
- Centrales de biomasa o de residuos sólidos urbanos (RSU): Utilizan el mismo esquema de generación eléctrica que una central térmica convencional. Sin embargo, el combustible utilizado en la caldera, proviene de residuos orgánicos.

A pesar de todos los esfuerzos desarrollados por los países para la adopción de sistemas generadores de energía eléctrica basados en el uso de elementos renovables y no contaminantes, de acuerdo al informe de BP (anteriormente British Petroleum) del 2016, la generación termoelectrica (basada en elementos no renovables y altamente productores de

CO₂ para el ambiente), es el 86% de la producción eléctrica mundial (BP, 2016), como se observa en la Figura 1:

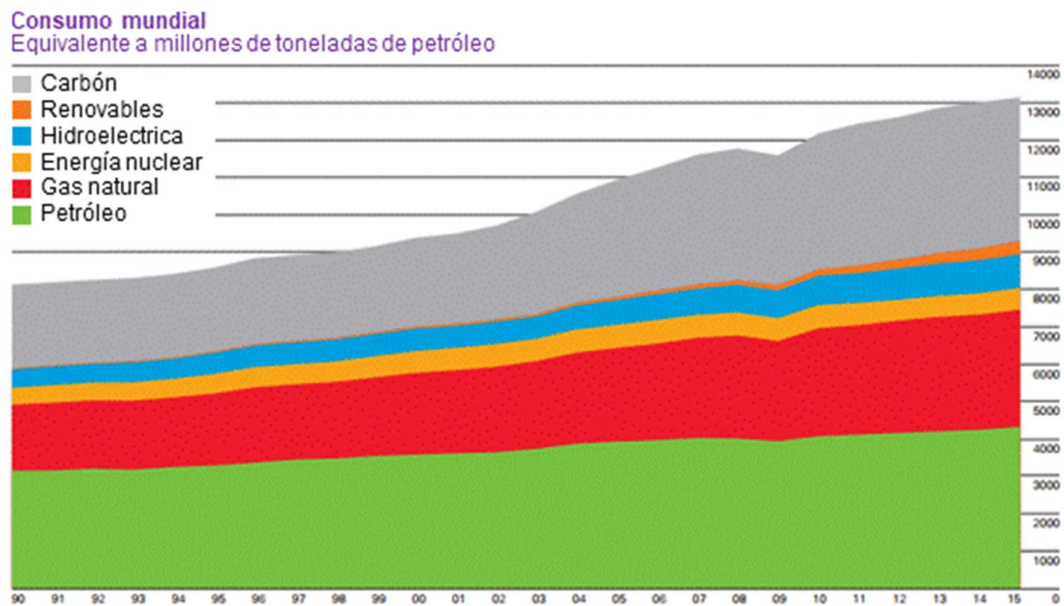


Figura 1 Producción de energía eléctrica

Fuente: British Petroleum, 2015

2.1.2.1 Centrales hidroeléctricas

La superficie terrestre está cubierta en aproximadamente un 71% de agua. La energía hidroeléctrica proviene indirectamente de la energía del sol, que al calentar la superficie terrestre, provoca la evaporación de ríos, lagos y océanos. Por otro lado el aire caliente transporta el agua evaporada en forma de nubes y niebla a diferentes puntos de la tierra, para caer otra vez en forma de lluvia y nieve. Así, una parte de la energía solar continúa acumulada en el agua de los ríos, los lagos y los glaciares (Castro, octubre, 2006).

En la Figura 2 se presenta el ciclo hidrológico, el cual permite la utilización de la energía hídrica para las centrales hidroeléctricas:

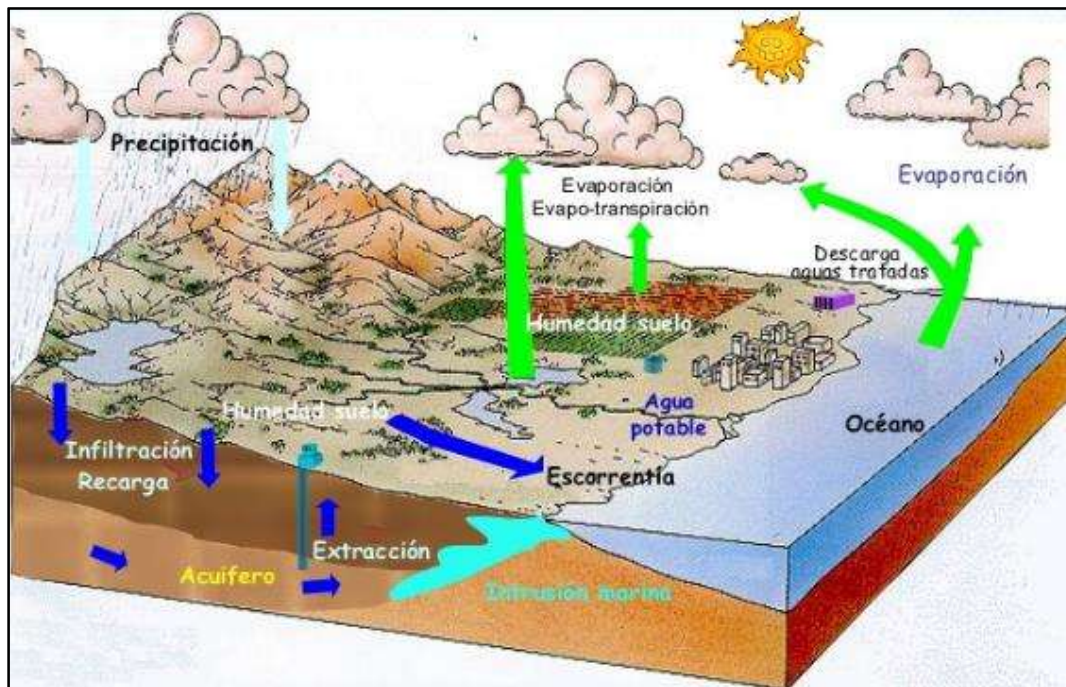


Figura 2 Ciclo hidrológico

Fuente: Escuela de Post Grado UNALM, 2010

La central hidroeléctrica obtiene su energía por medio del movimiento de la masa de agua, que fluye hacia abajo debido a la gravedad haciéndola pasar por las turbinas que tienen acoplados los generadores para producir corriente eléctrica alterna. Una vez que ha cedido su energía, el agua es restituida al río sin contaminarla.

Las centrales hidroeléctricas fueron las primeras plantas generadoras de energía eléctrica que se usaron en el mundo para la producción de grandes cantidades de energía.

Las principales ventajas en la utilización de centrales hidroeléctricas son las siguientes (Juárez C., 1992):

- Facilidad de maniobra.
- Ausencia de combustible.
- Costo bajo de la energía eléctrica producida.
- Bajo consumo de energía en servicios propios.
- Requieren de poco personal de operación.
- Sustituyen a otras plantas cuando éstas fallan.

- Son plantas de gran durabilidad por ser de baja velocidad.
- Son fáciles de automatizar.
- Permiten el uso múltiple del agua.

Sin embargo, también posee desventajas:

- Los costos de inversión para su fabricación son por lo general muy elevados.
- Por características naturales, el sitio de construcción de la central hidroeléctrica puede estar lejos de los centros de consumo (pueblos y ciudades) por lo que se requiere construir un sistema de transmisión de electricidad, lo que significa un aumento de la inversión y en los costos de mantenimiento.
- La construcción lleva, por lo general, largo tiempo (mayor que la fabricación de centrales termoeléctricas).

De acuerdo a la ubicación de la central hidroeléctrica con respecto al río se puede tener los siguientes tipos:

- Centrales hidroeléctricas por represamiento (también conocidas como pie de presa). En este tipo de central, se construye una represa donde el río ofrezca un desnivel. Para su funcionamiento con mejor eficiencia, se opera con un nivel del agua próximo a la máxima capacidad de la represa. Alrededor de la mitad de la presa en su altura se coloca el canal de conducción que lleva el caudal de agua para hacerlo pasar por el conjunto turbina-generator y generar electricidad. El agua una vez turbinada se devuelve al cauce del río.
- Centrales hidroeléctricas con derivación (o de agua fluyente). En esta clase de plantas generadoras sólo se toma parte del flujo del agua del río mediante una represa pequeña hacia una tubería que transporta el agua hasta un depósito (Cámara de Carga). El canal se diseña de tal forma que el desnivel que se pierda en el camino sea mínimo. Una vez aquí, el agua se transporta por medio de un conducto hasta el cuarto de máquinas, donde se produce la generación eléctrica por medio del conjunto turbina-alternador. Posteriormente el agua se retorna al cauce del río mediante una tubería de descarga (Domínguez Gómez, Abril, 2008).

- Centrales hidroeléctricas reversibles (también denominadas de bombeo). Estas centrales poseen dos embalses: uno superior y uno inferior. El agua llega al embalse inferior luego de haber pasado por el conjunto turbina-generador. Luego mediante un bombeo del agua, ésta se traslada al embalse superior, donde se recoge una cantidad de agua inferior a la que llega al embalse de abajo. Por su tipo de construcción pueden generar electricidad en tiempos de mayor demanda y recuperar el nivel de agua del embalse superior cuando la demanda eléctrica de la red es menor.

2.1.2.1.1 Centrales hidroeléctricas por represamiento

Usualmente son las centrales hidroeléctricas de mayor capacidad, ya que requiere la construcción de embalses de gran tamaño, pero poseen mejor capacidad para regular la cantidad de caudal de agua, además de estar dotadas de sistema de aliviadero.

La toma de agua de la central hidroeléctrica se selecciona en función del tipo de turbina a utilizar y los requerimientos de metros de altura de agua. De aquí que debajo de esta está el agua que no puede ser usada para la generación eléctrica. Este espacio de zona muerta se deja para evitar que toda la sedimentación que acarrea el río llegue a las turbinas.

Un esquema de una centra hidroeléctrica de pie de presa está presentado en la Figura 3:

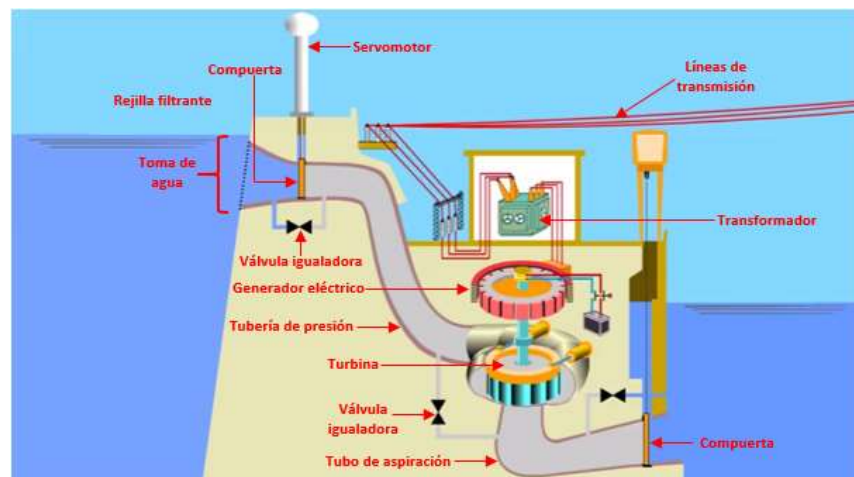


Figura 3 Esquema de una central de pie de presa con sus elementos principales

Fuente: Félix Delvalle., 2016

2.1.2.1.2 Centrales hidroeléctricas con derivación

Para este diseño de central hidroeléctrica no se toma completamente el caudal de agua de río. Sólo se toma una parte del flujo de agua el cual por medio de tuberías se lleva a la central hidroeléctrica para la producción de electricidad. A la salida de las turbinas, se lleva nuevamente el agua al río.

De acuerdo a la ubicación y diseño de la central hidroeléctrica de derivación puede ser necesario la construcción de los siguientes componentes (Castro, octubre, 2006):

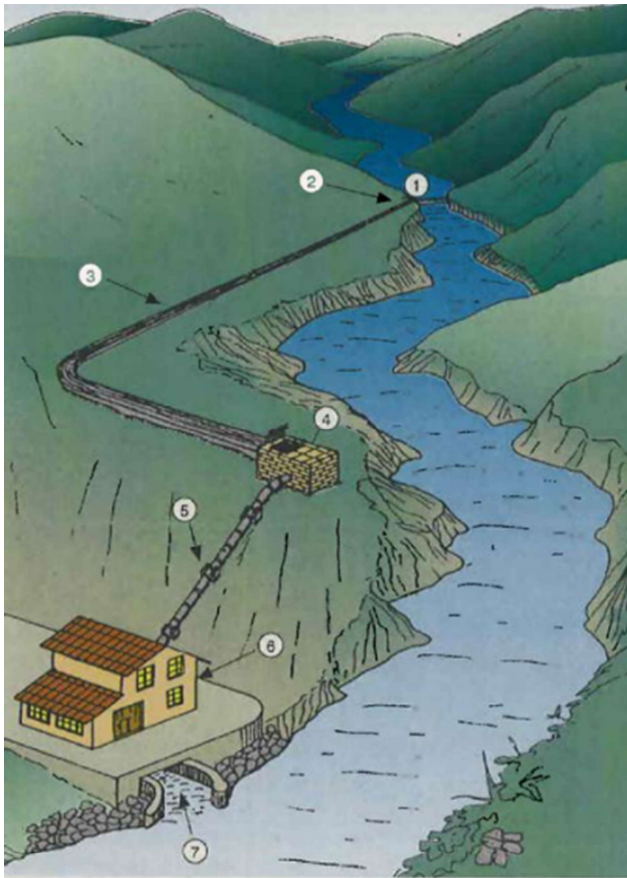
- Azud o barrera.
- Toma.
- Canal de derivación.
- Cámara de carga.
- Tubería forzada.
- Sala de máquinas.
- Canal de descarga.
- Subestación y conexión a la red eléctrica.

Para estas centrales hay varias maneras de realizar la generación de energía, pero depende principalmente del flujo de agua que tenga el río que depende de la temporada. Aquí se tiene un salto prácticamente inalterable y la potencia a generar es directamente proporcional al caudal de agua del río.

A veces se requiere la construcción de una barrera en el punto de derivación para incrementar la altitud de la toma. Esto incrementa el caudal de agua y disminuye las pérdidas por fricción en la tubería. El agua desviada se lleva entonces a la cámara de carga y de allí a la turbina por medio de conductos.

En ocasiones es necesario construir un túnel para el tendido de la tubería para disminuir los tramos de recorrido horizontal.

En las Figuras 4 y 5 se puede observar una disposición típica de una central de agua fluyente o con derivación (SNCZI-IPE, 2000).



1. Azud o barrera.
2. Toma de agua.
3. Canal de derivación.
4. Cámara de carga.
5. Tubería forzada.
6. Edificio con su equipamiento electromecánico.
7. Canal de salida.

Figura 4 Vista aérea de una central de agua fluyente o con derivación

Fuente: SNCZI-IPE, 2000

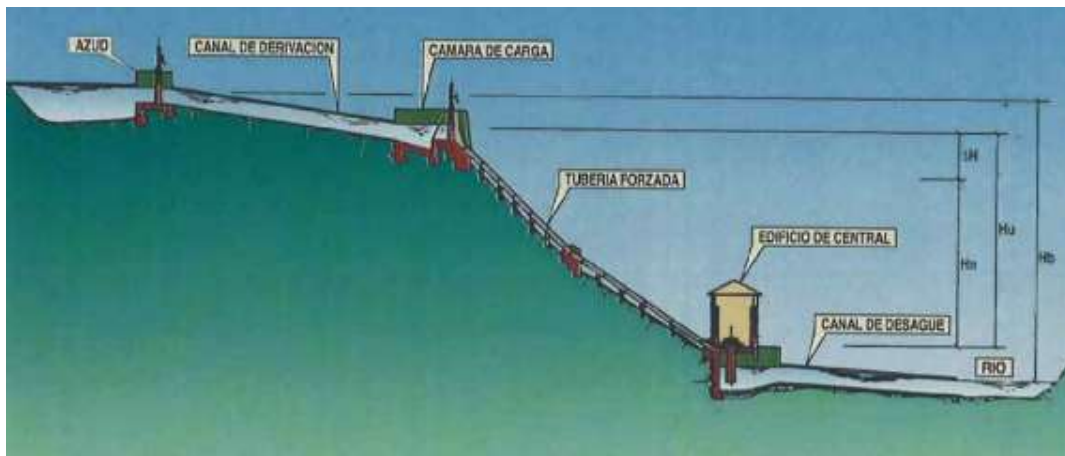


Figura 5 Vista de corte de una central de agua fluyente o con derivación

Fuente: SNCZI-IPE, 2000

2.1.2.1.3 Central hidroeléctrica reversible

La central hidroeléctrica reversible posee dos embalses de agua. El agua represada en el reservorio inferior, es elevada por medio de bombas al reservorio superior cuando no se requiere generar electricidad a la red (períodos de bajo consumo eléctrico). En las horas con mayor demanda funciona como generadora eléctrica (Asociación Española de la Industria Eléctrica , 2017).

Con esto se pretende incrementar el rendimiento en la forma de generar electricidad al mantener la energía potencial del agua en el reservorio superior.

También pueden pasar a ser centrales de bombeo puro, en caso de que el reservorio con mayor altura no tenga aporte de agua por medios naturales. En caso contrario se denominan centrales hidroeléctricas de bombeo mixtas.

La Figura 6 muestra los componentes para este tipo de centrales hidroeléctricas (Asociación Española de la Industria Eléctrica , 2017):



Figura 6 Esquema de una central de bombeo puro o reversible

Fuente: Asociación Española de Energía, 2010

En los períodos de tiempo en donde se requiere la generación de electricidad, la central hidroeléctrica de bombeo opera de la misma manera que funcionan las centrales hidroeléctricas

de toma de presa: Esto es, el agua represada en el reservorio con mayor altura (1) mantenida por medio de una represa (2), se transporta desde un tubo comunicante (3) a una conducto (5) para hacerla pasar por las turbinas. También se instala una tubería de venteo para mantener las mismas presiones entre el tubo y el conducto (4), a una altura mayor al nivel máximo de agua del reservorio superior.

En la turbina (6), es donde se realiza la transformación de la energía mecánica y al estar el generador eléctrico conectado a la turbina se logra la generación de electricidad (depende de la potencia del conjunto turbina/generador). Luego se eleva el voltaje a través de los transformadores (8) y se conecta a red eléctrica (10). El agua se desaloja por medio del tubo de drenaje (9) para llegar al reservorio con nivel más bajo (11), para permanecer represada ahí.

2.1.2.2 Centrales termoeléctricas

La generación de electricidad por medio de procesos termoeléctricos tiene una gran evolución desde motores alternativos operados por vapor hasta turbinas de vapor por un lado y, desde motores diésel hasta turbinas de gas por otro.

Actualmente, el 86% de la electricidad mundial proviene de la generación térmica. Las operaciones de a gran escala del uso de la electricidad térmica han sido atacadas en muchos frentes debido al uso de combustibles fósiles y la alta producción de CO₂, tan nocivo para el planeta.

Los principales combustibles utilizados en la generación termoeléctrica son los siguientes:

- Carbón.
- Gas Natural.
- Petróleo
- Aceites minerales.

Las centrales termoeléctricas basan la producción de electricidad al quemar el combustible con calor generado el agua se calienta transformándose en vapor a la temperatura y presión requeridas en la caldera.

Los gases de proveniente de la combustión poseen un calor latente por lo que se hacen pasar en un calentador de aire, para aprovechar el calor para calentar el agua de la caldera para elevar el vapor. De igual manera se tiene un ventilador de tiro inducido, para expulsar estos gases a la atmósfera haciéndolos pasar por un precipitador de polvo para el depuramiento.

El vapor se eleva a alta temperatura y presión. El vapor se guía a una turbina de alta presión seguida por una turbina de baja presión. Ambas turbinas accionan un generador en un eje común. La salida del generador, que está en la tensión media, se eleva a la tensión del sistema de alimentación eléctrica.

La salida de vapor de las turbinas va a un condensador. El calor se extrae en el camino. El sistema de agua del proceso posee un tanque de agua de suministro y de este condensado, y se alimenta al quemador (Tagare, 2011). En la Figura 7 se presenta los elementos de una planta termoeléctrica típica con carbón como combustible:

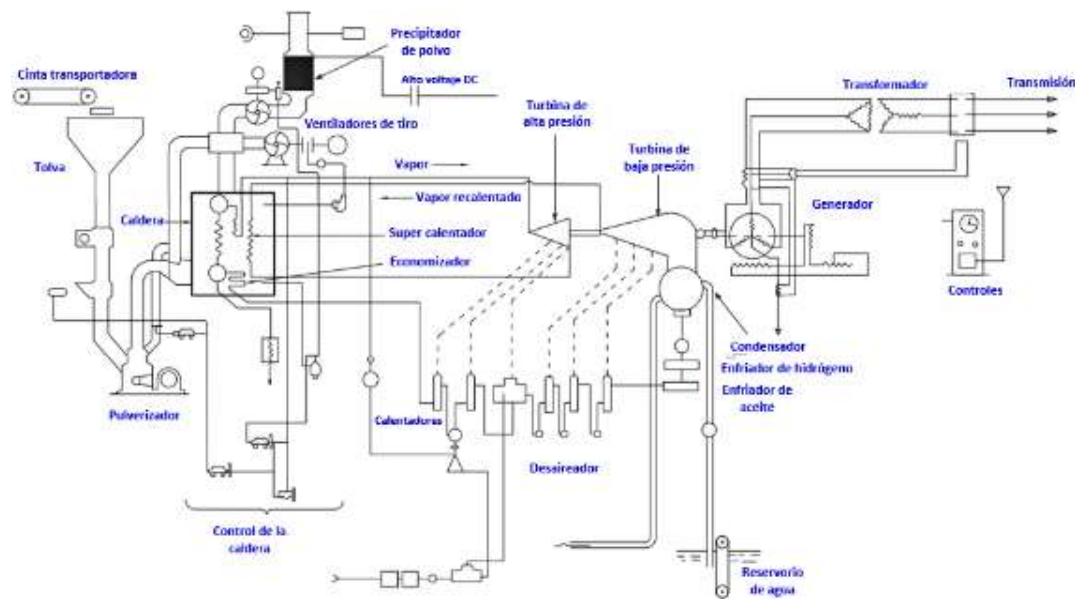


Figura 7 Elementos de una planta termoeléctrica típica con carbón como combustible

Fuente: Tagare, 2011

2.1.2.3 Centrales nucleares

La energía nuclear puede definirse como la energía que se crea cuando la masa se destruye. La equivalencia de materia y energía se expresa en la ecuación Ec.1 que fue definida por el físico alemán Albert Einstein:

$$E = mc^2$$

Ec.1

Donde: $E = \text{Energía}$ [Julio]

$m = \text{masa}$ [kg]

$C = \text{Velocidad de la luz: } 299.792.458 \text{ m/s}$

Se toma en cuenta el valor de la velocidad de la luz (C), un pequeño cambio de masa (m) producirá una enorme cantidad de energía. Por ejemplo para un gramo de masa, la energía liberada será, $E = 8,99 \times 10^{13} \text{ Julios}$. Si se asume la eficiencia de generación de una central termoeléctrica con combustión de carbón en $483 \times 10^3 \text{ Julios}$, por gramo de carbón, unos tres mil millones de veces más energía en uranio (gramo por gramo). Sin embargo, todavía no se ha encontrado una manera de convertir todo un volumen dado de materia en energía. Incluso en la reacción normal (o fisión) de uranio, sólo se consume aproximadamente una milésima parte de la masa. A pesar de esto, cuando un gramo de uranio se fija, se obtienen unas tres millones de veces más de energía que quema un gramo de carbón (Pansini & Smalling, 2006).

En la reacción nuclear, el núcleo del átomo está involucrado más que los electrones. Las fuerzas que mantienen juntos los protones y los neutrones son considerablemente mayores que las fuerzas que mantienen los electrones en sus órbitas. Por lo tanto, la energía liberada cuando un neutrón se separa del núcleo (fisión nuclear) es enormemente mayor que la producida en la combustión de elementos fósiles en plantas termoeléctricas.

El proceso de fisión y la reacción en cadena son fundamentales para el funcionamiento de un reactor nuclear.

Debido que el neutrón no tiene carga eléctrica, puede penetrar hasta el núcleo de un átomo sin verse entorpecido por los electrones cargados negativamente o por los protones cargados positivamente. Si un neutrón entra en una masa de uranio y golpea el núcleo de un átomo de su isótopo, el uranio 235, es probable que el núcleo se divida (o fisión), que libera la gran cantidad de energía que mantiene el núcleo juntos. Además de generar calor en la masa de uranio y emitir radiación, el núcleo filtrado también expulsará uno o más neutrones a alta velocidad, los cuales,

a su vez, impactarán y filtrarán otros núcleos en la masa del uranio. En la Figura 8 se puede apreciar el primer impacto del neutrón que luego ocasionará una reacción en cadena de subsiguientes separaciones de núcleos de átomos.

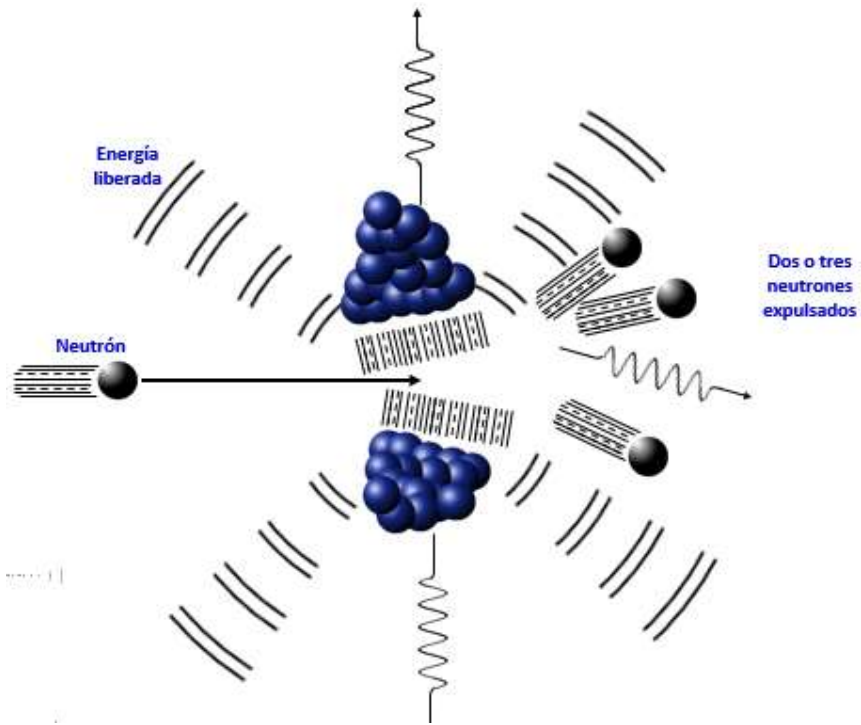


Figura 8 Un núcleo U-235 golpeado por radiación de neutrones (fisión)

Fuente: Pansini & Smalling, 2006

En la Figura 9 se presenta el esquema de una central nuclear:

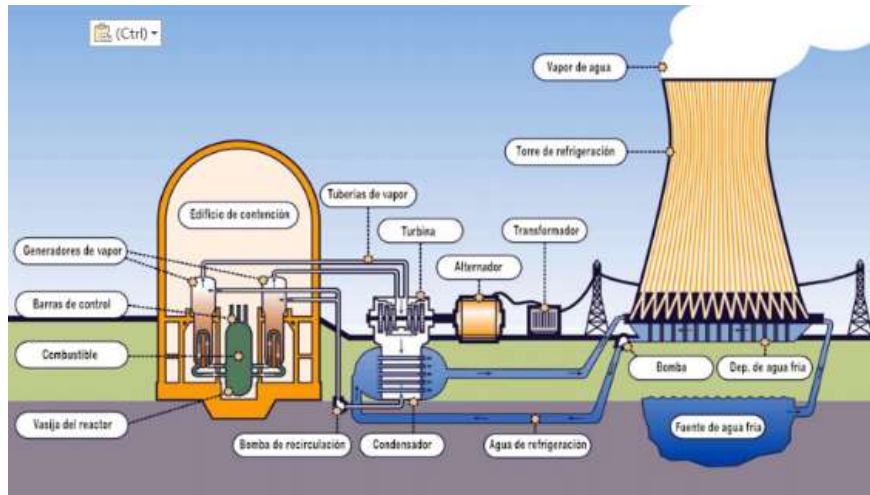


Figura 9 Componentes de una central nuclear, con un reactor de agua a presión.

Fuente: Pansini & Smalling, 2006

2.1.2.4 Centrales eólicas

Las emisiones de las plantas de combustibles fósiles incluyen gases como óxidos de carbono, azufre, nitrógeno y mercurio. En primer lugar la quema del carbón, luego el petróleo y finalmente el gas natural. En las industrias las emisiones se tamizan para eliminar tanto como se pueda las partículas sólidas, los gases que se escapan se combinan con la humedad en el aire para producir ácidos carbónicos, sulfúrico y nítricos destructivos, en particular los dos últimos; El mercurio suele estar asociado con el carbón y puede encontrarse en pequeñas cantidades en sus residuos de combustión. Estas emisiones gaseosas llevan consigo el calor "residual" que también afecta a la eficiencia de las plantas generadoras e igualmente contribuyen al calentamiento global. De ahí la búsqueda y desarrollo de sistemas de energía verde (Pansini & Smalling, 2006).

Uno de esos tipos de energía verde son los sistemas basados en energía eólica.

El viento es un fluido y como tal cumple las leyes fundamentales de los fluidos:

- La ecuación de continuidad; el volumen de aire que atraviesa un área determinada es constante.
- El teorema de Euler; la fuerza por unidad de tiempo es la variación de la cantidad de movimiento.

- La conservación de la energía, que para fluidos es la ecuación de Bernoulli.

Con estas leyes fundamentales indicadas y, se tiene que tomar en consideración que la potencia es el producto de la fuerza por la velocidad de aire en movimiento y que la potencia absorbida por el aerogenerador es la variación de la energía cinética de la masa de aire que atraviesa la hélice en la unidad de tiempo.

Las máquinas eólicas o molinos de viento consisten generadores giratorios con álabes de hélice ubicados en la parte superior de un poste y soportes de torre, como puede observar en la Figura 10.

Las capacidades de los generadores, en función de las condiciones del viento, pueden variar desde una fracción de un megavatio a varios megavatios. Las salidas generalmente varían con la velocidad del viento. La salida eléctrica aumenta en proporción al cubo de la velocidad del viento, es decir, al duplicarse la velocidad del viento producirá 3 o 8 veces más potencia de salida. Como la velocidad tiende a aumentar con la altura sobre el suelo, cuanto más alto es el montaje, mayor es la velocidad y la salida eléctrica. Cuanto mayor sea la estructura, mayor será su costo, y esto deberá ponerse en equilibrio con los mayores costos de los generadores, hasta alcanzar una proporción satisfactoria de costos. También debe tenerse en cuenta la longitud de las palas de las hélices, cuanto más largas sean las palas o palas (normalmente dos o tres) mayor será la salida eléctrica, aunque existe un límite mecánico práctico en cuanto a su tamaño (Pansini & Smalling, 2006).


	Datos generales:	
	Potencia nominal:	3,600.0 kW
	Velocidad de corte del viento:	3.5 m/s
	Velocidad nominal del viento:	15.0 m/s
	Velocidad del viento de supervivencia:	70.0 m/s
	Rotor:	
	Diámetro:	104.0 m
	Área barrida :	8,495.0 m ²
	Número de Aspas:	3
	Velocidad del rotor, máx:	15.3 U/min
	Velocidad de la punta del rotor:	83 m/s
	Caja de engranajes :	
	Tipo	Planetaria
	Etapas:	3.0
	Proporción:	1:118
	Generador:	
	Tipo:	Asincrónico, doble alimentado
Número:	1	
Velocidad, máx:	1,800.0 U/min	
Voltaje:	690.0 V	
Conexión a la red:	IGBT	
Frecuencia de cuadrícula:	50 Hz	
Torre:		
Altura del cubo:	65 m	
Tipo:	Tubo de acero	
Forma:	conica	

Figura 10 Turbina General Electric, de 3,6 MW

Fuente: General Electric, 2017

Las máquinas eólicas presentan la siguiente clasificación (Domínguez Gómez, Abril, 2008):

- Máquinas de eje horizontal.
- Máquinas de eje vertical.
- Máquinas de eje vertical y palas verticales, o sistema giromill.
- Máquinas horizontales con tobera o sistemas difusores.
- Sistema tipo tornado.

En la Figura 11 se muestra los componentes de una máquina eólica.

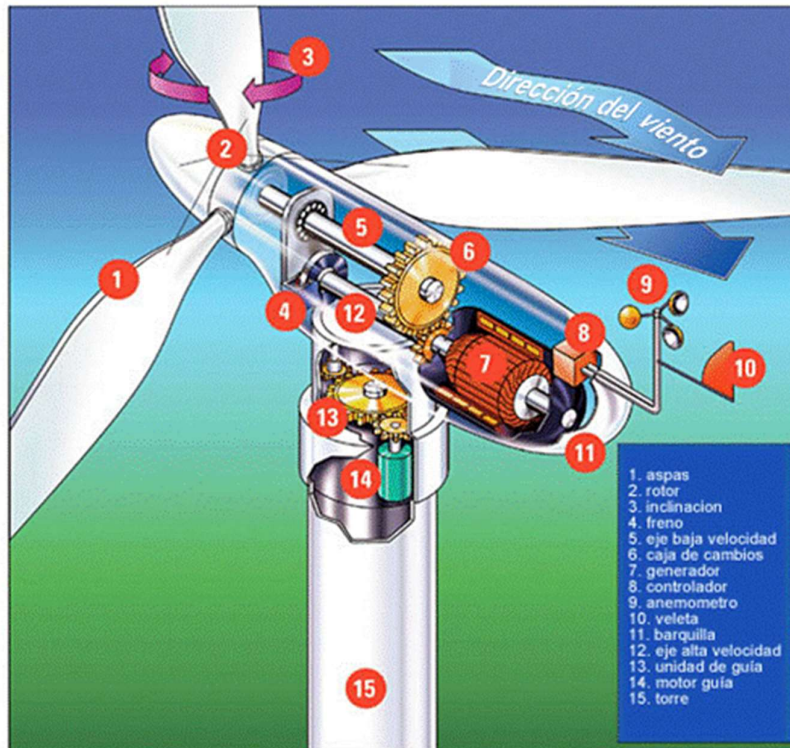


Figura 11 Partes de una Turbina Eólica

Fuente: Cemaer, 2011

2.1.2.5 Centrales termoeléctricas solares

El Sol es una estrella en su mayoría en estado gaseoso y está conformada en su mayoría por hidrógeno y helio; aunque también hay presencia de carbono, oxígeno y otros componentes. Su masa es de $1,9891 \times 10^{30}$ kg, lo que equivale a 332.950 veces la masa correspondiente a la Tierra (Torres Arzayús, 2007).

El Sol constantemente emite energía de radiación. No obstante, en el camino de toda esa radiación hacia la tierra ocurren procesos de absorción, reflexión y difusión, que hacen disminuir su intensidad. Esto debido a la presencia de vapor de agua y diferentes gases y partículas en contacto con la atmósfera.

De esta manera, la radiación proveniente del sol se clasifica en radiación directa: y radiación difusa.

Se toma en cuenta la gran cantidad de energía solar que la tierra recibe por medio de las radiaciones, el aprovechamiento de la energía solar representa un recurso de energía sumamente valioso (Endesa Educa (empresa del Grupo Enel), Endesa Educa, 2014).

La energía solar térmica se usa para incrementar la temperatura del agua para producir vapor y convertirlo por medio de turbinas en energía eléctrica, o bien para el uso del agua caliente que no llega a su estado de ebullición.

Depende del nivel de calentamiento a que es sometido el agua, se puede tener sistemas de baja (menor a 100 °C), media (entre 100 – 300 °C) y alta temperatura (superior a 300 °C). Los sistemas de baja temperatura son usados para adecuación de ambiente y para aplicaciones sanitarias. Las aplicaciones de media temperatura se emplean en la industria y para calefacción. En cuanto a los procesos de alta temperatura, estos son utilizados para generación de electricidad en Centrales Termoelectricas Solares.

Una central termoelectrica solar utiliza el mismo principio de ciclo térmico utilizado en las centrales térmicas. Para ello se utilizan una serie de espejos cuya dirección se ajusta para que la reflexión de la luz del Sol pueda concentrarse en un punto único, donde se sitúa una caldera de vapor usualmente en la parte superior de una torre.

En la caldera, todas estas radiaciones solares que han sido concentradas, hace que se eleve la temperatura del agua, lo suficiente como para llegar al punto de ebullición y transformarse en vapor.

El vapor acciona una turbina para producir electricidad por medio de un generador eléctrico. Por otro lado en este proceso el vapor se enfría, produce condensado, el cual es reciclado para su uso nuevamente (Endesa Educa (empresa del Grupo Enel), Endesa Educa, 2014). La Figura 12 presenta los elementos de una central termoelectrica solar.

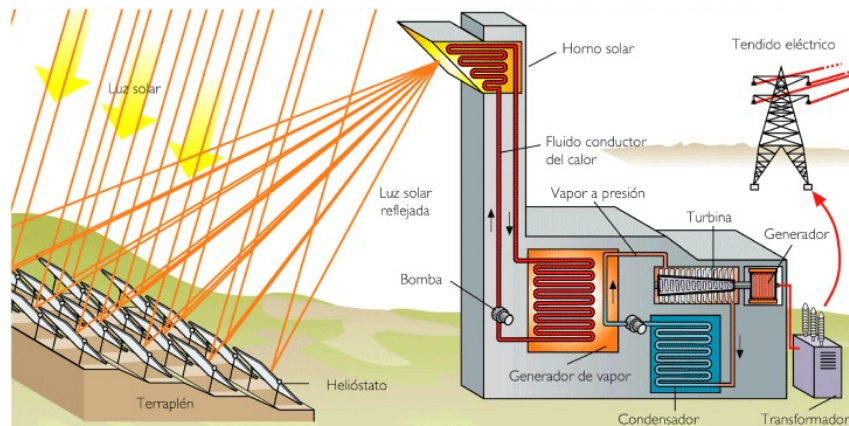


Figura 12 Elementos de una central termoeléctrica solar

Fuente: Energía Solar, 2015

2.1.3 Generador Eléctrico

Es una máquina por medio de la cual se obtiene energía eléctrica por medio de la aplicación de energía mecánica. La energía mecánica se puede obtener por medio de elementos de movimiento primario: motores de combustión interna, motores Diésel o a través de turbinas.

Los principales tipos de elementos de movimiento primario (turbinas) son (Boldea, Ion;, 2006):

- Turbinas de vapor.
- Turbinas de gas.
- Turbinas hidráulicas.
- Turbinas de viento.
- Motores diésel.
- Motores de explosión o combustión interna (IC).

En la Figura 13, se presenta estas principales fuentes de producción de energía eléctrica.

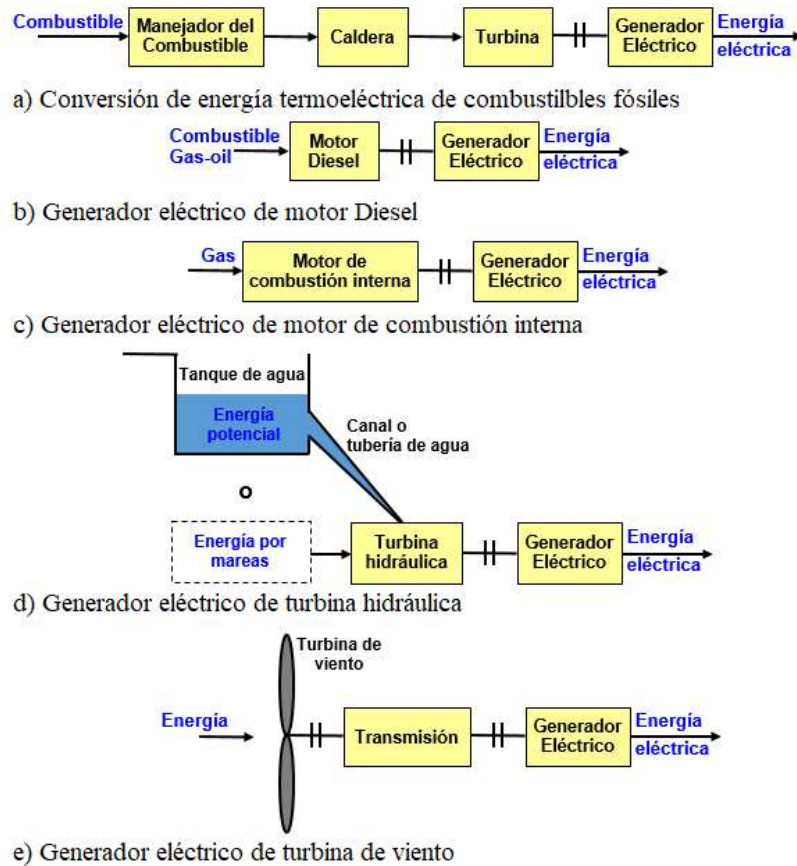


Figura 13 Principales maneras de producir electricidad

Fuente: Boldea, Ion;, 2006

2.1.3.1 Principio de funcionamiento

La manera como el generador eléctrico trabaja es mediante la aplicación de la Ley de Faraday. Esta establece que en el momento que se modifica un flujo magnético a través de una bobina se generará un voltaje en los terminales de esta. Este cambio puede producirse, con variación de la intensidad del campo magnético o con un movimiento relativo entre la bobina y el campo magnético (por ejemplo al rotar la bobina). En la Figura 14 se muestra el principio del generador

eléctrico.

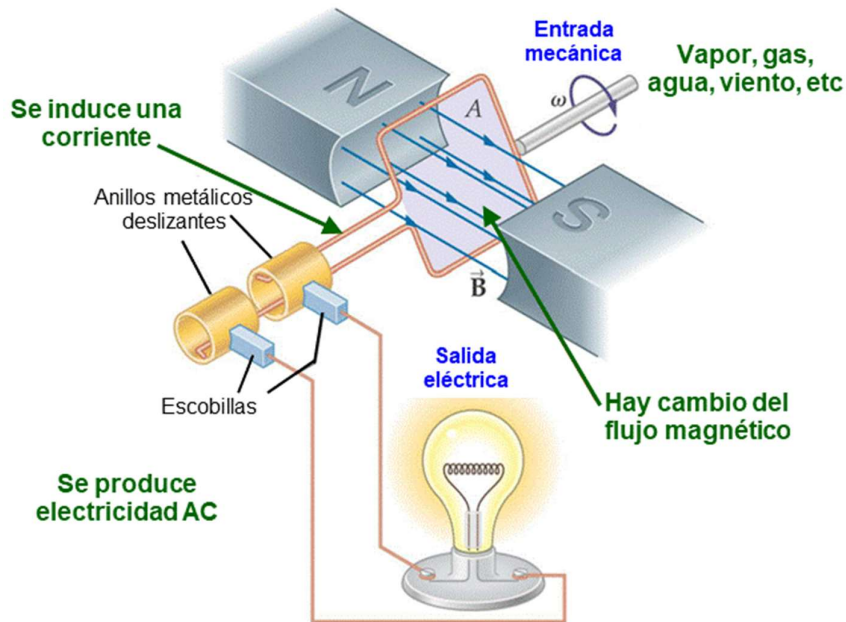


Figura 14 Principio de funcionamiento del generador eléctrico AC

Fuente: Inc, O&M Consulting Services, 2014

Los generadores, motores, transformadores y solenoides utilizan el principio del electromagnetismo. Esta es la capacidad de crear corriente eléctrica en un conductor el cual mueve un campo magnético más allá del conductor. Lo contrario también aplica: se produce un campo magnético en un conductor al pasar corriente eléctrica a través del conductor. En general, los requisitos para el funcionamiento del electromagnetismo son la presencia de un campo magnético, un conductor y un movimiento relativo entre ellos (Inc, O&M Consulting Services, 2014).

La magnitud del voltaje inducido en una sola espira está en proporción directa a la velocidad relativa de variación de los vectores de fuerza que atraviesan o concatenan con ella.

Otro efecto que también se lleva a cabo en los generadores eléctricos es el conocido como la Ley de Lenz, la cual menciona que en el momento que se genera una fuerza electromotriz FEM por cambio en el flujo magnético, conforme a la ley de Faraday, la polaridad de la FEM inducida es de tal magnitud que produce una corriente cuyo campo magnético, se opone al cambio que

lo produjo. Así, el campo magnético inducido en el interior de cualquier bobina, siempre está presente para mantener

nte el flujo magnético.

2.1.3.2 Tipos de Generadores eléctricos

2.1.3.2.1 Generador de corriente continúa

El físico y químico inglés Michael Faraday en los años 1831 y 1832 a través de sus experimentos determinó que un alambre de cobre que se circula dentro de la aplicación de un campo magnético genera un voltaje, a partir de esto, inventó el primer generador electromagnético que se lo nombro como el disco de Faraday (ver Figura 15):

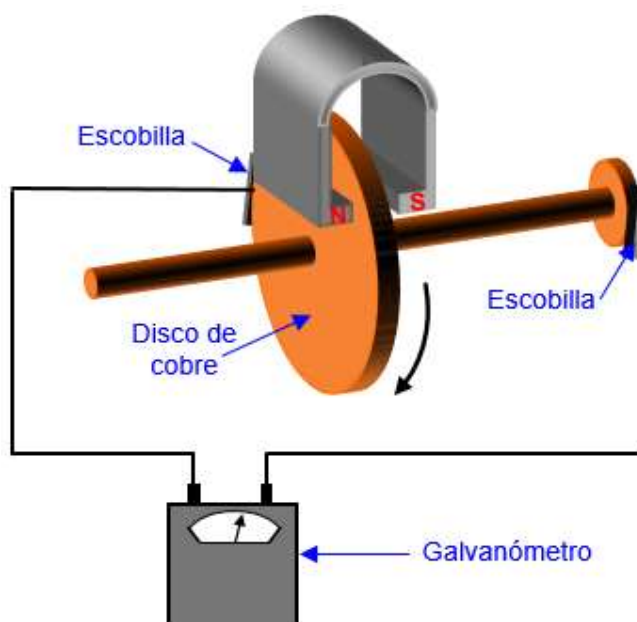


Figura 15 Disco de Faraday como generador eléctrico DC

Fuente: Fraile Mora, 2008

En su experimento usó un disco hecho de material de cobre de aproximadamente 300 milímetros de diámetro y 5 milímetros de espesor girándolo sobre un eje dispuesto en forma horizontal, este disco se colocó entre los polos norte y sur de un electroimán de alta intensidad. De modo paralelo, instaló una escobilla en contacto la parte externa del disco y otra escobilla en contacto con el eje. Así, comprobó con la ayuda de un galvanómetro unido a estas bandas,

que se obtiene una desviación del mismo. Con este experimento, Faraday demostró la consecución de electricidad en corriente continua por medio del empleo de imanes permanentes (Fraile Mora, 2008).

La dínamo fue el primer generador eléctrico con capacidad de entregar potencia a nivel industrial. La dínamo utiliza un conmutador que genera electricidad cuando se gira una bobina dentro de un campo magnético, como se muestra en la Figura 16.

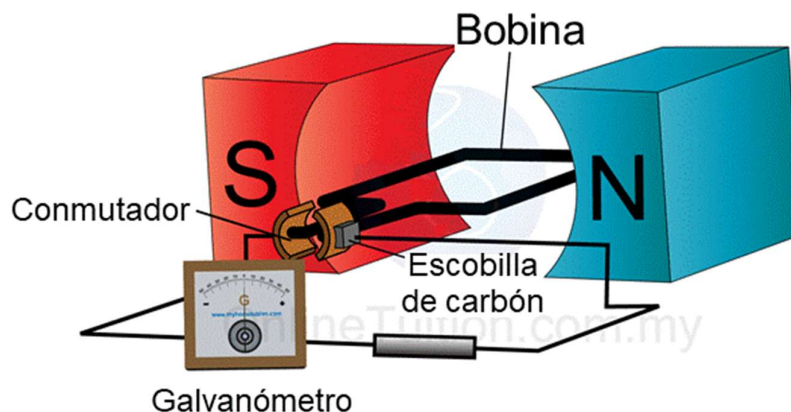


Figura 16 Principio de funcionamiento de un generador DC

Fuente: Fraile Mora, 2008

La "máquina dínamo-eléctrica" utilizó bobinas de campo electromagnético auto alimentadas en vez de la utilización de imanes permanentes para crear el campo del estator. El uso de electroimanes en sustitución de imanes permanentes aumentó en gran medida la potencia de salida de una dínamo y permitió la generación de alta potencia por primera vez (learn4electrical, 2015).

Los motores DC pueden ser usados como generadores DC sin tener que hacer modificaciones en su construcción. Para los generadores DC existen cinco distintos tipos de arreglo (Chapman, 2012):

- Generador de excitación separada. El flujo del campo magnético se obtiene a través de una fuente de potencia independiente del generador como tal.
- Generador en derivación. El circuito de campo se conecta de manera directa en los terminales del generador, así genera el campo magnético.

- Generador en serie. El inducido del generador va en conexión tipo serie con el circuito de campo.
- Generador compuesto acumulativo. La conexión de este tipo de generador es una combinación de serie y derivación.
- Generador compuesto diferencial. Es de conexión parecida al anterior, pero sus efectos se restan, al intercambiar de conexión las bobinas de campo con las de armadura.

En la Figura 17 se presenta el despiece de un motor/generador de DC de imanes permanentes (© Baldor Electric Company, may 2013).



Figura 17 Motor/Generador DC de imanes permanentes

Fuente: Catálogo de Baldor de Motores y unidades DC, 2016

2.1.3.2.2 Generador de corriente alterna AC

Existen distintos tipos de generadores eléctricos de AC, estos pueden agruparse de acuerdo a distintos factores y tipos de construcción, tal como: su velocidad de rotación, por el tipo de rotor y por la cantidad de fases de energía eléctrica generada.

De este modo se clasifican en:

- Por su velocidad de giro:
 - Asíncronos.
 - Síncronos.
- Por el tipo de rotor:
 - Motores de anillos rozantes.
 - Motores con colector.
 - Motores de jaula de ardilla.
 - Motores de rotor devanado.
- Por su número de fases de alimentación:
 - Monofásicos.
 - Polifásicos (Bifásicos, Trifásicos, etc.).

Sin embargo el primer enfoque de su construcción es en la ubicación de la armadura. Así, se tiene:

- Generador de armadura rotativa.
- Generador de campo rotativo.

La construcción básica del generador de armadura rotativa AC se muestra en la Figura 18.

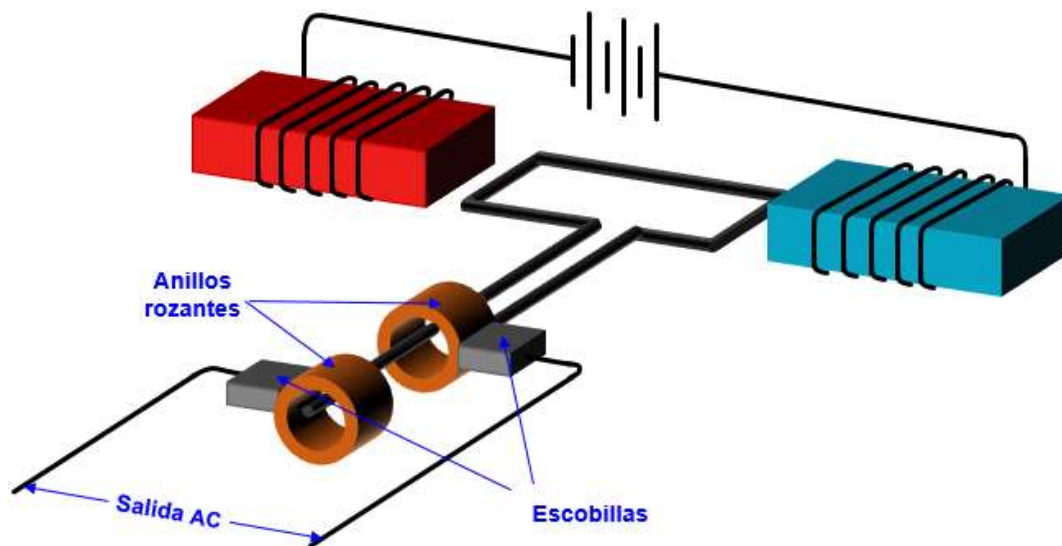


Figura 18 Construcción básica de un generador eléctrico AC de armadura rotativa

Fuente: Fraile Mora, 2008

El estator suministra un campo electromagnético estacionario por medio del electroimán. El rotor, que funciona como armadura, rota en medio del campo, el cual corta las líneas de la fuerza electromagnética y produce la tensión de salida deseada en AC. La tensión de salida se extrae del rotor por los anillos rozantes y las escobillas. Un anillo rozante está unido a cada extremo del lazo rotatorio. Las escobillas hacen contacto eléctrico en todo momento con los anillos deslizantes.

Los generadores de AC de armadura giratoria se usan comúnmente en aplicaciones donde se requiere pequeñas cantidades de energía. Al incrementarse la potencia, el diseño y construcción de los anillos rozantes y escobillas hace la aplicación muy costosa, ya que deben grandes cantidades de corriente. Por lo tanto, la mayoría de los grandes generadores de AC son máquinas de campos giratorios (Inc, O&M Consulting Services, 2014).

El generador de AC de campo giratorio, como se presenta en la Figura 19, La corriente continua en este tipo de generador, se obtiene a través de la instalación de una fuente de alimentación separada. Esta fuente se conecta por medio de escobillas y anillos deslizantes al devanado del rotor. Esto conserva un campo electromagnético giratorio de polaridad fija (de manera análoga a un imán de barra rotativo). El campo magnético giratorio del rotor se extiende hacia fuera y atraviesa los devanados del inducido, los cuales están en el estator que rodea al rotor.

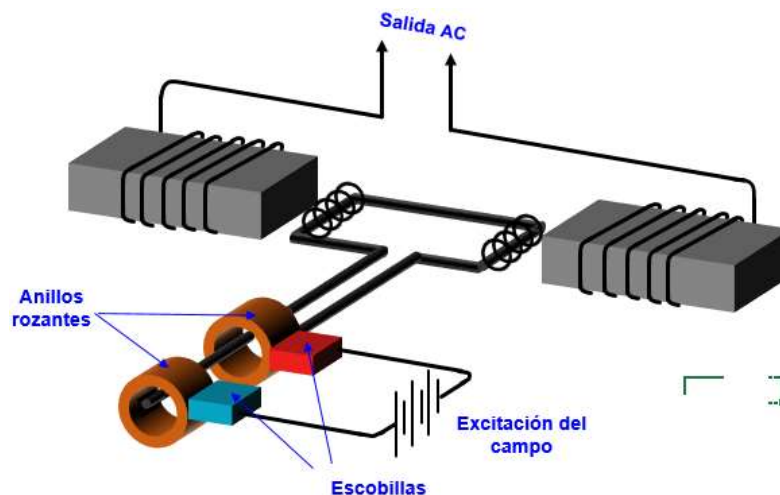


Figura 19 Construcción básica de un generador eléctrico AC de campo rotativo

Fuente: Fraile Mora, 2008

A medida que el rotor gira, se induce un voltaje alterno en los devanados del inducido debido a que los campos magnéticos cambian de polaridad a medida que el rotor gira. Debido a que la potencia de salida se toma de los devanados permanentes, la salida puede conectarse a través de terminales fijos. Esto permite manejar mayores cantidades de corriente ya que no hay contactos deslizantes y todo el circuito de salida está completamente aislado. Adicionalmente, debido a que las corrientes de campo son muchos menores que las de armadura, no se requiere diseño ni construcción especial en los anillos rozantes ni en las escobillas.

Los generadores eléctricos tradicionales de AC básicamente se clasifican en dos grupos: síncronos y de inducción. En los generadores síncronos, la forma de llevar la corriente a los devanados del rotor es por medio de un contacto giratorio (o también desde un transformador de excitación) ubicados en la parte externa y fija de la máquina. Para producir el flujo de corriente en el rotor de una máquina de inducción, el diseño constructivo de la máquina logra que exista una variación de tiempo del movimiento del rotor con respecto a las corrientes que se presentan en el estator (Fitzgerald, Kingsley, Jr., & Umans, 2003). Adicionalmente a estos dos grupos están los generadores paramétricos (Boldea, Ion, 2006), sin embargo su descripción no será tratada en el presente proyecto.

2.1.3.2.2.1 Generadores síncronos

Los generadores síncronos se destacan por tener un núcleo laminado del estator uniformemente ranurado en donde se aloja un devanado de corriente alterna AC que puede ser de una, dos o tres, fases. Por el lado del rotor se puede encontrar la aplicación de una corriente continua DC para la creación del campo magnético, la existencia de imanes permanentes o un rotor de polos salientes.

Los generadores síncronos se destacan por tener un núcleo laminado del estator uniformemente ranurado en donde se aloja un devanado de corriente alterna AC que puede ser de una, dos o tres, fases. Por el lado del rotor se puede encontrar la aplicación de una corriente continua DC para la creación del campo magnético, la existencia de imanes permanentes o un rotor de polos salientes.

Dado que los dos campos móviles (el del estator y del rotor) relativamente no interactúan entre ellos se produce un torque suavizado, entonces la velocidad n está rígidamente atada a la

frecuencia f del estator. Esto debido a que el campo magnético producido por el rotor es DC, típicamente heteropolar en generadores síncronos (Boldea, Ion., 2006).

La expresión Ec.2, define la frecuencia de salida del generador eléctrico síncrono, en función de la velocidad aplicada en el eje del rotor:

$$f = \frac{nP}{120} \quad \text{Ec.2}$$

Donde: f = Frecuencia eléctrica de salida

n = Velocidad del rotor

P = Número de polos del estator

La potencia de la corriente continua requerida para la excitación (creación del campo magnético producido en el rotor) corresponde a un muy pequeño porcentaje de la potencia del generador (entre 1 - 3% de la potencia nominal de la máquina).

En los primeros diseños de los generadores síncronos, se utilizó anillos rozantes o deslizantes para proveer la corriente continua (excitador), al rotor. En casi la totalidad de los casos estos anillos se instalan en el mismo eje del generador síncrono. En la Figura 20, se puede ver el detalle de los anillos rozantes.

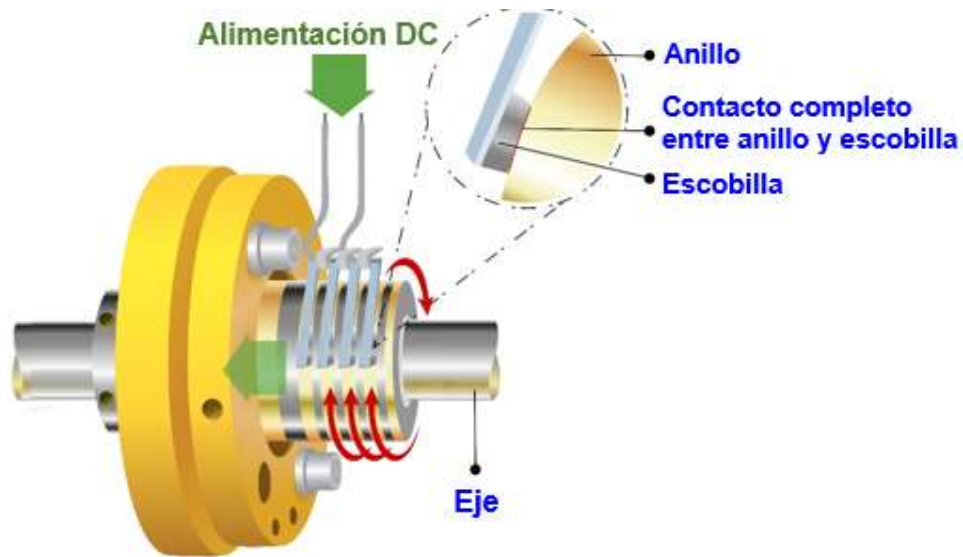
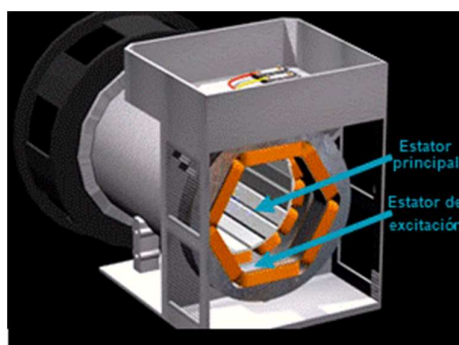


Figura 20 Diseño de los anillos rozantes y las escobillas para la excitación.

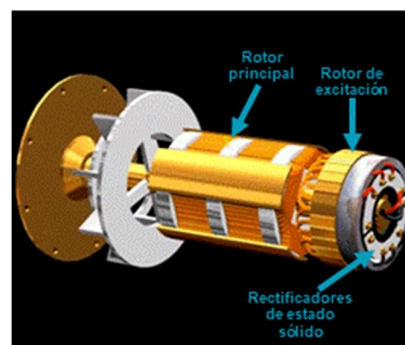
Fuente: Power by Proxi, 2014

En los sistemas más modernos, se utilizan excitadores de corriente alterna que están ubicados en el armazón de la máquina y los rectificadores de estado sólido para la excitación en corriente DC se ubican en el rotor. Este tipo de sistema se denomina sin escobillas (brushless).

En la Figura 21 puede observarse el sistema de excitación que no usa escobillas tanto en la parte fija de la máquina (estator), así como su localización en el rotor.



a) Estator



b) Rotor

Figura 21 Vista de componentes de un generador síncrono sin escobillas.

Fuente: Mahindra Powerol, 2011

Las máquinas síncronas, de la misma manera que cualquier otro convertidor electromecánico de energía, pueden funcionar tanto como motor como generador. (Fraile Mora, 2008).

2.1.3.2.2 Generadores asíncronos

Las máquinas de inducción son aquellas en las cuales la corriente alterna se suministra al estator directamente y al rotor por inducción o acción del transformador desde el estator.

Una ventaja importante de los motores de inducción es que no requieren de corriente de campo de DC para su funcionamiento (Chapman, 2012).

Los motores y generadores de inducción polifásica pueden ser construidos con dos tipos de rotor: rotor bobinado (wound rotor) y jaula de ardilla (squirrel-cage rotor).

El rotor bobinado se fabrica con un devanado polifásico similar al bobinado del estator, e incluye el número de polos. Los terminales del arrollamiento del rotor están conectados a anillos de rozamiento aislados montados en el eje. Las escobillas de carbón se instalan en conjunto con estos anillos para lograr que los terminales del rotor estén disponibles externamente al motor.

Las máquinas de inducción con rotor bobinado son relativamente poco frecuentes, encontrándose sólo en un número limitado de aplicaciones especializadas.

En la Figura 22 se puede apreciar el rotor y estator de una máquina de rotor bobinado.

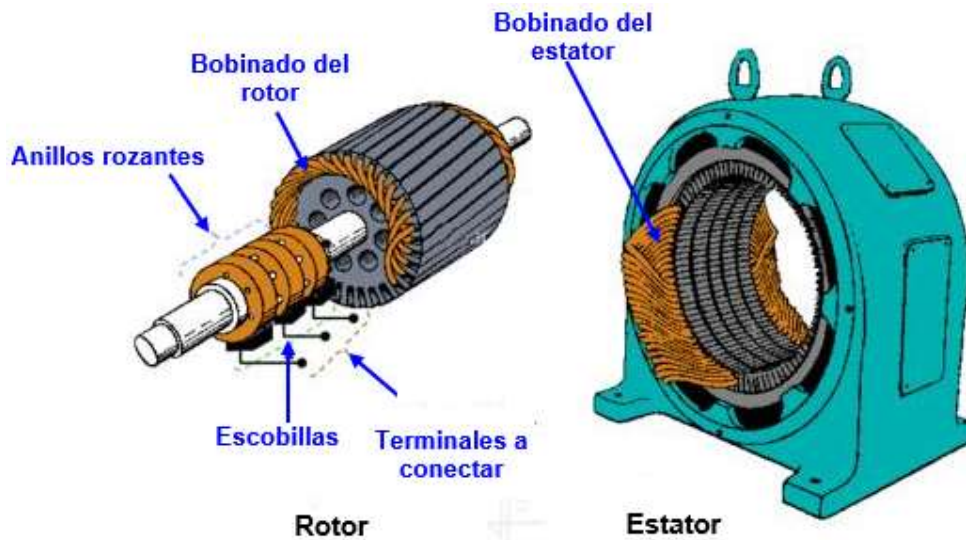


Figura 22 Máquina eléctrica trifásica de inducción de rotor bobinado

Fuente: Chapman, 2012

Las motores y generadores de inducción con construcción tipo jaula de ardilla presentan en su diseño un rotor cuyo devanado está conformado de barras conductoras insertas en ranuras en el hierro del rotor y a su vez cortocircuitadas en cada extremo a través de anillos de extremo conductores. Presentan una construcción robusta y dado lo simple del diseño, hacen que este tipo de motor de inducción sea el más usado en motores desde tamaños muy pequeños hasta motores de capacidad de miles de kW.

La Figura 23 muestra las diferencias entre los rotores de jaula de ardilla y de rotor bobinado:

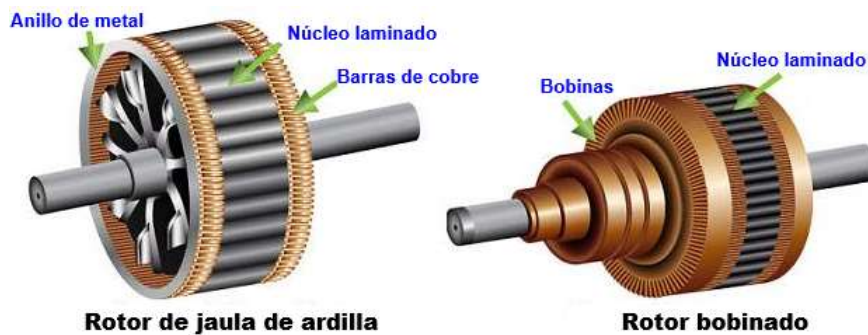


Figura 23 Rotores de motor de inducción: Jaula de ardilla y rotor bobinado

Fuente: Chapman, 2012

Para los motores de jaula de ardilla lo que produce el voltaje inducido en cada una de las barras del rotor es el movimiento relativo del rotor en comparación con el campo magnético del estator. Es precisamente este movimiento relativo lo que hace que el motor de jaula de ardilla pueda rotar. En el momento de arranque de la máquina como motor, rápidamente se acelera en la dirección del campo rotatorio. A medida que se incrementa la velocidad de giro, el movimiento relativo del campo magnético con respecto al rotor disminuye paulatinamente. Esto trae como consecuencia que la magnitud y la frecuencia del voltaje inducido disminuyan. Esto, debido a que las barras del rotor son cruzadas cada vez con menos rapidez. Así, la corriente en el rotor, la cual era muy alta al momento de arranque, disminuye rápidamente a medida que el motor adquiere velocidad.

La velocidad aumentará, pero nunca podrá igualar a la velocidad del campo rotatorio. Inclusive, si el rotor gira a la misma velocidad que el campo (velocidad síncrona en estator), el flujo ya no podrá atravesar las barras del rotor y por consiguiente el voltaje inducido y la corriente será cero (Wildi, 2007). Esta diferencia entre la velocidad síncrona y la velocidad del rotor se denomina deslizamiento y es definida en la Ec. 3.

$$s = \frac{(n_s - n)}{n_s} \quad \text{Ec.3}$$

Donde: s = Deslizamiento

n_s = Velocidad síncrona [rpm]

n = Velocidad del rotor [rpm]

Una máquina competa de inducción con rotor tipo jaula de ardilla, así como sus componentes puede apreciarse en la Figura 24.

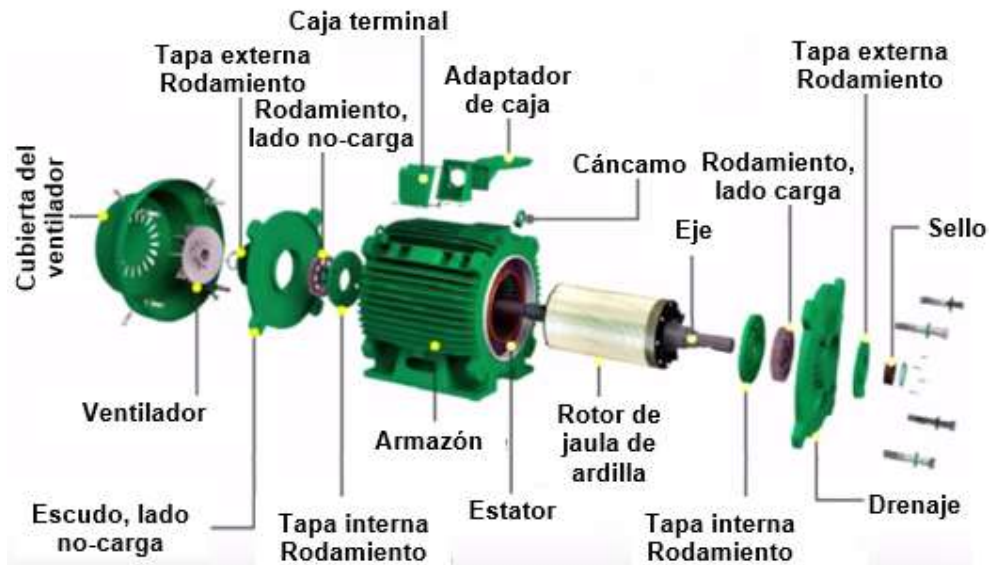


Figura 24 Máquina de inducción con rotor tipo jaula de ardilla

Fuente: Chapman, 2012

A pesar de que es posible hacer uso de una máquina de inducción ya sea como motor o como generador, presenta muchas desventajas como generador y, por ello, en raras ocasiones se usan en esta aplicación (Chapman, 2012). La máquina de inducción necesita la colocación de una resistencia en el circuito rotórico para que la fuerza electromotriz inducida pueda desfasarse de la fuerza electromotriz del estator y de esta manera se pueda producir el torque. Esto conlleva a tener un porcentaje importante de pérdidas en el rotor de la máquina de inducción, traducidas en calor que disminuye su eficiencia. Las máquinas sincrónicas no presentan este inconveniente y por ello pueden alcanzar rendimientos mayores al aumentar su tamaño (Aller, 2008).

Los controles del generador de inducción son muy parecidos a los de un motor de inducción, con algunas excepciones (US Motors, 2017):

- El sistema de generación debe incluir un control de limitación de velocidad. En el caso de que se pierda la carga eléctrica, el torque del elemento primario de movimiento (turbina) acelerará rápidamente el sistema a velocidades potencialmente peligrosas. Se requiere un freno, un regulador o un cierre del acelerador para evitar velocidades peligrosas.

- El interruptor eléctrico debe tener un sistema de protección instantánea de limitación de corriente. En el caso de un fallo de cortocircuito este sistema debe actuar.
- La salida del torque del elemento primario de movimiento tiene que estar limitada para evitar la sobrecarga del generador. Este control puede ser inherente al diseño de la turbina, o puede estar basado en señales de realimentación de la salida del generador. Si esto no es tomado en cuenta, la turbina podrá empujar más allá del torque de apriete (rompimiento) del generador, y causa embalamiento de la máquina.
- En algunos casos, la velocidad de la turbina puede caer por debajo de la velocidad síncrona del generador. Si esto sucede, el generador tratará de conducir el sistema. Si esta respuesta no es deseable, entonces el sistema puede ser detenido con un relé de potencia inversa, o por medio de un embrague de sobrecarga que puede ser utilizado para permitir que el motor funcione sin carga.

2.1.4 Turbinas hidráulicas

La turbina es uno de los componentes más importantes de una central hidroeléctrica pues produce el movimiento al generador eléctricos por consiguiente se obtiene energía eléctrica.

Las turbinas se clasifican en dos tipos: activas y reactivas (Juárez C., 1992).

En las turbinas activas el movimiento de la turbina se produce por la acción directa del agua sobre el rodete, el agua ingresa por la tubería de presión y directamente golpea las cucharas del rodete y hace girar es decir la fuerza de caída del agua golpea directamente la turbina y la mueve. Toda la energía potencial se convierte en velocidad en el distribuidor fijo. Entre la entrada y salida del rodete no hay caídas de presión. El flujo solo se desvía en el rodete.

En el caso de las turbinas reactivas la energía potencial es convertida en parte en el distribuidor y en parte en el rodete. En el rodete hay una diferencia de presión entre la entrada y la salida. El flujo es desviado y acelerado en el rodete. El agua sale del distribuidor con una presión que disminuye a medida que el agua atraviesa los alabes del rodete. El agua circula a presión en el distribuidor y rodete, por lo tanto la energía potencial del salto se transforma parte en cinética y otra en energía de presión (Martín Conti, 2010) .

En el mundo de las centrales hidráulicas se utilizan tres tipos de rodetes que son:

- Pelton
- Francis
- Kaplan

2.1.4.1 Turbina Pelton

La turbina Pelton debe su nombre a Lester Allan Pelton (1829-1908), el cual en su búsqueda de oro en California, conceptualizó la idea de diseñar una rueda con cucharas periféricas para tomar beneficio de la energía cinética de un chorro de agua proveniente de una tubería a presión que incide tangencialmente sobre la rueda. Luego de varios ensayos acerca de la forma de álabes, logró patentar la rueda en 1880. Desde entonces ha tenido gran desarrollo, mejoras y aplicaciones a nivel mundial (Figueroa, 2013).

Las turbinas Pelton son turbinas de chorro libre que se acomodan a la utilización de saltos de agua con mucho desnivel y caudales relativamente pequeños, con márgenes de empleo entre 60 y 1500 m, consiguiéndose rendimientos máximos del orden del 90% (Fernández Díez , 1996). Es una turbina de acción por golpeo directo, es decir por donde ingresa el agua golpea las cucharas y hace mover al eje, normalmente son tangenciales es significa que, el agua entra tangente al rodete y normalmente son de eje horizontal.

Se tiene la entrada de agua con un distribuidor, el agua sale por las toberas colocadas alrededor del rodete y hace que este gire con una fuerza de impulso igual en todos sus puntos.

Esta turbina se la utiliza en grandes saltos de agua muy grandes pero que tenga poco caudal porque al ser de acción lo que interesa no es el caudal del agua sino el golpe que genera esa agua y cuanto más altura tenga mayor será el golpe y por lo tanto más fuerza producirá sobre el rodete. En una turbina Pelton la dirección del chorro de agua es tangencial y es controlada por medio de los inyectores.

La variación del caudal del chorro para regular la potencia se logra a través de una aguja con la que se puede disminuir o aumentar la sección de salida de la boquilla; su regulación puede ser manual o automática mediante un servomotor.

Una turbina Pelton puede tener entre 1 y 6 inyectores como máximo. En caso de tener un solo inyector, el eje del rodete usualmente se ubica de manera horizontal, mientras que si posee dos

o más inyectores, el eje del rodete se diseña normalmente vertical, con el generador ubicado por encima de la turbina. Para ello, la tubería forzada se divide tantas veces como número de inyectores, y con ello cada uno de los inyectores tendrá su tubería propia (González Marcos, febrero 2009).

En la Figura 25 se presenta el rodete de una turbina Pelton y un arreglo de turbina Pelton con cinco (5) inyectores.

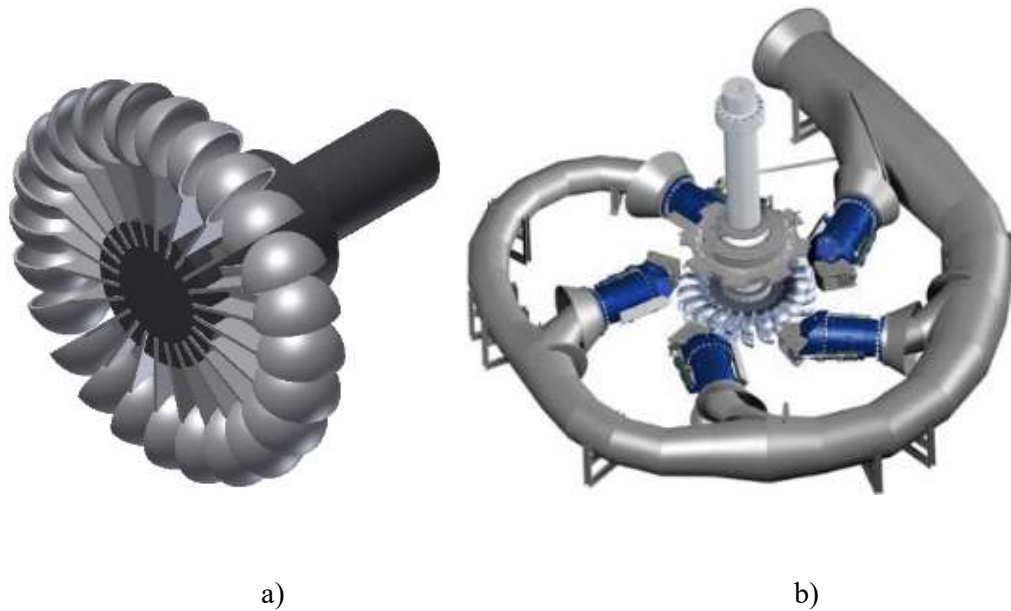


Figura 25 Turbina Pelton a) Rodete de la Turbina. b) Turbina con cinco inyectores

Fuente: Voith Company, 2015

Se puede modificar la cantidad de inyectores de unas dimensiones dadas, por un mayor número de inyectores más pequeños. Esto permite el diseño turbinas de mayor diámetro, que pueden girar a una velocidad mayor; no obstante, hay que evaluar la fatiga del material de los álabes que se someten a esfuerzos más repetitivos, a medida que se incrementa el número de chorros de agua (Fernández Díez , 1996).

2.1.4.2 Turbina Kaplan

Fue inventada por el Prof. Viktor Kaplan de Austria entre los años 1913 - 1922.

La turbina Kaplan es del tipo hélice, muy parecida a las hélices de avión, pero la diferencia entre las hélices de avión y la turbina Kaplan es que las de avión tienen álabes fijos mientras que la turbina Kaplan tiene cuchillas ajustables.

Los álabes de la turbina Kaplan son ajustables para obtener una variación del flujo muy eficientemente cuyo rango de trabajo para el uso de las turbinas Kaplan es de cabezal de 2m a 40m de columna de agua (Basnet, Apr 8, 2015).

Pertenece al grupo de máquinas hidráulicas de reacción de flujo tipo axial. Posee álabes móviles que le proporciona la virtud de adaptarse a diferentes condiciones de flujo sin producirse una merma en su rendimiento. Las condiciones para su aplicación son sitios con pequeña altura del nivel de agua pero, pero que con alto caudal.

Sus características principales son:

- Velocidades relativamente altas.
- Dimensiones reducidas.
- Alto rendimiento con carga variable.
- Capacidad para soportar sobrecargas.

En la turbina Kaplan el rodete se destaca por tener pocos alabes dispuestos de forma radial sin poseer corona exterior. La forma de los alabes posee características hidrodinámicas con poca curvatura lo que incrementa su rendimiento y permite un aumento de la velocidad del agua. Todas estas ventajas implican un diseño y construcción de este tipo de turbinas con diámetros de rodete bastante pequeños (Romero Martínez, Gonzalez Quintanilla, Menjivar Leonardo, Portillo Siguenza, & Cubías Alas, 20 de julio de 2009).

Utiliza la potencia del eje que desplaza el agua axialmente y crea un empuje axial en la turbina. El agua fluye axialmente y crea fuerzas axiales en las paletas de la turbina para producir la potencia en el eje generador.

El generador va ubicado en la parte superior, por encima del distribuidor y de la turbina, como puede verse en la Figura 26, donde se muestra la turbina Kaplan y sus componentes. Por otro lado en la Figura 27 se muestra una turbina Kaplán ensamblada y el detalle de ajuste del distribuidor.

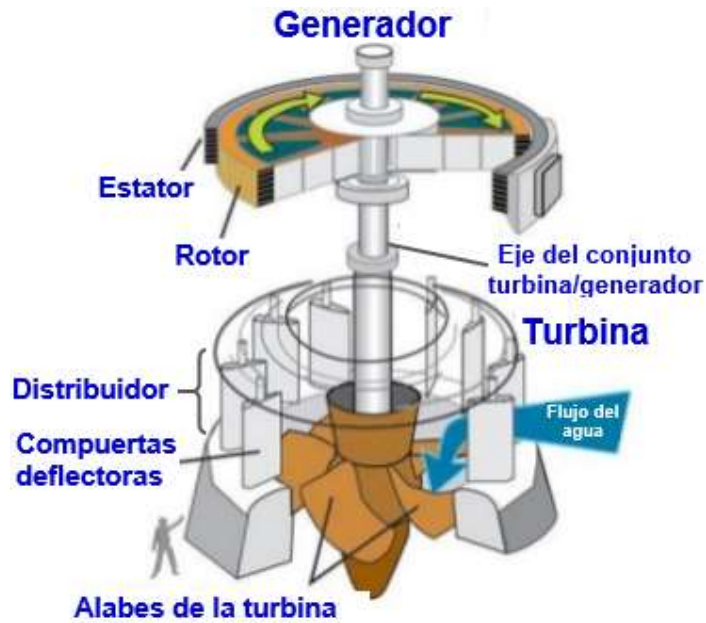


Figura 26 Componentes de la turbina Kaplan

Fuente: Zeco, 2011



a)



b)

Figura 27 Turbina Kaplan y distribuidor, a) Turbina Kaplan ensamblada, b) Distribuidor con palanca de ajuste para apertura de compuertas

Fuente: Zeco, 2011

2.1.4.3 Turbina Francis

En 1849, James Bicheno Francis realizó importantes estudios sobre una turbina con flujo radial hacia adentro. Aunque Francis no inventó este tipo de turbina, realizó importantes mejoras en su diseño y construcción. Sus estudios realizados acerca de las características operativas de este tipo de turbina fueron mucho más amplios y precisos.

En su libro de 1855, "Experiencias hidráulicas de Lowell", Francis publicó un relato detallado del trabajo experimental sobre esta turbina. Posteriormente se publicó con material adicional en 1868 y 1883. Por todos estos trabajos es que a este tipo de turbina se le conoce como turbina Francis (Shortridge, February, 1989).

Las turbinas Francis, son del tipo radial, con admisión centrípeta y tubo de aspiración. Por lo general se diseñan y fabrican para condiciones de máximo rendimiento. Por la forma del rodete pueden ser: lentas, normales y rápidas (Fernández Díez , 1996).

Las turbinas de Francis se utilizan para generar cerca del 60% de la energía hidroeléctrica global en el mundo, convirtiéndose en el tipo más comúnmente usado de las turbinas hidráulicas. Este tipo de turbina recibe agua a alta presión y hace que el agua que sale de la turbina salga a una presión mucho más baja. Este cambio de momento se transfiere a las cuchillas y hace que el eje gire a una frecuencia mucho mayor. Esto hace que la turbina Francis sea capaz de una salida de potencia mucho mayor y por lo tanto una eficiencia más alta que otros tipos de turbinas.

Los componentes principales de una turbina de Francis son el distribuidor, los álabes móviles del distribuidor, los álabes fijos, la cámara espiral, y el tubo de aspiración. Los álabes del distribuidor son los componentes de la turbina que el agua golpea. La fuerza de impacto del agua en los álabes causan la rotación del distribuidor, lo que hace que el eje gire también. Las compuertas se fijan en la entrada y controlan el ángulo del flujo del agua hacia los álabes del distribuidor. También hacen que la energía de presión creada por el agua se convierta en energía cinética y momento y reduzca el giro causado por el agua que entra en la turbina a altas presiones. Dado que estas compuertas guías controlan el flujo de agua que impacta al corredor, indirectamente pueden afectar la producción de energía del generador. Esto es importante, ya que la demanda de energía puede cambiar en cualquier momento. Las compuertas guías pueden ser controladas y sincronizadas lo mejor posible con la demanda de energía en esa zona local

(Haas, Hiebert, & Hoatson, November 11, 2014). En la Figura 28, se presenta un modelo en 3D de una Turbina Francis

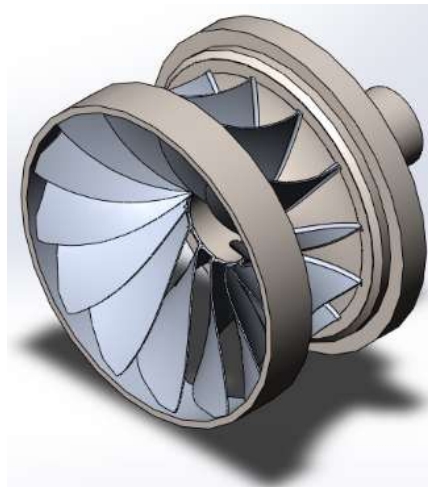


Figura 28 Turbina Francis
Fuente: Haas, Hiebert, & Hoatson, 2016

En la Figura 29 se muestra los componentes de una turbina Francis

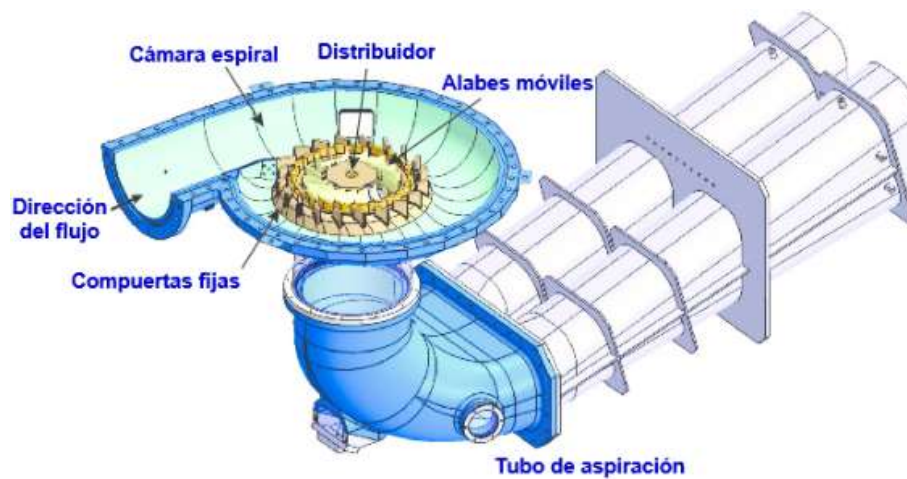


Figura 29 Componentes de una turbina Francis
Fuente: Haas, Hiebert, & Hoatson, 2016

2.1.5 Parámetros de la generación hidroeléctrica

En la generación de electricidad por medio de una central eléctrica, hay tres parámetros que deben ser regulados constantemente y con alta exactitud para conectarse a la red eléctrica: voltaje, frecuencia y fase.

En la Figura 30 se puede observar cómo se realiza el control de estos tres parámetros en una central hidroeléctrica:

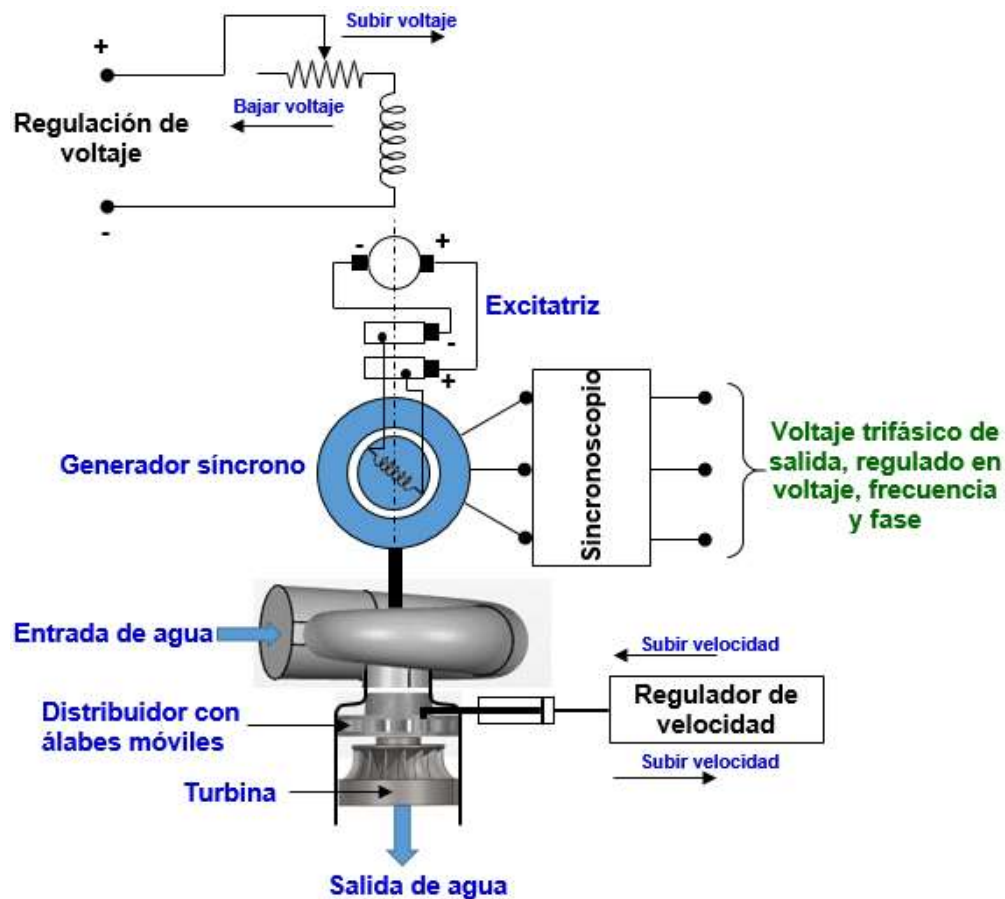


Figura 30 Funcionamiento de un generador síncrono de una central hidroeléctrica

Fuente: Fraile Mora, 2008

En la Figura 31 se aprecia tres controles importantes: por un lado el regulador de voltaje, proceso que ocurre en la excitatriz en la cual una variación de la corriente de campo del generador permite regular el voltaje de salida; por otra parte la turbina hidráulica que mueve el generador, que lleva un regulador de velocidad en el que se varía el ángulo de los álabes móviles

del distribuidor de la turbina, así logra controlar la velocidad del conjunto y por ende la frecuencia de salida del generador. Por último, con la ayuda de un sincronoscopio, se logra colocar la salida del generador en fase con la red para realizar a la interconexión.

En una central eléctrica, en cada unidad generadora se controla la velocidad del conjunto por medio del regulador de velocidad de turbina, que recibe también el nombre de regulación primaria (Fraile Mora, 2008).

Además de estos controles básicos para la operación de una central hidroeléctrica, hay que añadir los correspondientes a los sistemas de protección tanto de equipos como de la operación de todo el proceso. Es así como, en función de la automatización presente en cada central, se puede tener:

- Medición del nivel de agua de la presa.
- Medición de presión de agua de descarga.
- Medición del caudal de agua a turbinar.
- Medición de temperatura de cojinetes, rodamientos y devanados del generador y turbina.
- Medición de velocidad del generador.

Todos estos sistemas de medición pueden tener tres variantes o combinación de ellas. Esto es: indicación local, medición continua remota y medición discreta o interruptores de valores alto o bajo de la variable a medir.

De igual manera se requiere que todos elementos de medición puedan ejercer una acción de control. Para ello se necesita del elemento de automatización y del elemento final de control. Por ejemplo PLC y válvulas de control.

De acuerdo a lo anterior, en las siguientes subsecciones se describirá cada uno de los elementos anteriores.

2.1.5.1 Medición de presión

En la industria y a través de los años hay un gran avance en distintos tipos de tecnologías para medir presión. En función del principio de medición, el rango (vacío, absoluto, alta presión,

diferencial, referencial) y tipo de indicación los medidores de presión se pueden clasificar como se indica en la Figura 31 (Liptak, Bela G., 2003).

Fuelle	Presión absoluta de balance de movimiento	Sensores de alta presión	Medidor de Pistón de Peso Muerto
	Presión absoluta de balance de fuerza		Módulo de masa
	Referencia de presión atmosférica Balance de movimiento		Celda de Manganina
	Referencia de presión atmosférica de balance de fuerza		Campana invertida
Tubo Bourdon	Manóstato tipo aneroides	Manómetros	Anillo de equilibrio
	C-Bourdon		Manómetro de flotador
	Espiral de Bourdon		Barómetros
	Bourdon helicoidal		Manómetros visuales
Diafragma	Helice de cuarzo	Repetidores de presión	Célida D / P
	Presión absoluta de balance de Movimiento		Diafragma estándar
	Presión absoluta de balance de Fuerza		Diafragma inferior
	Referencia de presión atmosférica Balance de movimiento		Ionización
Referencia de presión atmosférica de balance de fuerza	Cátodo frío		
Electronico	Galga extensiométrica	Térmicos	Termocupla
	Sensor capacitivo		Termopila
	Potenciométrico		Sensor de vacío Pirani
	Cable Resonante	Mecánicos	Helice de cuarzo
	Piezoeléctrico		Vacuómetro de McLeod
	Magnético		Momento molecular
Óptico		Capacitancia	

Figura 31 Tipos de medición de presión

Fuente: Liptak, Bela G, 2003

Entre todos estos para las aplicaciones de generación hidroeléctrica, los más usados son los manómetros por tubo Bourdon y los electrónicos de sensor capacitivo.

2.1.5.2 Manómetros por tubo Bourdon

En el siglo XIX empezó con el desarrollo de las primeras máquinas de vapor y vehículos a vapor. El rango del medidor de presión de la columna de líquido inventado por Otto von Guericke (1602 a 1686) no pudo utilizarse para estas máquinas. La columna de agua que Otto von Guericke colocó en su casa fue de más de 10 metros, de alto, pero los avances industriales requieren presiones mucho más altas a ser medidas. Las vibraciones también se aumentaron. Por lo tanto, hubo una demanda urgente a mediados del siglo XIX por la utilización de instrumentos de medición más adecuados.

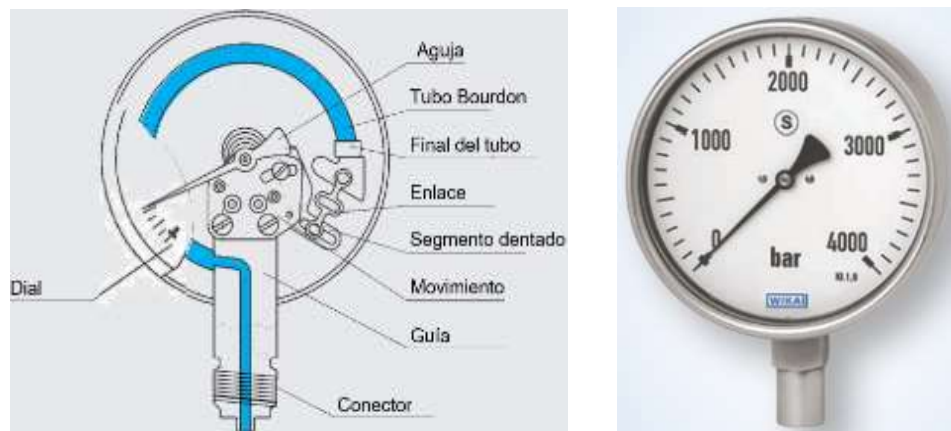
El primer manómetro con un elemento de medición flexible fue el manómetro de tubo Bourdon. Aunque fue inventado en 1846 por un ingeniero alemán llamado Schinz (hizo los primeros tubos de medición en 1845), fue el ingeniero francés Bourdon quien finalmente recibió una

patente para este elemento de medición en 1848 y dio su nombre a este instrumento (WIKA Instrument Corporation, August, 2008).

Los tubos de Bourdon son tubos formados radialmente con una sección transversal oval. La presión del medio actúa en el interior de este tubo. El extremo del tubo que no es fijo se mueve, con este movimiento proporcional al valor de la presión. Este movimiento se indica mediante una aguja o puntero.

Los tubos de forma circular, doblados en un ángulo de aprox. 250 °, se utilizan para presiones de hasta aproximadamente 60 bar. En caso de aplicaciones con presiones mayores se utilizan tubos con un número de bobinas superpuestas del mismo diámetro (tubos helicoidales) o bobinas espirales en un nivel (tubos en espiral) (WIKA Alexander Wiegand SE & Co. KG, Jan 2017).

En la Figura 32 se muestra un manómetro por principio de medición de tubo Bourdon y sus componentes internos.



a)

b)

Figura 32 Manómetro con tubo Bourdon, a) elementos internos, b) manómetro

Fuente: WIKAI Alexander Wiegand SE, 2017

En caso que se quiera mantener aislado los componentes internos del manómetro del fluido al que se le mide la presión (ya sea por fluidos corrosivos, muy viscosos o con alto nivel de

impurezas o partículas sólidas), se puede añadir un sello de diafragma. Este arreglo se observa en la Figura 33.

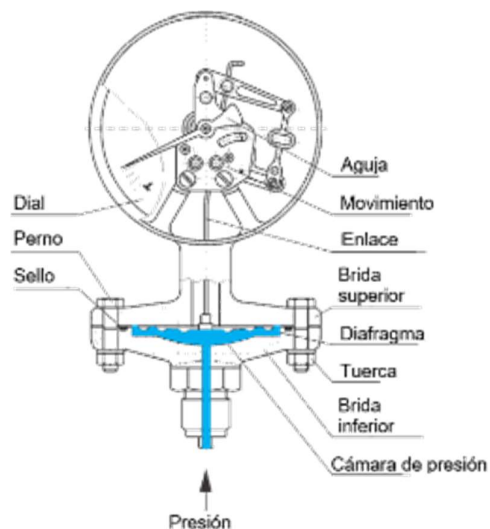


Figura 33 Manómetro de tubo Bourdon con diafragma

Fuente: WIKA Alexander Wiegand SE, 2017

2.1.5.3 Medidor de presión electrónico de sensor capacitivo

Aunque a los manómetros se les puede adicionar elementos para lograr tener una indicación remota (por medio de un transmisor analógico, digital o híbrido), en su concepto básico, se trata de una indicación local.

En aplicaciones donde se requiere tener una indicación remota (para ser monitoreada y controlada en una sala de control), comúnmente se usa transmisores de presión diferencial electrónico con principio de medición por sensor capacitivo.

El transmisor de presión es ampliamente utilizado donde se requiere indicación y / o un registro de presión en un lugar no adyacente al elemento primario, y donde el alto rendimiento general es obligatorio (Rosemount Inc., 1998).

En la figura 34 se presenta el principio de medición de este tipo de transmisor electrónico. Este tipo particular utiliza una técnica de capacitancia de dos hilos. La toma de presión diferencial del proceso se transmite a través de diafragmas de aislamiento y fluido de llenado de aceite de silicón a un diafragma de detección en el centro de la celda. El diafragma de detección es un

elemento de muelle estirado que se deforma cuando se aplica sobre él una presión diferencial. El desplazamiento del diafragma es proporcional a la magnitud de la presión diferencial aplicada. La posición del diafragma de detección es detectada por las placas de un capacitor localizado a los dos lados del diafragma de detección. La capacitancia diferencial entre el diafragma de detección y las placas de condensador se convierte en señal electrónica que luego es transmitida por cualquier protocolo estándar de la industria, ya sea digital o analógica.

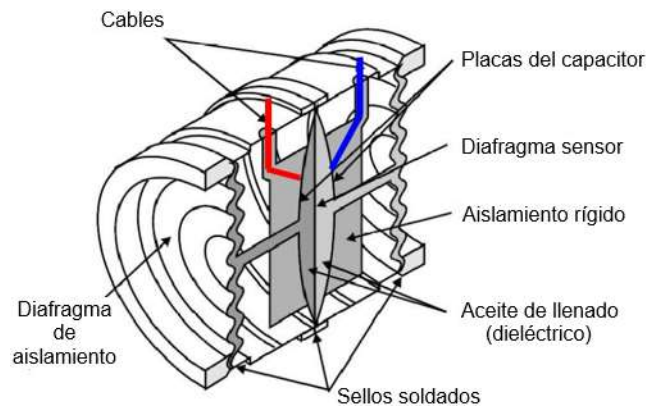


Figura 34 Elemento sensor de transmisor de presión por capacitancia.

Fuente: Rosemount Inc., 1998

En la Figura 35 se presenta dos modelos de transmisores de presión diferencial

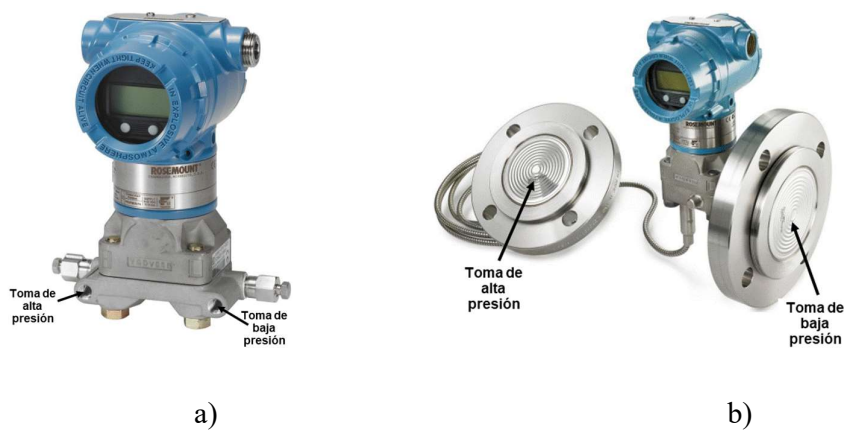


Figura 35 Transmisores diferenciales de presión, a) transmisor de presión diferencial, b) transmisor diferencial con sellos remotos

Fuente: Emerson, 2017

2.1.5.4 Medición de nivel

Existen diversas maneras que permiten la medición de nivel, depende de la aplicación, tipo de fluido, forma del contenedor donde se quiere medir el nivel, si el recipiente está presionado o está a la atmósfera, etc.

Las principales maneras de medir nivel se enumeran a continuación (The Rosemount Level Marketing Team, June 2013):

- Medición tipo Manual / mecánico:
 - Interruptores flotantes.
 - Sistemas de flotación.
 - Sondas de calibración / varillas de inmersión.
 - Gafas de visión.
 - Niveles de cinta y sistemas de cinta.
- Medición tipo Electromecánica:
 - Desplazadores.
 - Magnetostrictivo.
 - Cinta de resistencia.
 - Supresión de rotación.
 - Servo.
- Medición por Contacto electrónico:
 - Capacitancia.
 - Conductividad.
 - Óptico.
 - Tecnologías de nivel de presión.
 - Radar de sonda guiada.
 - Híbrido (nivel de presión y radar).
 - Térmico.
 - Nivel de vibración (diapasón).
 - Sensores de nivel ultrasónico de hendidura.
- Medición tipo Electrónico sin contacto.
 - Láser.

- Celdas de carga.
- Nuclear.
- Radar sin contacto.
- Ultrasónico.

En el caso de las centrales hidroeléctricas, por ser recipientes abiertos (represa) y por tratarse de un fluido limpio (agua) el medidor de nivel más usado es por presión.

Se basa en la aplicación de la ecuación de Bernoulli entre dos puntos. La ecuación de Bernoulli indica que la suma de la energía de presión (P), la energía cinética ($\frac{1}{2}\rho v^2$) y la energía potencial (ρgh) en un tubo serán iguales en cualquier sección transversal (The Rosemount Level Marketing Team, DP Flow Theory - Deriving the DP Flow Equation (Part 1), October 2009), como se indica en la ecuación Ec.4.

$$P_1 + \frac{1}{2}\rho v_1^2 + \rho gh_1 = P_2 + \frac{1}{2}\rho v_2^2 + \rho gh_2 \quad \text{Ec.4}$$

Donde: P_1 = Presión en el punto 1

ρ = Densidad del fluido

v_1 = Velocidad en el punto 1

h_1 = Altura en el punto 1

P_2 = Presión en el punto 2

v_2 = Velocidad en el punto 2

h_2 = Altura en el punto 2

g = Aceleración de la gravedad

Una columna vertical de fluido ejerce una presión debido al peso de la columna. La relación entre la altura de la columna y la presión de fluido en la parte inferior de la columna es constante para cualquier fluido particular (densidad) independientemente de la anchura o forma del vaso.

Este principio permite inferir la altura del líquido en un recipiente y medir la presión generada en el fondo (Kuphaldt, January, 2009), como se indica en la Figura 36:

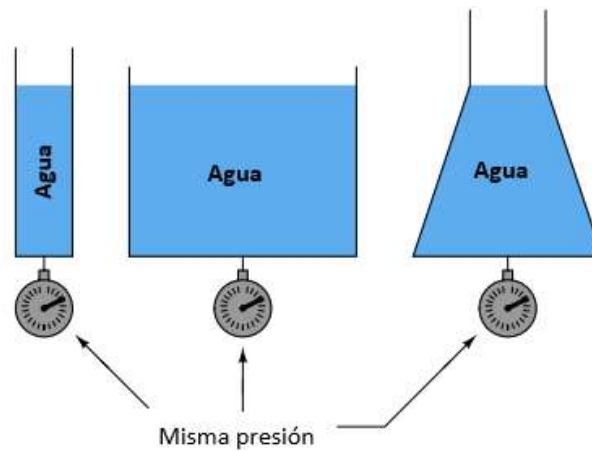


Figura 36 Presión hidrostática en tres diferentes recipientes

Fuente: Kuphaldt, 2009

La relación matemática Ec.5, entre la altura y la presión de la columna de líquido, así como el despeje de la altura (ecuación Ec.6), como se muestra a continuación:

$$P = \rho gh \quad \text{Ec.5}$$

De aquí que

$$h = \frac{P}{\rho g} \quad \text{Ec.6}$$

Donde: P = Presión hidrostática

ρ = Densidad del fluido

g = Aceleración de la gravedad

h = Altura de la columna de líquido

Esto implica que puede emplearse un transmisor de presión para medir nivel y como se trata de un recipiente abierto, no se requiere que sea de presión diferencial ya que la toma de baja presión corresponderá a la presión atmosférica. Así sólo se requiere un transmisor de nivel con una toma de presión.

La figura 37 muestra un posible medidor de nivel para esta aplicación.



Figura 37 Transmisor de nivel con sello

Fuente: Catálogo de ABB, 2017

2.1.5.5 Medición de caudal o flujo

Existe una gama muy amplia de medición de flujo, en función de su principio de medición y la tecnología usada.

A continuación un listado de estos tipos (Liptak, Bela G., 2003):

- Tomas de codo
- Deflección de chorro de aire
- Placa de orificio
- Tubos Pitot
- Cuña segmentada
- De disco de presión
- Caudalímetro cónico en V
- Tubos Venturi
- Boquillas de flujo
- Caudalímetros de flujo laminar
- Flujómetros magnéticos

- De masa Tipo Coriolis
- Bombas Dosificadoras
- Medidores de gas de desplazamiento positivo
- Medidores líquidos de desplazamiento positivo
- Caudalímetros de Sólidos
- Medidores Térmicos (Flujo Másico)
- Caudalímetros de turbina (doble turbina)
- Flujómetros ultrasónicos
- Flujómetro de efecto Doppler
- Caudalímetros de área variable (Rotámetros)
- Tipo Vortex
- Vertederos

La escogencia del medidor adecuado depende de múltiples factores entre los que se encuentran:

- Rango de medición.
- Exactitud de la medición.
- El perfil de velocidad (Flujo laminar o turbulento).
- Temperatura del fluido y condiciones de presión.
- Restricciones de tramos de tubería recta aguas arriba y aguas abajo del medidor.
- Calidad del fluido (está limpio o “sucio”, son barros, son bifásicos, contienen sólidos, etc)
- Tamaño de la tubería.
- Consideraciones de la tubería.
- Viscosidad del fluido.
- Conductividad del fluido.
- Tipo del fluido (compresible o incompresible, newtoniano o no newtoniano).

En las centrales hidroeléctricas, aunque se maneja un fluido limpio (agua), las dimensiones de las tuberías son sumamente grandes, motivo por el cual se descartan los tipos medidores intrusivos. En estos casos pueden utilizarse medidores de nivel por diferencial de presión y medidores de caudal másicos por temperatura.

2.1.5.6 Medición de temperatura

La temperatura es un concepto físico tan primordial como las tres cantidades básicas de la mecánica: masa, longitud y tiempo. La temperatura es una expresión que implica una situación física de la materia. La teoría cinética clásica representa el calor como una forma de energía asociada con la actividad de las moléculas de una sustancia. Al estar todas estas partículas en movimiento constante, esta energía se refleja en calor. La temperatura es una medida de este calor (Liptak, Bela G., 2003).

La temperatura puede ser medida por muchos elementos:

- Elementos Bimetálicos
- Indicadores de color
- Fibra óptica
- Líquido lleno de elementos
- Vapor
- Gas
- Mercurio
- Termómetro de vidrio.
- Diodos de circuito integrado
- Transistores
- Resistencias de carbono
- Sensores Fluidos
- Cristales Líquidos
- Sales Paramagnéticas
- Espectroscopia
- Termografía
- Pirómetros
- Cristales de Cuarzo
- Bombillas de Resistencia
- Resistencias de platino
- Termistores
- Termopares
- Ultrasónico

Para la medición de temperatura de los cojinetes, rodamientos y devanados de motor el elemento más comúnmente usado es el detector de temperatura resistivo RTD (Resistance Temperature Detector).

Los RTD son resistencias cuyo valor óhmico depende de la temperatura. Son altamente lineales y pueden variar tanto positivamente como negativamente que dependen de los materiales de construcción.

El platino se escogió como el material resistivo más apropiado en la instrumentación industrial en la fabricación de los RTD, por sus características físicas y eléctricas. Estas ventajas incluyen alta resistencia química, relativa facilidad en su fabricación como alambre que incluye altos grados de pureza y la propiedad de reflejar siempre fielmente sus características eléctricas. Estas propiedades están establecidas en la norma IEC 751 para garantizar igualmente la intercambiabilidad con distintos fabricantes.

De los sensores de platino más usados en la industria está la PT100, designada así por ser presentar un valor de 100Ω a 0°C .

En la Figura 38 se presenta el detalle constructivo de una PT100 (WIKA Instrument Corporation, August, 2008).

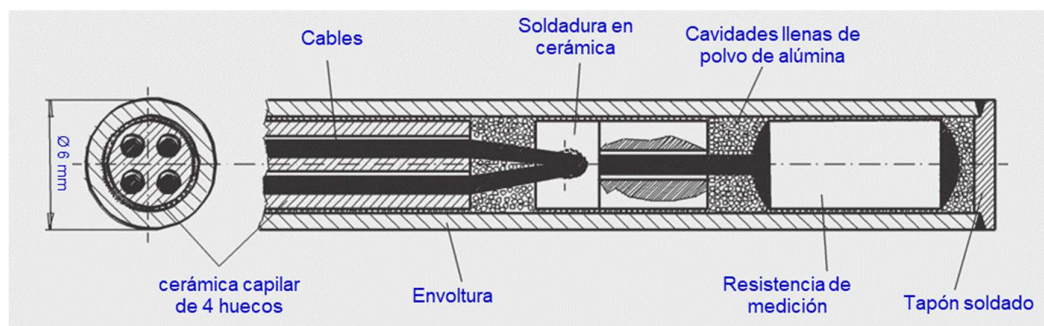


Figura 38 Detalle de construcción de una PT100

Fuente: WIK A Instrument Corporation, 2008

En el Anexo 1 está la tabla de los valores de resistencia de una PT100 con respecto a variaciones de la temperatura en grados Celsius.

2.1.5.7 Medición de velocidad

La velocidad de rotación de una máquina puede medirse de distintas formas. Un método común de tacometría es detectar la velocidad de rotación mediante un interruptor de proximidad y utilizar un contador para registrar el número de rotaciones.

También existen tacómetros manuales de contacto y sin contacto. De igual manera se pueden usar motores de dos fase de AC acoplados al motor y se puede usar un circuito detector de cruce por cero para determinar su frecuencia y por ende su velocidad de rotación.

El elemento más usado por su precisión al momento de medir velocidad rotatoria es el codificador rotativo. Los codificadores rotativos son sensores que detectan la posición y la velocidad al convertir los desplazamientos mecánicos rotacionales en señales eléctricas y procesar esas señales.

En la Figura 39 está la estructura de un codificador rotativo.

Cuando un disco con un patrón óptico gira junto con el eje, la luz que pasa a través de dos ranuras se transmite o bloquea en consecuencia. La luz se convierte en corrientes eléctricas en los elementos detectores, que corresponden a cada ranura, y se emite como dos ondas cuadradas. Las dos ranuras están posicionadas de manera que la diferencia de fase entre las salidas de onda cuadrada sea $1/4$ del tiempo de luz (Omron, 2017).

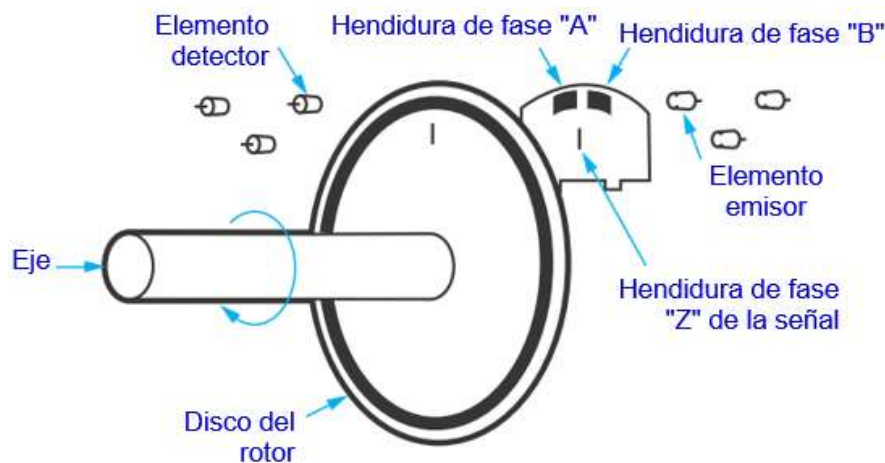


Figura 39 Estructura de un codificador rotativo

Fuente: Omron, 2017

En la Figura 40 se puede observar dos codificadores rotativos:



Figura 40 Codificador rotativo.

Fuente: Omron, 2017

2.1.6 Automotización

La Automatización Industrial es la implementación de diferentes tecnologías para controlar y monitorear un proceso, máquina, aparato o dispositivo que por lo regular cumple funciones o tareas repetitivas, haciendo que opere automáticamente, reduciendo al mínimo la intervención humana.

La automatización se la realiza a través de controladores lógicos programables (PLC), que es quién ejecuta los procedimientos en función de datos que se recopilan por medio de los diferentes tipos de entradas que posee el PLC.

2.1.6.1 PLC

Adicional a todos los elementos sensores y transmisores de distintas variables, se requiere el equipo donde ejecutar todas las maniobras de control y que a su vez tenga la capacidad de ofrecer un interfaz de interacción con el operador o mantenedor.

Uno de los elementos más empleados para dicho fin son los controladores lógicos programables PLC (Programmable Logic Controller).

Un PLC (Programmable Logic Controller) o autómata programable es una máquina electrónica programable con capacidad de ejecutar una serie de instrucciones organizadas que son programadas con el fin de responder a situaciones y eventos previstos por el programador y diseñada para trabajar en aplicaciones industriales diversas.

Las instrucciones que requieren estar disponibles dentro de un PLC son tales que permiten controlar procesos a través de funciones lógicas, operaciones aritméticas, contabilización de eventos, de temporización, secuenciales, etc. Adicionalmente, el PLC debe estar diseñado de forma tal que la conexión del mismo con el proceso a controlar será rápida y sencilla por medio de entradas y salidas de tipo digital o analógico (Mateos Martín, nov, 2004).

2.1.6.2 Arquitectura de un PLC

En función de las aplicaciones, toda la instrumentación asociada, las comunicaciones del sistema y la interfaz hombre/máquina, la arquitectura de un PLC puede variar enormemente, desde tener una fuente de alimentación, un CPU, un módulo de entrada digital y un módulo de salida digital; hasta tener varios gabinetes repletos de módulos y múltiples señales de entradas y salidas. En la Figura 41 se muestra la arquitectura de un PLC, con los módulos típicos:



Figura 41 Arquitectura del PLC SIMATIC S7 1200.

Fuente: Siemens AG, 2008

2.1.6.3 Estado de operación del CPU

El CPU representa el cerebro de un PLC y es el encargado de procesar todos los datos recibidos conforme a la lógica preestablecida y programada; y de acuerdo a estos datos, se encarga de realizar el control del proceso. Está constituido por un circuito microprocesador, unidades de memoria, unidades de reloj y otros circuitos integrados que ayudan al microprocesador en sus tareas de comunicarse con otros dispositivos.

En la Figura 42 se muestra la parte frontal de un CPU con sus componentes (Siemens AG , 2008)

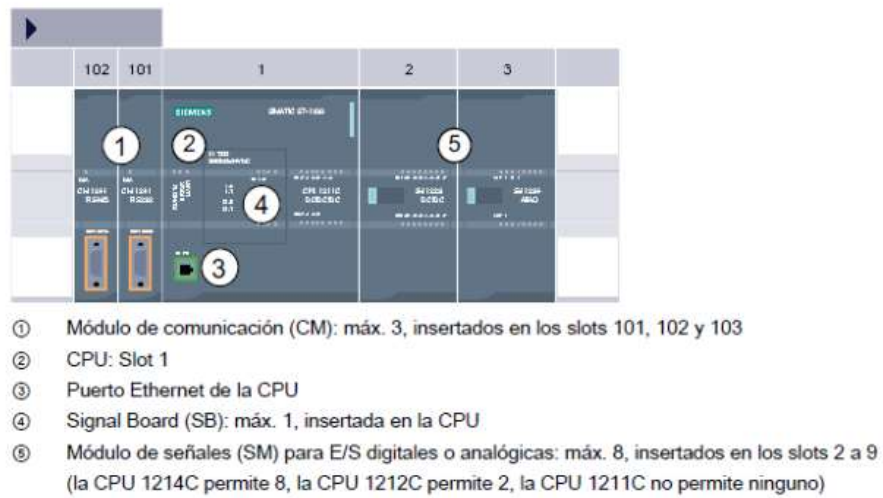


Figura 42 Elementos de manejo y visualización de la CPU

Fuente: Fuente: Siemens AG, 2008

2.1.6.4 Fuente de alimentación del PLC

La fuente de alimentación del PLC es el módulo encargado de convertir el voltaje de alimentación proveniente de la red eléctrica al voltaje requerido en el PLC.

La Figura 43 muestra la fuente SITOP PSU300M 20A:



Figura 43 Fuente de voltaje SITOP PSU300M 20A

Fuente: Siemens AG, 2008

La Tabla 1 presenta las opciones que se tiene para la escogencia de la fuente de alimentación en un sistema PLC de Siemens Simatic S7 -1200

Tabla 1. Opciones de Fuentes de alimentación de PLC.

Voltaje de entrada	Voltaje regulado de salida	Capacidad
24/48/72/96/110 Vdc.	24 Vdc.	2 A.
120 V/230 Vac, 50 Hz ó 60 Hz	24 Vdc.	2 A.
120 V/230 Vac, 50 Hz ó 60 Hz	24 Vdc.	5 A.
120 V/230 Vac, 50 Hz ó 60 Hz	24 Vdc.	10 A.

Fuente: Siemens AG, 2008

2.1.6.5 Módulo de entrada digital

Es el módulo que permite captar las señales procedentes de dispositivos de operación de dos estados, como por ejemplo: interruptores de finales de carrera, sensores de posición, termostatos, presóstatos, interruptores de flujo, pulsadores, paradas de emergencia, feedback de operación de motores, selectores de modo de operación y confirmación de marcha, etc.

En el sistema Simatic S7-1200 se puede tener módulos de entrada digital desde 8 entradas hasta 32.

2.1.6.6 Módulo de salida digital

Proporciona el enlace de salida de la lógica del PLC y los elementos actuadores discretos de campo como: válvulas solenoides, arranque/parada de motores y elementos de señalización. Un módulo de salida digital tiene la función de convertir (decodificar lógicamente “0” y “1”) la información emitida por el CPU en una señal de tensión (0 Vdc y 24/48/125 Vdc o 0 Vac y 120/230 Vac) requerida para comandar los equipos mencionados anteriormente.

2.1.6.7 Módulo de entrada analógica

Es una tarjeta electrónica que adapta la interfaz requerida para recibir y codificar de forma comprensible por el PLC, las señales analógicas continuas (4 - 20mA, mV, V, ohmios) procedentes de dispositivos captadores de variables de proceso como transmisores de: temperatura, flujo, nivel, presión y velocidad.

Se tiene varios módulos de entrada en el Simatic S7-300, según el número de entradas y los bits de resolución.

2.1.6.8 Módulo de salida analógica

Consiste en una tarjeta electrónica donde se realiza la conversión de una palabra o símbolo numérico interna del CPU en un valor de tensión o intensidad de corriente normalizado para controlar los elementos finales de control que están en el campo: variadores de velocidad, dampers, válvulas de control, servoválvulas y otros elementos de regulación continua. Este proceso de conversión es realizado por un dispositivo electrónico llamado conversor digital/análogo, interno en el PLC.

Los valores de salida de estos módulos analógicos son los siguientes

- 1 – 5 Vdc.
- 0 – 10 Vdc.
- 0 – 20 mA.
- 4 - 20 mA.

2.1.6.9 Otros módulos del PLC

Adicionalmente a los módulos descritos anteriormente, también se tiene distintos módulos complementarios. Entre estos se pueden mencionar:

- Módulo simulador. Permite ejecutar procesos de simulación de:
 - 16 entradas o
 - 16 salidas o
 - 8 entradas y 8 salidas (en cada caso con direcciones iniciales idénticas)
- Módulo comodín o de utilidad. Sirve de comodín para:

- Módulo de interface (sin reserva de espacio de direccionamiento).
- Módulos de señalización no parametrizados (con reserva de espacio de direccionamiento).
- Módulos que ocupan 2 slots (con reserva de espacio de direccionamiento).
- Módulo de entrada de posición. Se destaca por las propiedades siguientes:
 - 3 entradas que permite conectar un máximo de tres captadores absolutos (SSI) y 2 entradas digitales para “congelar” los valores de sensor.
 - Es posible la reacción directa a los valores de sensor en sistemas en movimiento.
 - Procesamiento en el programa de aplicación de los valores de sensor registrados por este módulo.
 - Soporta operación sincronizada.
 - Posibilidad de elegir la clase del registro de los valores de sensor:
 - Asíncrono.
 - síncrono.
 - Tensión nominal de entrada 24 Vdc.
 - Sin separación galvánica respecto a la CPU
- Módulo repetidor 485. Tiene como misión amplificar las señales de datos transmitidas por las líneas de bus y acoplar segmentos del mismo.

2.1.7 Comunicación

La comunicación es la transferencia de datos de un lugar a otro. Existen dos tipos de comunicación, la alámbrica que se realiza a través de cables o fibra óptica y la inalámbrica utiliza ondas electromagnéticas.

2.1.7.1 Fibra óptica

Es filamento muy delgado compuesto de silicio o vidrio por el cual se envía información en forma de luz.

La difusión de luz a través de fibra óptica se basa en la reflexión que sufren las ondas luminosas al incidir sobre la zona de separación entre dos cuerpos de diferente densidad, esto se debe a que existen dos fenómenos que gobierna este tipo de comunicación.

2.1.7.2 Reflexión

Es la variación de velocidad que sufre la luz cuando atraviesa un material con cierta densidad con respecto al vacío, lo que ocasiona que cambie de dirección la onda de luz dentro de dicho material.

2.1.7.3 Refracción

Es la variación de la dirección que sufre la luz en el momento que se topa con una determinada superficie, este fenómeno es el que se usa para que los rayos de luz se conduzcan dentro del filamento que compone la fibra óptica.

Existen dos tipos de fibra óptica que son:

Monomodo: Capaz de transmitir datos a una distancia de 300 Km idealmente y la limitación es que solo puede transmitir un rayo de luz.

Multimodo: Capaz de transmitir datos como máximo a 3 Km, transmite varios rayos de luz por una misma fibra a diferente frecuencia.

2.1.7.4 Ethernet Industrial

El Ethernet Industrial es realmente Ethernet con un formato que me permita utilizarlo en un entorno donde las condiciones del contorno son adversas en comparación al Ethernet convencional y que sean compatibles con dispositivos que poseen comunicaciones de tipo Profibus, Modbus, Profibus, etc., así como el cumplimiento de normas de calidad y evitar que la transmisión de datos sean alterados por las condiciones adversas que existe en las plantas de producción industriales como temperaturas críticas, ruido por motores, humedad entre otros.

2.1.7.5 Profinet

Es un protocolo basado en Ethernet, lo que hace Siemens es que sobre ese hardware y protocolo implementa un software de usuarios y clientes con el cual se obtiene datos en tiempos de alrededor de 10 hasta 1000 Mbps, que se aplica por lo general para la comunicación de los PLC S7 1200 y S7 1500.

Existen dos tipos de conexiones en Profinet

2.1.7.6 Comunicación acíclica

Es una comunicación que no es tiempo real aunque ésta es muy rápida, pues se realiza la transferencia de datos entre el PLC, PC, HMI, ya que se hacen llamados desde el cliente hacia un usuario y hay un tiempo de demora en el intercambio de datos.

2.1.7.7 Comunicación cíclica

Es la comunicación en la que yo puedo saber cuánto es el tiempo que puede tardar un paquete de datos en la adquisición después del sondeo, existe dos tipos de versiones de este tipo de comunicación, la más rápida que supera un tiempo de 10 μ s y la otra que está bajo los 10 μ s.

2.2 Marco Conceptual

Automatización.- Es el resultado de automatizar procesos de producción industrial a través de controladores lógicos programables.

AVR.- Es un regulador automático de voltaje que se usa en los generadores para alimentar con un voltaje de corriente continua los bobinados de la excitatriz y así mantener estable el voltaje alterno de salida de un generador.

Breaker motorizado.- Interruptor de fuerza que forma parte de un sistema eléctrico y su accionamiento es por medio de un motor eléctrico pequeño desde un puesto de mando o a través botón.

Factor de potencia.- Es la relación que existe entre la potencia activa y la potencia aparente, que sirve para determinar la eficiencia de las máquinas eléctricas.

Generación a barra muerta.- Es el funcionamiento de un generador eléctrico independiente que no necesita de una fuente de voltaje exterior.

Generador eléctrico.- Es un equipo eléctrico que convierte energías como: hidráulica, eólica, química, termoquímica en energía eléctrica.

HMI.- Es un Interface Hombre-Máquina, el cual permite que un individuo interactúe con una máquina en procesos automáticos aplicados industrialmente.

Medidor de energía.- Es un totalizador de consumo de parámetros de magnitudes energéticas, generalmente contabiliza los tres tipos de potencias.

Monitoreo remoto.- Es la supervisión de un proceso automático desde un centro de control independiente de la distancia.

PLC.- Es un controlador lógico programable utilizado industrialmente para automatizar o supervisar procesos de producción.

PT100.- Es un sensor de temperatura que se elabora a base de platino y envía una señal de resistencia eléctrica que tiene un punto de referencia que a 0°C refleja 100 ohmios.

Represa.- Estructura natural o de obra civil que sirve para acumular grandes cantidades de agua, con el fin de aprovechar su caudal o su presión.

Rodete.- Componente de una turbina hidráulica en el cual el fluido ejerce la fuerza para el movimiento del eje motriz.

Secuencia de fase.- Es el orden de los máximos valores adquiridos por las corrientes y voltajes en un sistema trifásico.

Sincronización.- Es la conexión del voltaje de un generador y una red de suministro eléctrico con la finalidad de transportar la potencia generada de un punto a otro.

Supervisor de voltaje.- Es un dispositivo que tiene como función verificar que el voltaje de entrada a un sistema eléctrico esté dentro de los parámetros establecidos, de lo contrario éste hace que el sistema se bloquee o se apague.

TIA PORTAL.- Es un software de diseño Siemens que se utiliza en la programación de PLCs S7-1200, que optimiza el control de procesos automáticos.

Turbina hidráulica.- Es una máquina que emplea la energía de un fluido para generar un movimiento giratorio sobre un eje, que hace mover directa o indirectamente a una máquina.

SECCIÓN III

3 Metodología

El método experimental de campo es el que va a utilizar en el presente proyecto, la información se recopilará en base a los mantenimientos predictivos, esto permite visualizar el estado de la central hidroeléctrica.

Linde Ecuador S.A. con el propósito de ser un modelo en la producción de CO₂ alimenticio con altos estándares internacionales de calidad, así como reducir los costos energéticos de producción de la planta y calificar como gestores ambientales, se planteó la hipótesis de automatizar la central hidroeléctrica de 125 KVA, con el afán de aumentar la vida útil de del equipo e implementar nueva tecnología para su monitoreo y control en cada uno de los puntos estratégicos de los procesos de producción.

El consumo energético y su ahorro es uno de los puntos más importantes en una empresa como Linde Ecuador S.A.; así como sus riesgos asociados y la seguridad del personal que operan los equipos, la tendencia es reemplazar equipos antiguos por nuevos y utilizar tecnológica de vanguardia.

Linde Ecuador S.A. se enfocó en repotenciar sus dos hidroeléctricas una de 125 KVA y la otra de 380 KVA, la cual ya tiene un control automático. La primera central hidroeléctrica es la que menos eficiencia tiene ya que su potencia nominal es de 125 KVA, ésta genera actualmente 40 KW-h y se estima genere alrededor de 60 KW-h después de haber concluido el presente proyecto.

La Central Hidroeléctrica es una máquina con tecnología de los años 70, que consta de cuatro elementos principales:

- Turbina de marca VOITH de tipo Francis con un caudal de 460 Lt/s que se alimenta de fuentes naturales y el agua se almacena en un tanque de presión que se ubica a una altura de 30 metros sobre el cuarto de máquinas.
- Generador de marca Baldor de 220 voltios, corriente de 240 Amperios, frecuencia 60 hercios y una velocidad de 1200 rpm.
- Tablero de control a reemplazar.

- Transformador elevador Yd5 de 125 KVA, eleva el voltaje de 220 a 6300 voltios.

El departamento de proyectos de Linde Ecuador S.A. contrató a la empresa MAPREIN que realiza mantenimiento predictivo para ejecutar pruebas de aislamiento y resistividad al generador, vibración a la turbina, termografías al transformador y al tablero de control del cual se obtiene las siguientes novedades:

- El generador tiene una bobina de la excitatriz con contacto a tierra y bajo aislamiento en el bobinado del estator.
- La turbina presenta una vibración de 5.8 mms y lo permitido es máximo de 4.0 mms en la chumacera según la norma ISO 10816-3.
- El transformador no presenta novedades.
- El tablero de control no presenta puntos calientes pero tiene un sistema de control obsoleto.

El equipo técnico de MAPREIN sugirió realizar el rebobinado de la excitatriz y un mantenimiento al estator del generador que consiste en un secado y barnizado de las bobinas, trabajos que fueron ejecutados con el fin de aumentar la generación.

El generador eléctrico es uno de los elementos que más eventos catastróficos tiene en su haber, pues este fue sometido a cuatro rebobinados por lo que su magnetismo remanente es insuficiente para generar voltaje, en compensación a este problema, la excitatriz del generador tiene una tarjeta electrónica conocida como AVR (regulador automático de voltaje) de marca STAMFORD SX440, cuya función es suministrar un voltaje de corriente continua al bobinado de la excitatriz y pueda levantar voltaje.

En el caso de la turbina, se desmontó y se observó que la vibración se ocasionó por el desgaste excesivo de los cojinetes de la chumacera, según registros históricos del plan de mantenimiento, los cojinetes se reemplazaron hace cinco años aproximadamente, dicho desgaste de los cojinetes provocó daños en el eje, por lo que se procedió a construir nuevos cojinetes de magnolias y un nuevo eje en acero 705, el mantenimiento mecánico se realizó con los técnicos de la planta de CO₂ pertenecientes a Linde Ecuador S.A..

El sistema de control actual presenta un breaker de marca Suard-D, el cual tiene una bobina de disparo que es accionado por sobre temperatura del generador o de la chumacera y por un

supervisor de voltaje que se encuentra averiado, no dispone de alarmas o control sobre las presiones de los fluidos que hacen funcional al sistema de la turbina.

La sincronización se la realiza por medio de instrumentos de medida obsoletos, que regularmente no muestran el momento exacto en que se debe cerrar el breaker, por lo que el generador recibe fuertes corrientes de corto circuito al estar en desfase con la frecuencia de la energía suministrada por la Empresa Eléctrica Quito, esta actividad conlleva un alto riesgo al operador que cierra el circuito.

El agua es el recurso natural fundamental en la generación hidroeléctrica, en el caso de la central hidroeléctrica 125 KVA, que sus afluentes son varias acequias que recogen el agua de las vertientes de la zona de Sillunchi-Machachi, la limpieza periódica de estas acequias es fundamental para el abastecimiento de agua, en la actualidad se encuentran sin un plan de limpieza y sus compuertas se deben reparar.

Con los trabajos que se realicen en la central hidroeléctrica de 125 KVA se tiene estipulado que la inversión se recupera en seis meses, cabe destacar que desde agosto de 2016 la turbina se encuentra sin generar electricidad.

Si la generación es 40 KW-h de promedio mensual, en Tabla 2, se puede observar que el retorno de la inversión es en corto plazo y al finalizar el año se obtiene una utilidad.

Tabla 2. Retorno de inversión estimada

<i>Planta 125 KVA (Año 2017)</i>			
Mes	KW-h Promedio	Costo en USD	Generación Mensual
Jan	40	0.08	2304
Feb	40	0.08	2304
Mar	40	0.08	2304
Apr	40	0.08	2304
May	40	0.08	2304
Jun	40	0.08	2304
Jul	40	0.08	2304
Total			16128

Fuente: Elaborador por el Autor

Pues bien si se llega al objetivo que es 60 KW-h, en la Tabla 3, se muestra el valor de generación real y que en los seis meses ya genera utilidad.

Tabla 3. Retorno de inversión real

<i>Planta 125 KVA (Año 2017)</i>			
Mes	KW-h Promedio	Costo en USD	Generación Mensual
Jan	60	0.08	3456
Feb	60	0.08	3456
Mar	60	0.08	3456
Apr	60	0.08	3456
May	60	0.08	3456
Jun	60	0.08	3456
Jul	60	0.08	3456
Total			24192

Fuente: Elaborador por el Autor

En la Tabla 4, se puede verificar el costo de la implementación, que de acuerdo al departamento de proyectos de Linde Ecuador S.A., se tiene un presupuesto de USD 60000 para la repotenciación de las dos hidroeléctricas, del cual se aprobó USD 20000 que se emplearán en los trabajos a realizar en la central hidroeléctrica de 125 KVA

El presente proyecto se enfoca no solo por el punto de vista económico, pues también beneficia al medio ambiente, ya que con la reparación de la parte mecánica se evitará la contaminación del agua con el aceite de la turbina.

El estudio que se realizó en el presente proyecto desde el punto de vista tecnológico, concierne a que los equipos que se utilizarán en su ejecución, se encuentran disponibles en el mercado nacional. En el momento que las condiciones hidrológicas lo permitan se suministrará de energía limpia al sistema de la red de electrificación de Machachi, que ambientalmente será un punto muy alto para la calificación de la planta de CO₂-Quito como gestores ambientales y económicamente la amortización se recupera en seis meses, con estos antecedentes se concluye que el proyecto es viable.

Tabla 4. Presupuesto

TABLA PRESUPUESTARIA			
ITEM	DETALLE	CÓDIGO	VALOR
1	Tablero eléctrico	-	\$ 500.00
2	Instrumentación	-	\$ 1,500.00
3	Reparación del generador	-	\$ 5,500.00
4	Reparación de turbina	-	\$ 3,500.00
5	CPU 1214C AC/DC/Relé, alimentación 110/220VAC. Incorpora 14 DI a 24 VDC, 10 DO tipo relé, 2 AI (0-10VDC), memoria 100KB. Con puerto de comunicación Profinet / Industrial Ethernet RJ45 10/100Mbps.	6ES7214-1BG40-0XB0	\$ 759.00
6	SM1231 Módulo de señal de 4 entradas analógicas. Configurables como V/mA	6ES7231-4HD32-0XB0	\$ 437.00
7	SM1231 Módulo de señal de 4 entradas analógicas para sensores tipo RTD	6ES7231-5PD32-0XB0	\$ 637.00
8	Accionamiento motorizado 230 VAC/220 VDC frontal.	3VT9300-3MQ00	\$ 402.90
9	Supervisor de voltage 160 - 690 VAC	3UG4615-1CR20	\$ 137.13
10	Unidad de disparo fija, con una corriente nominal de 315 A	3VT9331-6AB00	\$ 232.50
11	Bobina de mínima tensión 230, 440, 500 VAC/220VDC	3VT9330-1UE00	\$ 46.40
TOTAL			\$ 13,651.93

Fuente: Elaborador por el Autor

3.1 Propuesta

La propuesta de la ejecución del proyecto se divide en tres partes: diseño de hardware, diseño de software y diseño esquemático para posteriormente proceder con la implementación.

3.1.1 Diseño de Hardware

En el diseño de hardware se describen todos los equipos que formarán parte del control automático de la central hidroeléctrica de 125 KVA, conjuntamente con los diagramas de flujo de los subprocesos

3.1.1.1 Generación en paralelo con la red de distribución

El sistema de gestión de monitoreo remoto en conjunto con la automatización de la central hidroeléctrica de 125 KVA, contribuyen a la modernización de planta de CO₂ Quito y a la producción de energía limpia, para su correcta operación e incremento de la generación se decidió optar, que por cada variable a que se controla se realice un equivalente a un subproceso que se detalla a continuación:

- Control de temperaturas del generador y chumacera
- Control de presiones de agua y del sistema hidráulico
- Control de sincronización con la Empresa Eléctrica Quito
- Control del factor de potencia

En la Figura 44, se puede observar una representación de las variables a ser controladas.

3.1.1.2 Control de temperaturas del generador y chumacera

El control de temperatura del generador y de chumacera de la turbina se realiza por medio de sensores PT100, los cuales se ubican uno junto al ventilador del generador y el otro sensor dentro de un termo pozo en la parte superior de la chumacera del generador.

Para la lectura de la temperatura por parte del PLC se utilizará un módulo Siemens de RTD SM 1231 AI4 x RTD.

En el Figura 45, se muestra el diagrama de flujo del funcionamiento del control de temperaturas.

3.1.1.3 Control de presiones de agua y del sistema hidráulico

El control de presiones se realiza por medio de dos transmisores de presión, los cuales están instalados en la tubería después del volate de la válvula de ingreso agua, y el otro sensor antes del serpentín de enfriamiento de aceite.

Los sensores cuyos rangos son de 0 a 10 Bares con una señal eléctrica de 4 a 20 miliamperios, que se leen a través de un módulo de entradas analógicas Siemens SM 1231 AI4,

En la figura 46, se observa el diagrama de flujo de este subproceso.

3.1.1.4 Control de sincronización con la Empresa Eléctrica Quito

La sincronización del generador con el Empresa Eléctrica Quito se realiza por medio de breaker de marca Siemens VT3, con una bobina de mínima tensión Siemens 220VCA/CC, y un Accionamiento motorizado, 220VCA/CC, el cual hará cerrar el circuito de sincronismo desde un HMI.

La secuencia de fase se obtiene desde un secuencímetro analógico de marca CAMSCO, para la visualización de voltajes, corrientes, potencias y frecuencia se lo realiza por medio de un medidor Siemens SENTRON PAC 3200.

La medición de voltaje de la Empresa Eléctrica Quito se efectúa por medio de un supervisor de voltaje Siemens.

En la figura 47, se describe en un diagrama de flujo en proceso de sincronización.

3.1.1.5 Control del factor de potencia

Para el control del factor de potencia se toma los datos del SENTRON PAC 3200, el cual brinda mediciones en tiempo real de los reactivos, éstos sean capacitivos o inductivos, que en función de estos reactivos indica al AVR (regulador automático de voltaje) que aumente o reduzca el voltaje que suministra al bobinado de la excitatriz y que lleve el valor del factor de potencia en un límite de 0.97 a 1.

En el control se emplea un PLC Siemens S7-1200 1214C AC/DC/Rly, por el número de salidas digitales que son ocho y por la toma de datos desde el medidor de energía, pues este necesita

una gran cantidad de marcas para obtener datos de consumos y de totalizadores de potencia, en la visualización de los parámetros de funcionamiento se utiliza una pantalla HMI Siemens KTP700 Basic.

En la Figura 48, se muestra en un diagrama de flujo el proceso.

3.1.1.6 Generación a barra muerta

La central hidroeléctrica de 125 KVA puede suministrar voltaje a la planta de CO₂, sin necesidad de sincronizarla con la Empresa Eléctrica Quito; esto cuando se susciten cortes de energía o por eventos de mantenimiento, esta generación se conoce como el modo a barra muerta, ya que permite a un generador ser puesto en funcionamiento sin necesidad de una fuente de energía externa.

La variante del sistema de control automático para esta condición de funcionamiento es que el supervisor de voltaje de la Empresa Eléctrica Quito no forma parte en los requerimientos de encendido de la central hidroeléctrica.

En la propuesta original un control PID iba a controlar el factor de potencia, puesto que el AVR (regular automático de voltaje) no respondió en su entrada analógica, esto hizo que el voltaje suba y baje repentinamente; aun sin ejecutar ninguna acción, con este proceder se optó por realizar un prototipo de potenciómetro motorizado para el control del factor de potencia, éste gira a la derecha o a la izquierda en dependencia de los valores de los reactivos capacitivos o inductivos.

En la Figura 73, se observa el diseño de la tarjeta electrónica donde se ubica el driver que controla al motor desde el PLC, el cual emite la orden del sentido de giro del motor para que el factor de potencia se mantenga entre 0,97 y 1.

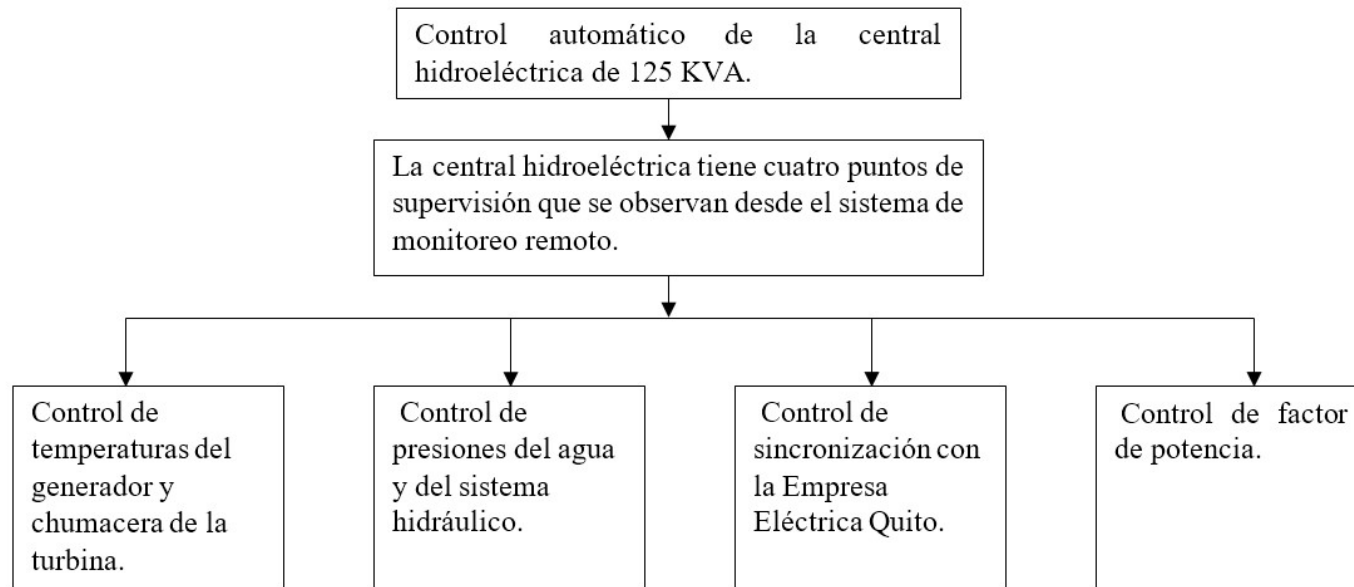


Figura 44 Diagrama esquemático del control automático de la central hidroeléctrica de 125 KVA.

Fuente: Elaborador por el Autor.

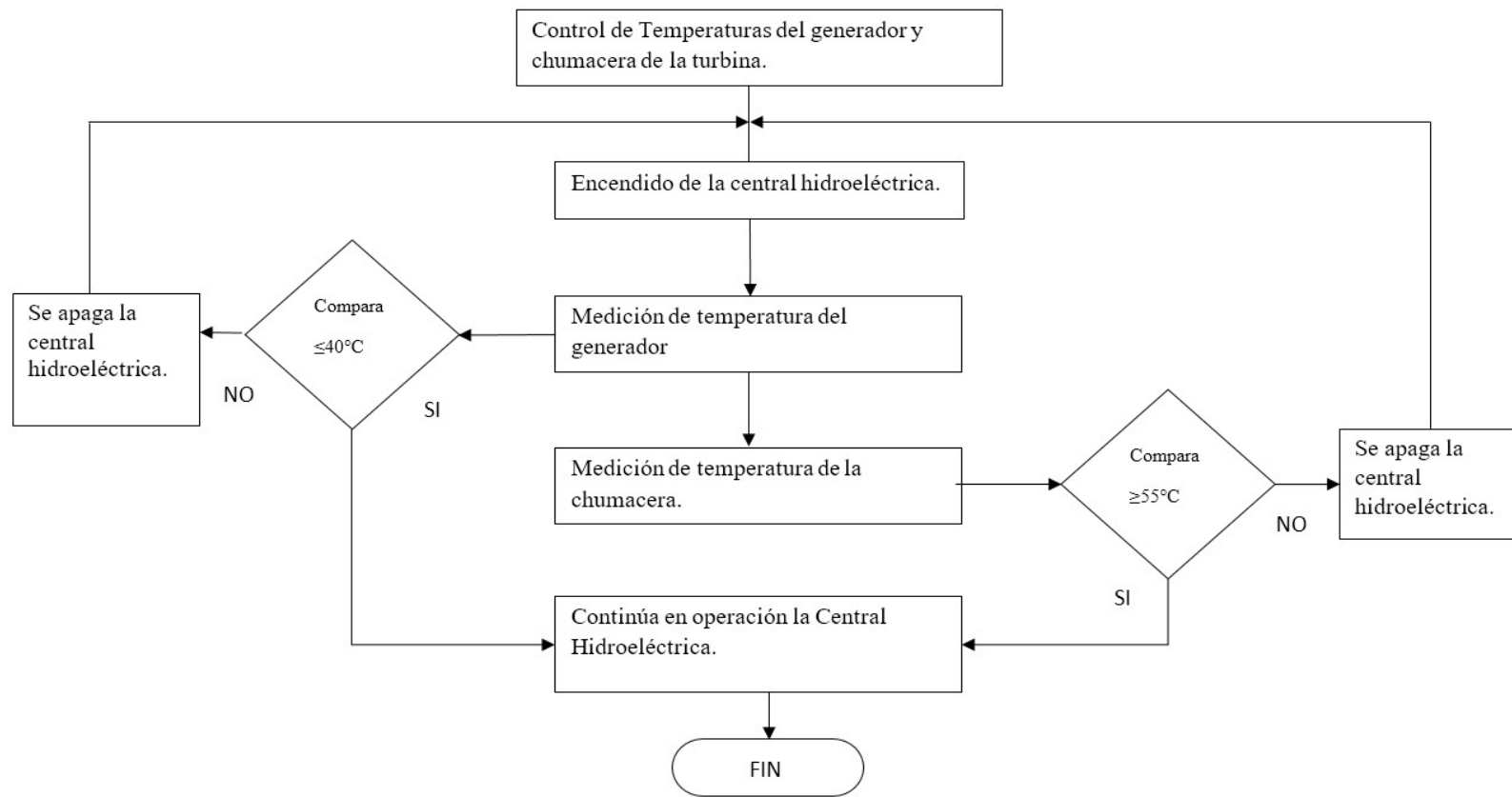


Figura 45 Diagrama de flujo del control de temperatura del generador y chumacera de la turbina

Fuente: Elaborador por el Autor

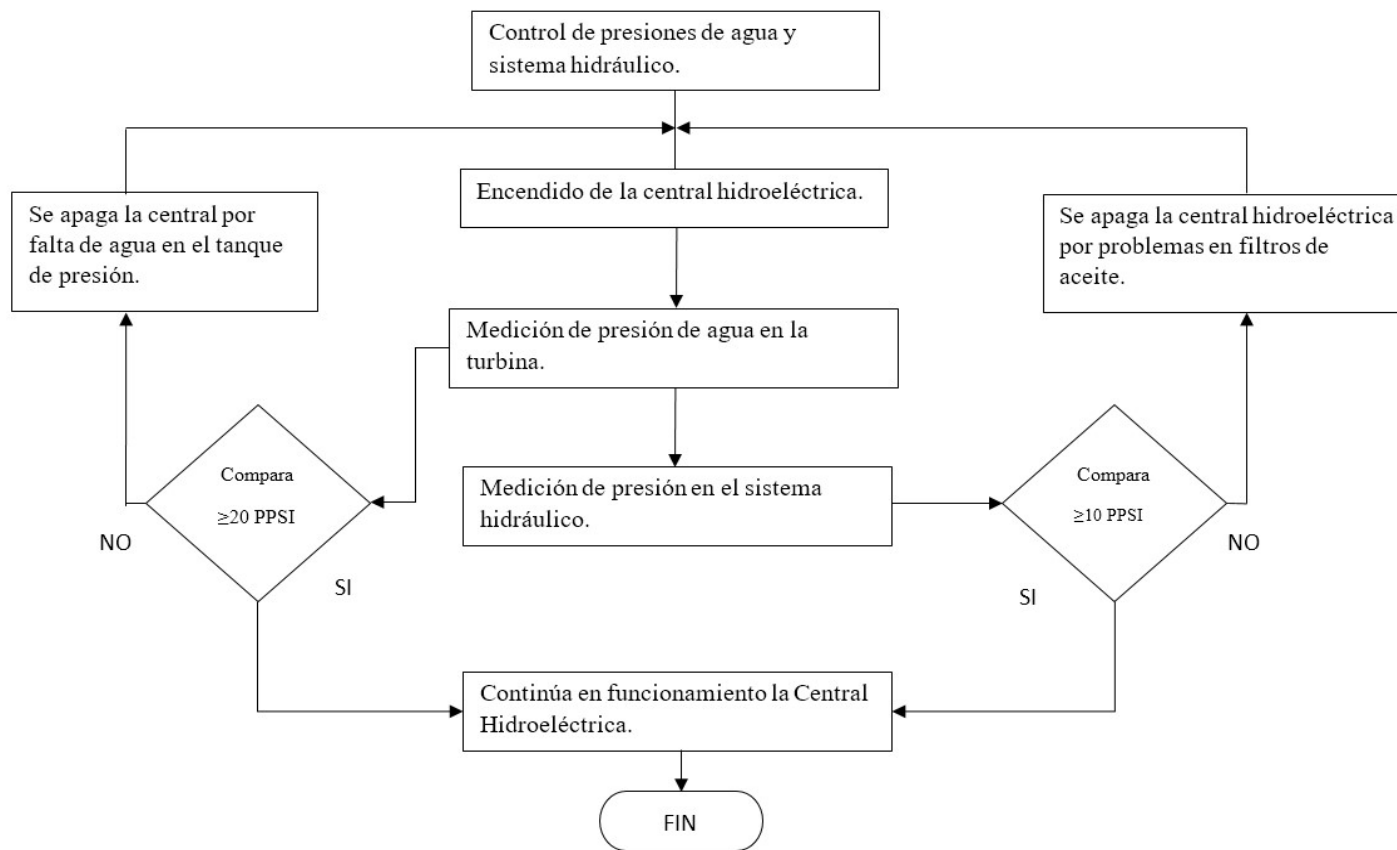


Figura 46 Diagrama de flujo del control de presiones de agua y sistema hidráulico

Fuente: Elaborador por el Autor

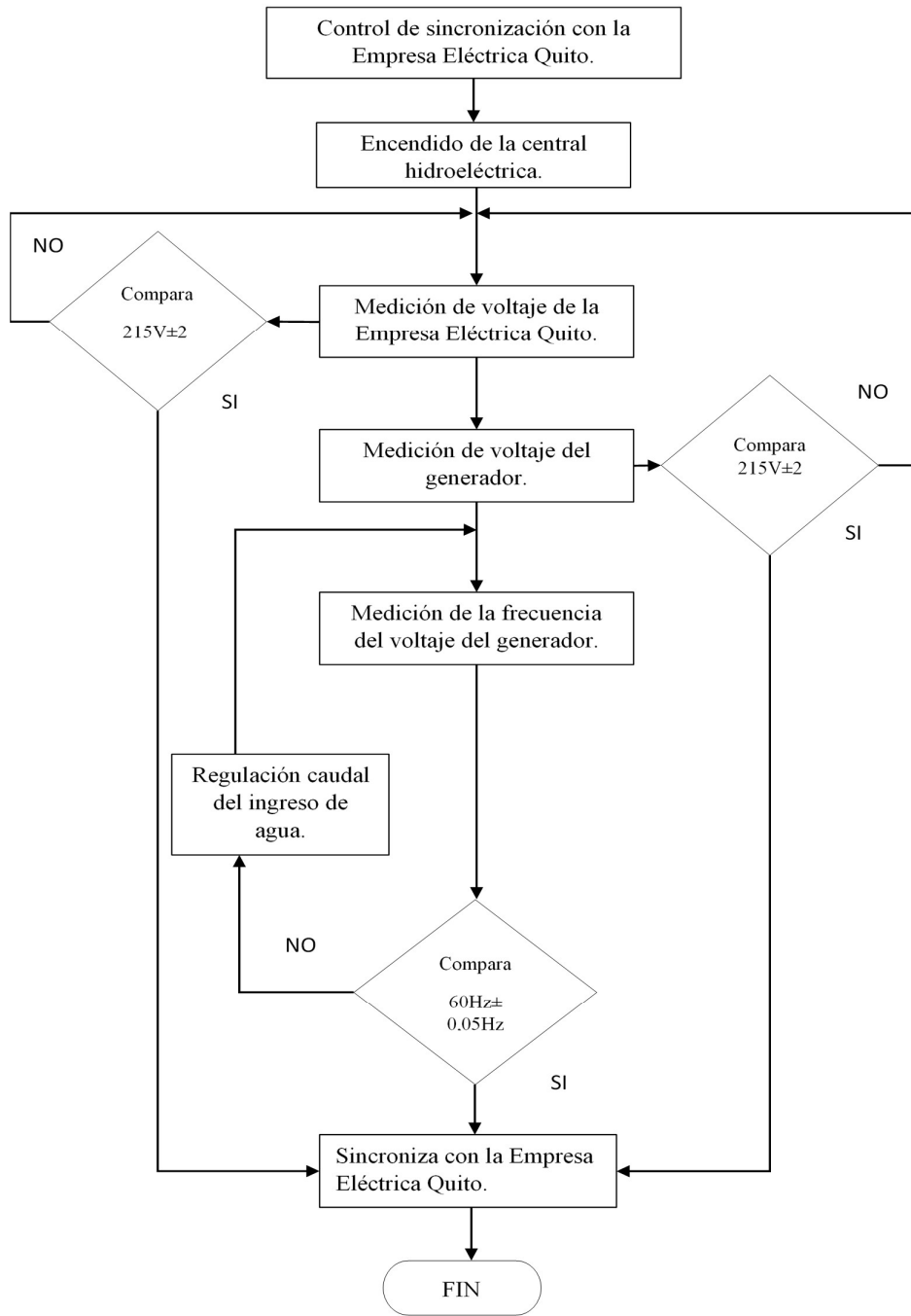


Figura 47 Diagrama de flujo del control de sincronización con la Empresa Eléctrica Quito

Fuente: Elaborador por el Autor

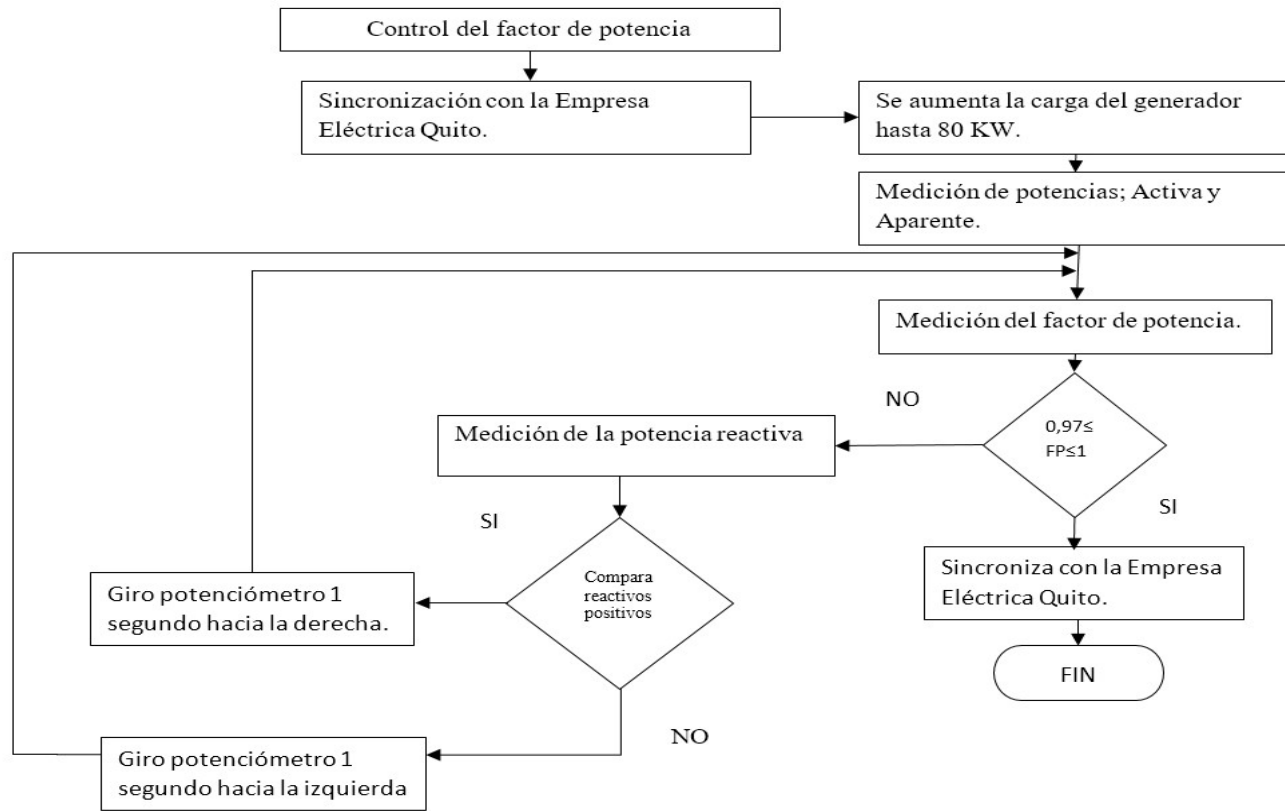


Figura 48 Diagrama de flujo del control del factor de potencia

Fuente: Elaborador por el Auto

3.1.1.7 Potenciómetro motorizado

Al potenciómetro se le adaptó un motor de 5 voltios que lo hace girar a la derecha o a la izquierda, en función de los reactivos capacitivos o inductivos, el PLC le da la orden de hacia dónde debe girar con un control ON/OFF.

Luego de las pruebas pertinentes se procedió a realizar el diseño de la placa electrónica, en las Figuras 49, 50 y 51 se puede apreciar la placa y la disposición de los elementos.

El motor se controla con el drive L293D, el hace que gire a la derecha o a la izquierda, el diagrama de conexiones se puede observar en la figura 52.

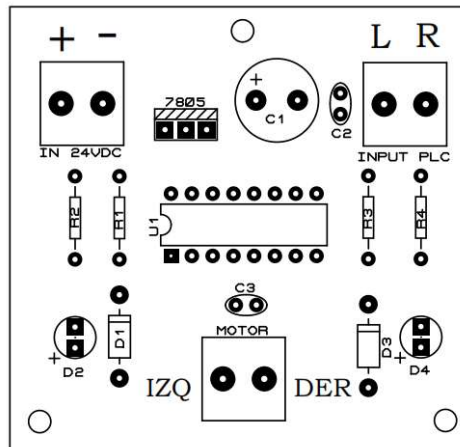


Figura 49 Placa electrónica

Fuente: Elaborador por el Autor

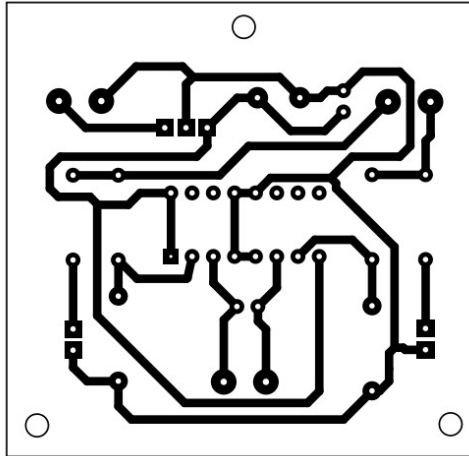


Figura 50 Circuito impreso
Fuente: Elaborador por el Autor

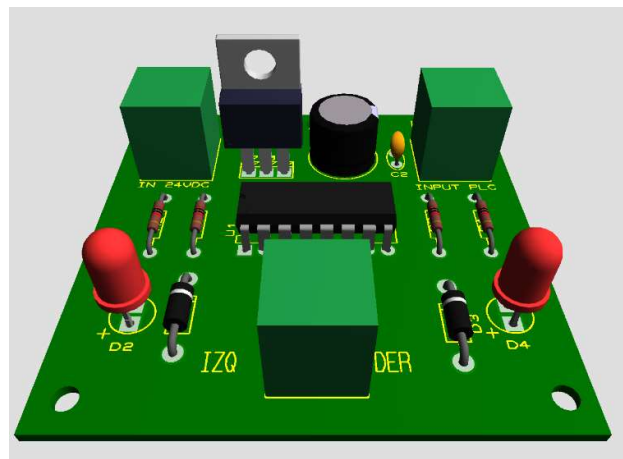


Figura 51 Diseño 3D de la placa electrónica
Fuente: Elaborador por el Autor

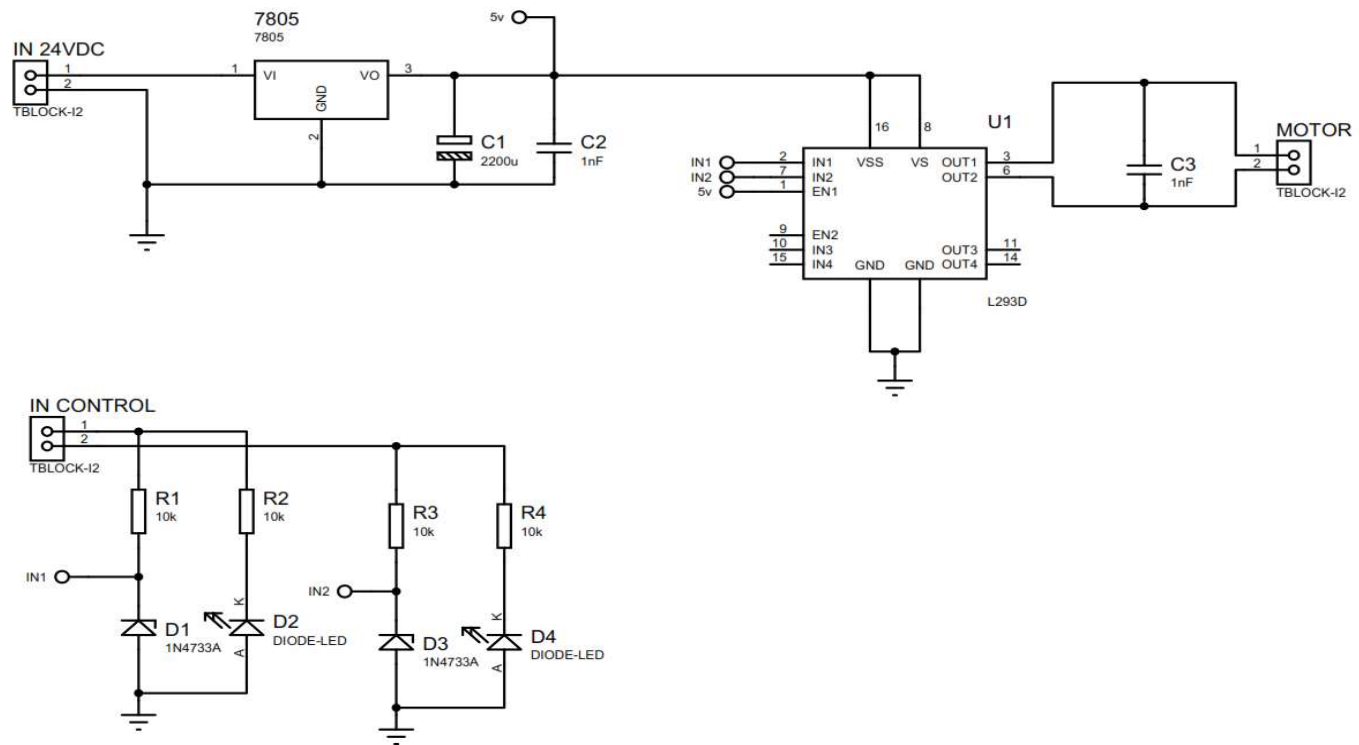


Figura 52 Diagrama del control del potenciómetro motorizado

Fuente: Elaborador por el Autor

3.1.2 Diseño de software

En el diseño de software de describirá la lógica de control de la sincronización, así como las entradas y salidas del PLC.

3.1.2.1 Diagrama de flujo del software

En el diagrama de flujo de la Figura 53, se evidencia los pasos que realiza el software en el presente proyecto.

En la configuración de los dispositivos del programa de Siemens Tia Portal, se presenta dos componentes conectados en vía Ethernet, los cuales son el PLC S7-1200 y la pantalla HMI, el SENTRON PAC la conexión que se usa es MODBUS/TCIP.

3.1.2.2 Control de temperaturas del generador y de chumacera de la turbina

Los sensores de temperatura PT100 envían una señal al módulo de entradas analógicas SM 1231 AI4 x RTD, el canal 0 (IW96) corresponde a la temperatura de la chumacera y el canal 1 (IW98) que pertenece a la temperatura del generador, éste módulo transforma de una señal de resistencia a una palabra, se parametriza el valor en °C para obtener una lectura comprensible.

El valor parametrizado del canal 0 en °C se ingresa a un comparador que si IW96 es mayor que 55°C hace que se desactive la salida Q0.4 que corresponde a la bobina de mínima tensión, por consiguiente el breaker se dispara y abre el sincronismo.

De igual forma el valor parametrizado del canal 1 se ingresa a un comparador que si IW98 es mayor que 45°C se desactiva la salida Q0.4 y hace que se dispare el breaker, ver Figura 54.

3.1.2.3 Control de presiones de agua y del sistema hidráulico

Los sensores de presión envían una señal de 4 a 20 miliamperios al módulo de entradas analógicas SM 1231 AI4, éstas se convierte en palabras de 13 bits, luego son parametrizadas en valores de PSI.

El canal 0 (IW 112) correspondiente a la presión de la turbina ingresa a un comparador, que si IW 112 es menor que 20 PSI, se desactiva la salida Q0.4. De esta manera abre el sincronismo.

El Canal 1 (IW 114) perteneciente a la presión del sistema hidráulico, de la misma manera ingresa a un comparador, puesto que si IW 114 es mayor a 10 PSI el sincronismo se desconecte.

La referencia de la lógica de control se puede observar en la Figura 55.

3.1.2.4 Control de sincronización con la Empresa Eléctrica Quito

El sincronismo con la Empresa Eléctrica Quito se realiza desde un botón en la pantalla HMI, para lo cual tiene que cumplir las siguientes condiciones:

- Exista voltaje en la red de Empresa Eléctrica Quito de 215 voltios +/- 2 y que estén las tres fases, el supervisor de voltaje da una señal digital que ingresa a la entrada I.0 del PLC.
- El voltaje del generador esté en 215 voltios +/- 2, para esta condición se toma el dato de voltaje de líneas del SENTRON PAC 3200 e ingresa a un comparador que sin el voltaje es de 213 a 217 voltios hace que se habilite el botón en el HMI de sincronismo, la comunicación es vía Ethernet.
- La frecuencia debe estar en 60 hercios +/- 0.05, el dato se toma desde el SENTRON PAC 3200.
- Las condiciones que se realizan tanto en el control de presiones como en el control de temperaturas se usan como permisivos para la sincronización, es decir si están fuera de los rangos comparativos no permitirá que sincronice el generador.

Cumplidas todas las condiciones, el botón del sincronismo hace que se active la salida Q.5, señal que llega al motorizado para que cierre el breaker.

En el Figura 56, se muestra el proceso en un diagrama de flujo.

Por medio del PLC se emite alarmas sonoras y visuales, el cuarto de máquinas dispone de una baliza en la parte superior, cuando el breaker está cerrado se visualiza una luz verde determinada por la salida Q.0, en el momento que está apagado se visualiza el color

rojo, en el caso de la alarma sonora determinada por la salida Q.1, esta se encuentra en la planta donde se hace hielo seco, esta salida está en paralelo con Q.0.

Cuando se quiere apagar la central hidroeléctrica, en la pantalla HMI está el botón de paro, el que activa a la salida Q.4 y hace abrir el sincronismo.

3.1.2.5 Control del factor de potencia

El control de factor de potencia se lo realiza por medio de la comparación de reactivos capacitivos o inductivos, los datos que se toman del SENTRON PAC 3200.

La salida Q.6 hace que el potenciómetro gire hacia la derecha 2 segundos para que corrija los reactivos inductivos, luego compara con el valor del factor de potencia, de estar entre 0.97 y 1 se mantiene, y si esta fuera de rango (menor que 0.97) se vuelve a activar Q.6 y gira el potenciómetro 2 segundos hacia la derecha y otra vez verifica en valor, este proceso se vuelve repetitivo hasta que esté dentro del rango establecido.

En el caso de los reactivos capacitivos, el potenciómetro gira hacia la izquierda, con el mismo proceso anterior, es decir gira hacia la izquierda 2 segundos y compara, esta operación la realiza la salida Q.7 del PLC.

El diagrama de flujo que representa este proceso se puede observar en la figura 57.

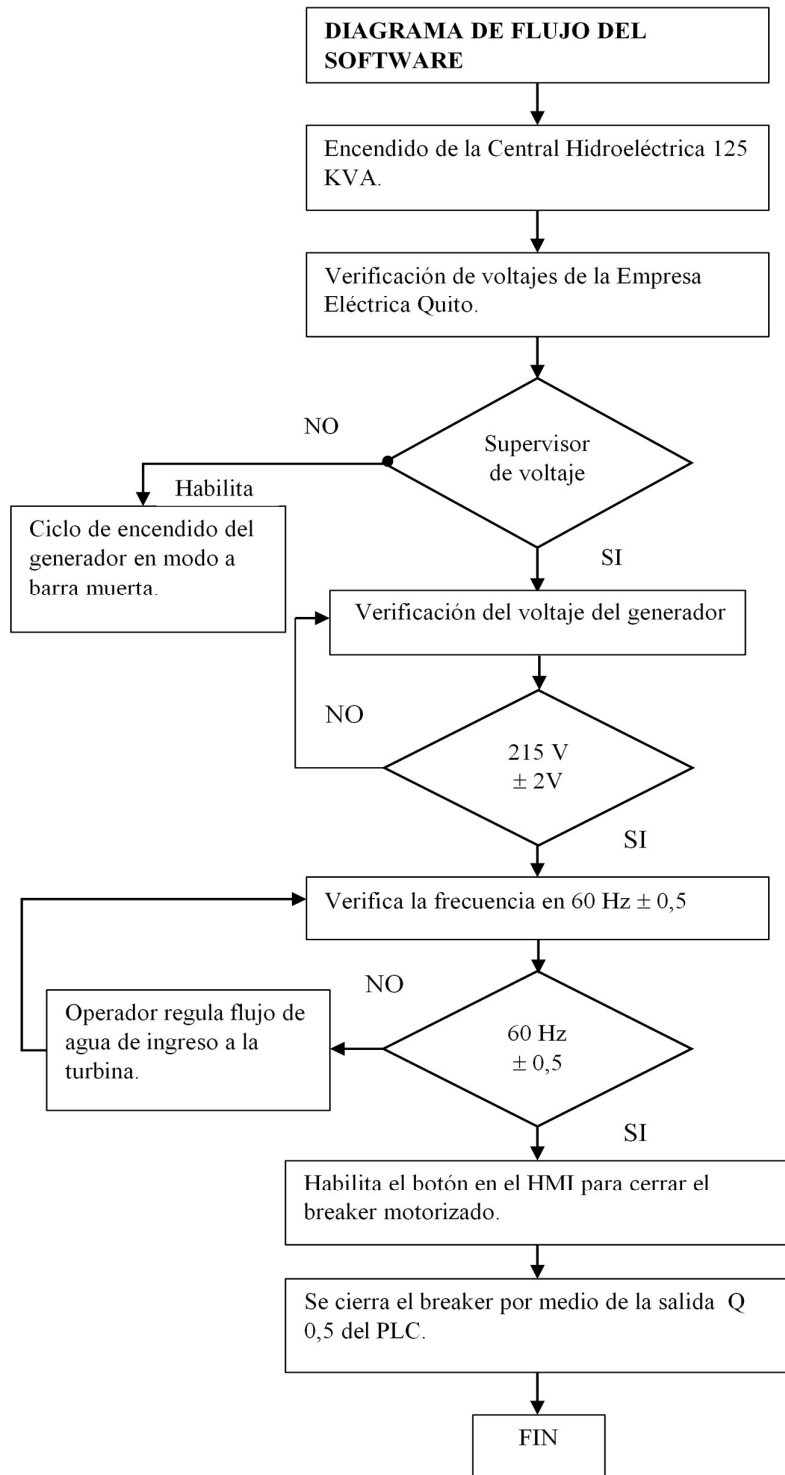


Figura 53 Diagrama de flujo del software

Fuente: Elaborador por el Autor

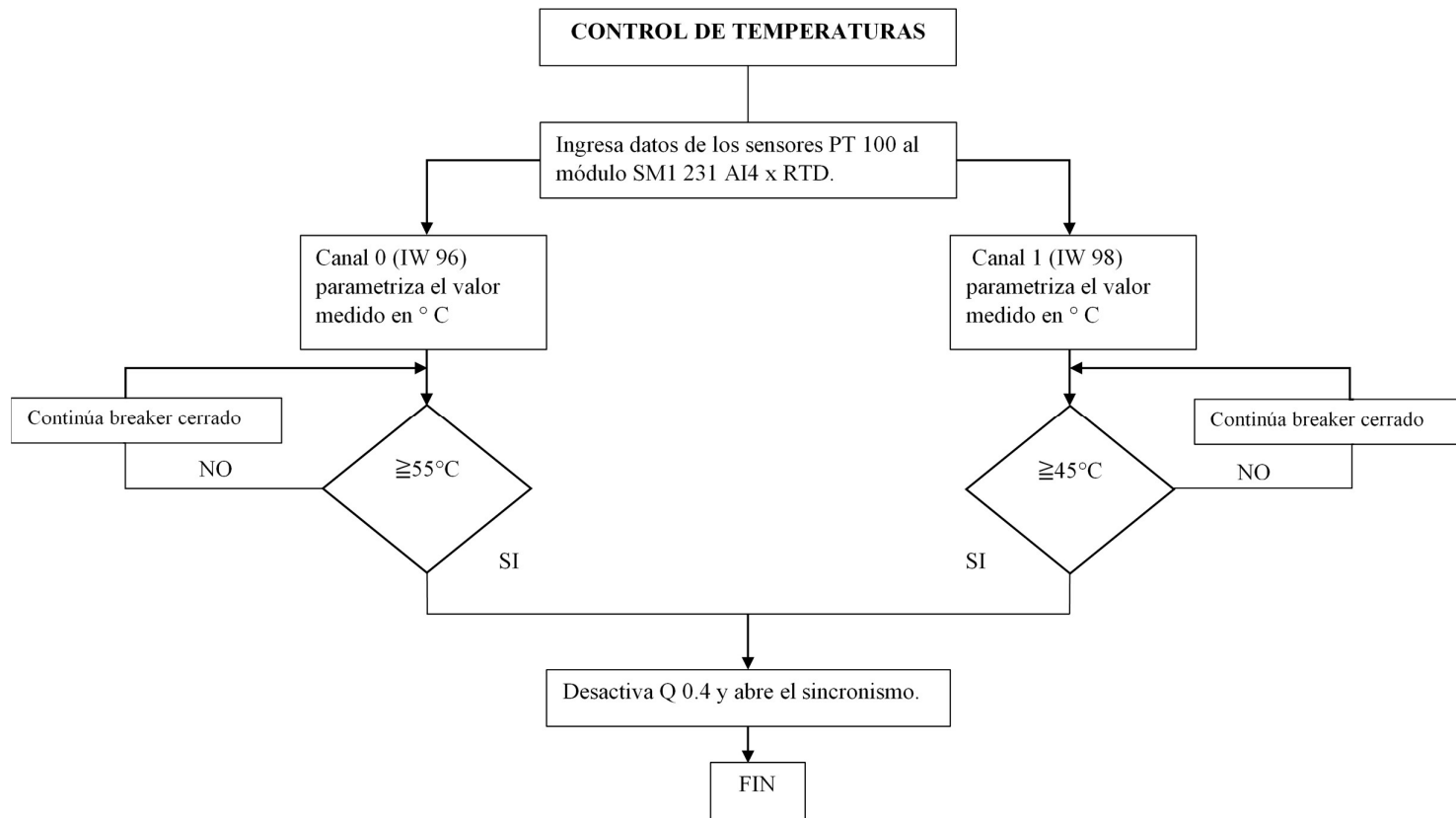


Figura 54 Diagrama de flujo del control de temperaturas

Fuente: Elaborador por el Autor

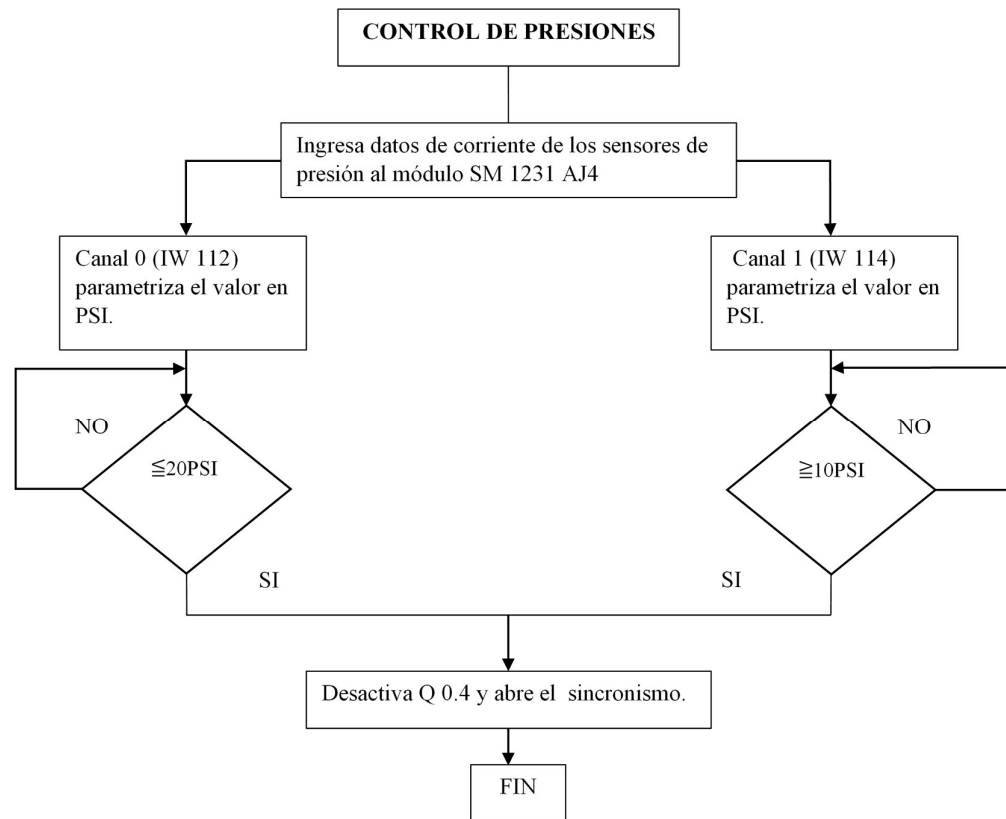


Figura 55 Diagrama de flujo del control de presiones

Fuente: Elaborador por el Autor

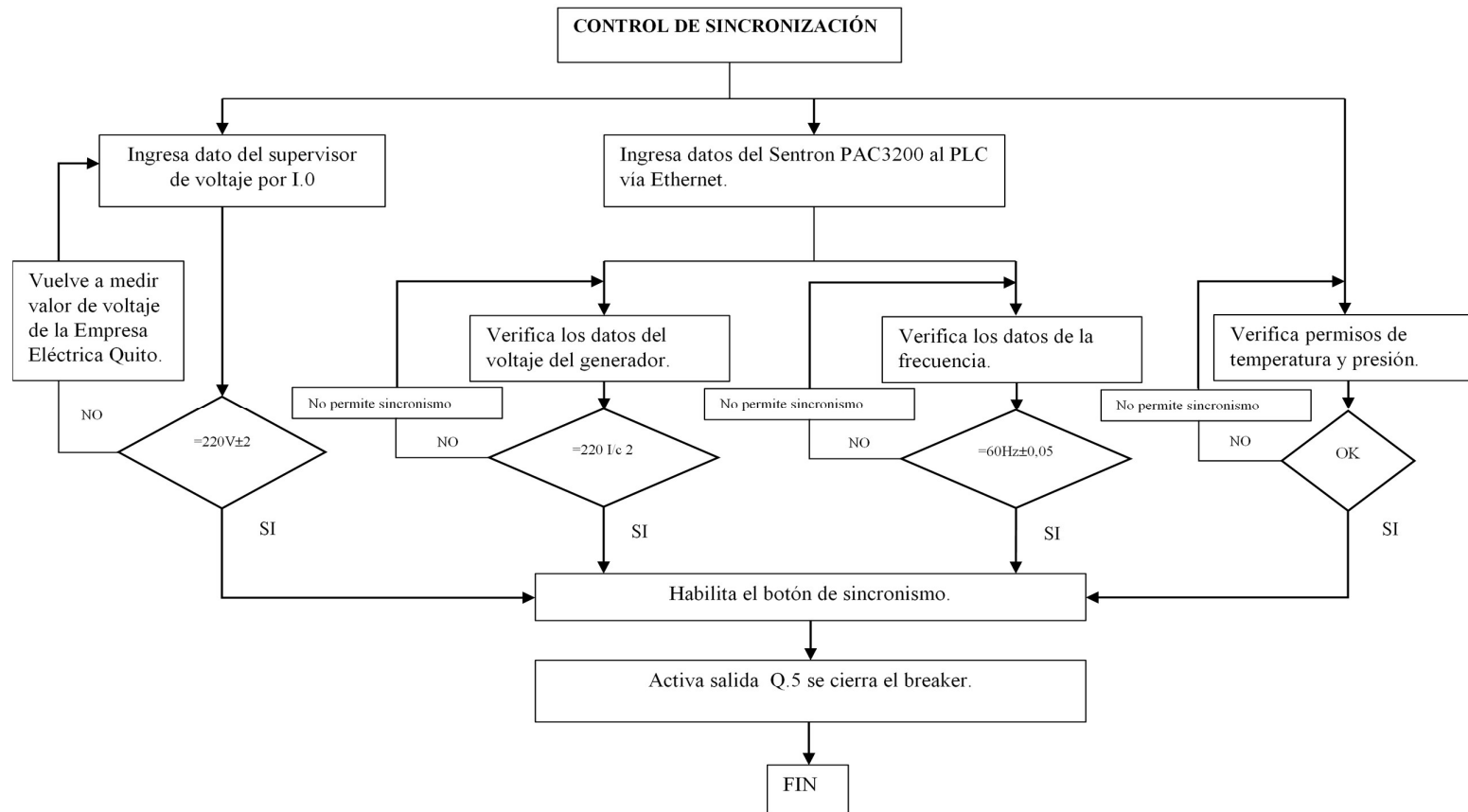


Figura 56 Diagrama de flujo del control de sincronización

Fuente: Elaborador por el Autor

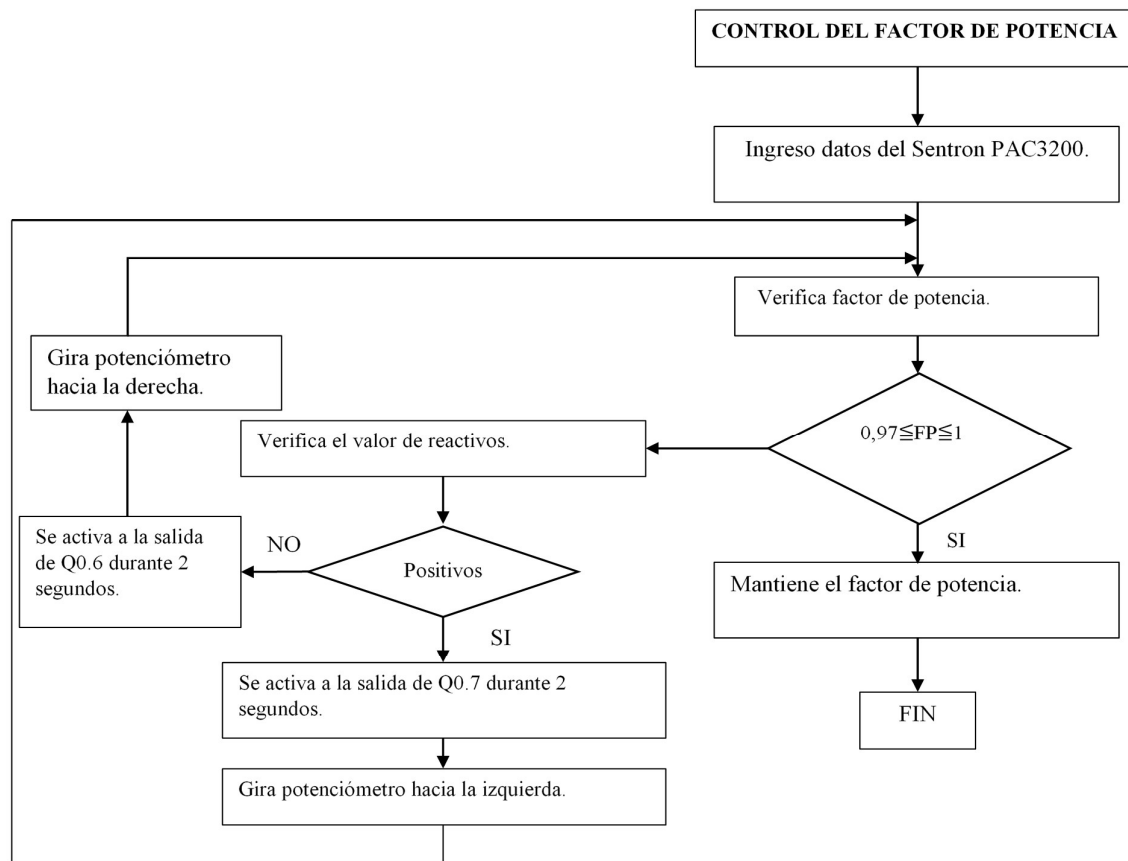


Figura 57 Diagrama de flujo del control de presiones

Fuente: Elaborador por el Autor

3.1.3 Diseño Esquemático

Los esquemas con los que se implementará el presente proyecto se dividen en diagramas de control y diagramas fuerza.

3.1.3.1 Diagrama de fuerza.

En el diagrama de fuerza no se realizó ninguna modificación de la existente anteriormente, debido a que los cables (4/0 TTU 230 Amperios por línea) que conforman este circuito se instaló hace 2 años. En la Figura 58 se puede observar cómo está la conexión del generador hasta las líneas de la Empresa Eléctrica Quito.

3.1.3.2 Diagramas de control

La asignación de entradas y salidas del PLC se puede observar en la Tabla 5 y en la Figura 59.

Tabla 5. Entradas y salidas del PLC S7-1200

PLC 1214 AC/DY/RLY	
ENTRADAS DIGITALES	
I0.0	Supervisor de voltaje
I0.1	Sensor de nivel de agua
I0.2	Paro de emergencia
I0.3	Sensor de banda
I0.4	Contacto NC del motorizado
I0.5	Contacto NA del motorizado
SALIDAS DIGITALES	
Q0.0	Baliza
Q0.1	Alarma
Q0.2	Electroválvula
Q0.3	Carga del breaker
Q0.4	Bobina de mínima tensión
Q0.5	Activa el breaker
Q0.6	Giro a la izquierda del potenciómetro
Q0.7	Giro a la derecha del potenciómetro
ENTRADAS ANALÓGICAS MÓDULO SM 1231 AI4xRTD	
A0.0	Temperatura del generador
A0.1	Temperatura de la chumacera
ENTRADAS ANALÓGICAS MÓDULO SM 1231 AI4	
A0.0	Presión de agua de la turbina
A0.1	Presión del sistema hidráulico

Fuente: Elaborador por el Autor

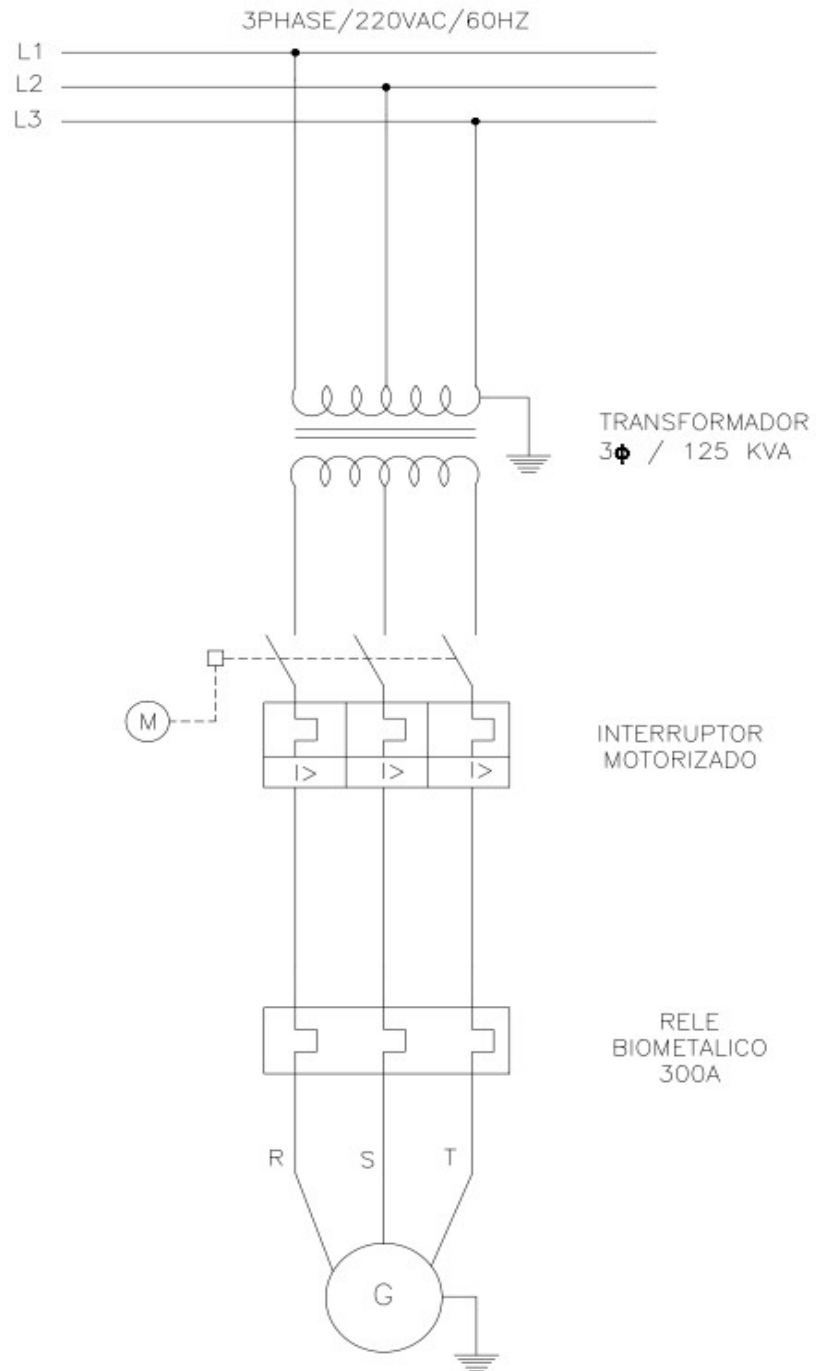
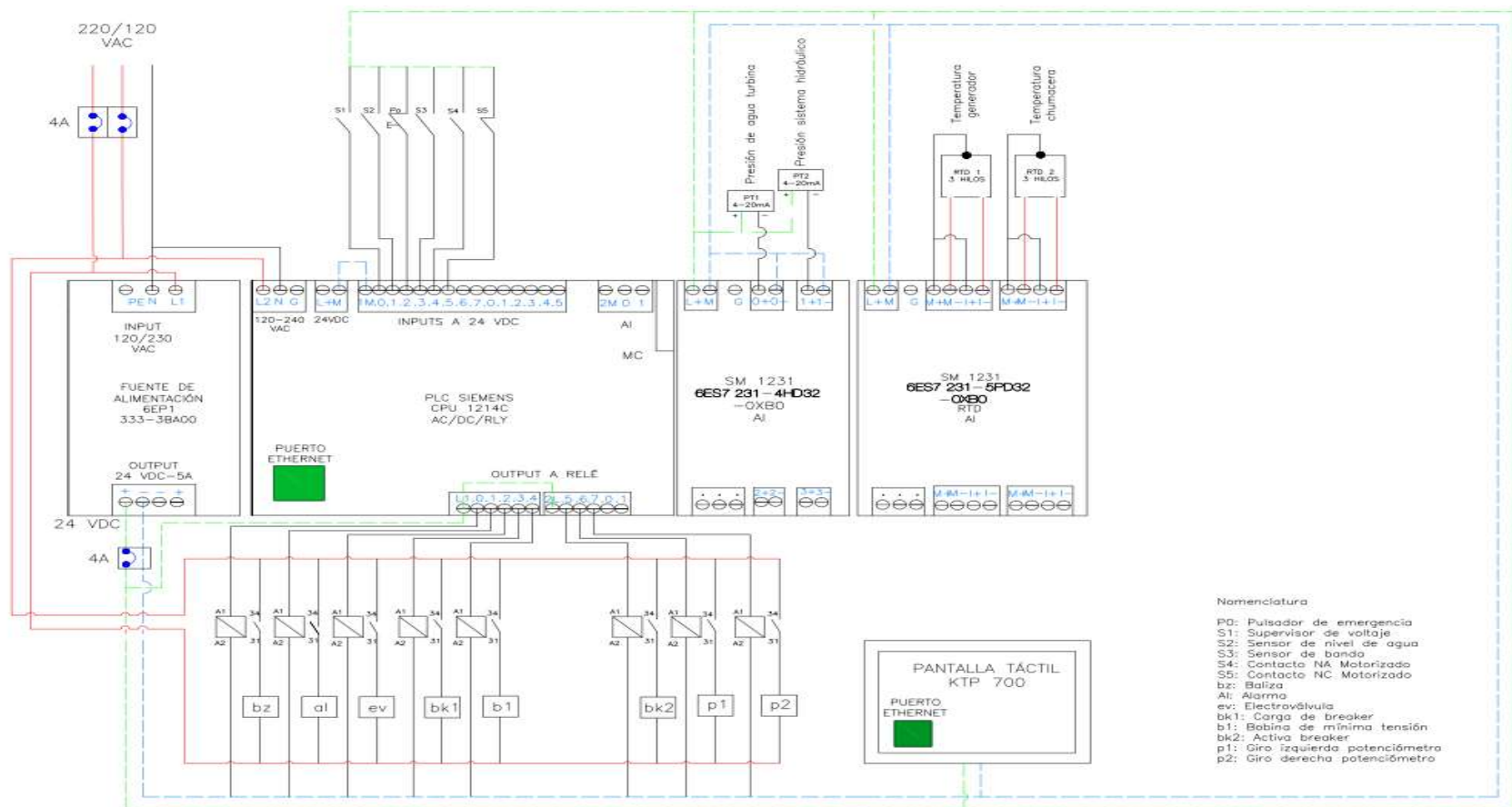


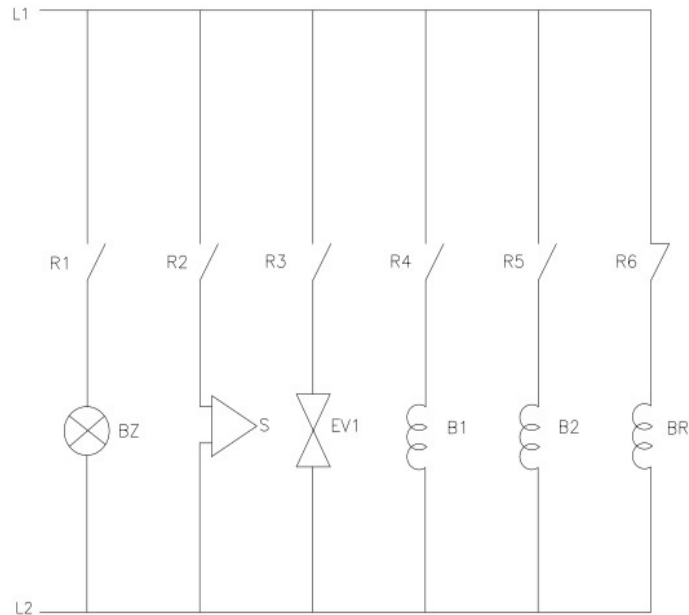
Figura 58 Diagrama de fuerza
Fuente: Elaborador por el Autor



- Nomenclatura
- PD: Pulsador de emergencia
 - S1: Supervisor de voltaje
 - S2: Sensor de nivel de agua
 - S3: Sensor de banda
 - S4: Contacto NA Motorizado
 - S5: Contacto NC Motorizado
 - bz: Baliza
 - Al: Alarma
 - ev: Electroválvula
 - bk1: Carga de breaker
 - b1: Bobina de mínima tensión
 - bk2: Activa breaker
 - p1: Giro izquierda potenciómetro
 - p2: Giro derecha potenciómetro

Figura 59 Diagrama de conexiones del PLC
Fuente: Elaborador por el Autor

En la Figura 60 se puede observar las conexiones de control que funciona a 220V.



Nomenclatura

- BZ: Baliza
- S: Sirena
- EV1: Electroválvula
- B1: Bobina motorizado
- B2: Bobina mínima tensión
- BR: Disparo breaker

Figura 60 Diagrama de conexiones de control

Fuente: Elaborador por el Autor

El montaje del tablero eléctrico está sujetas a las siguientes normas que rigen en el Ecuador bajo la supervisión del INEN.

- INEN 2 568:2010, medidas normalizadas de tableros eléctricos.
- NEC Cap. 15 Construcciones electromecánicas, requerimientos mínimos.

En la Figura 61 se puede observar la vista frontal del tablero de control, en la figura 62 se muestra la disposición en el interior del tablero eléctrico.

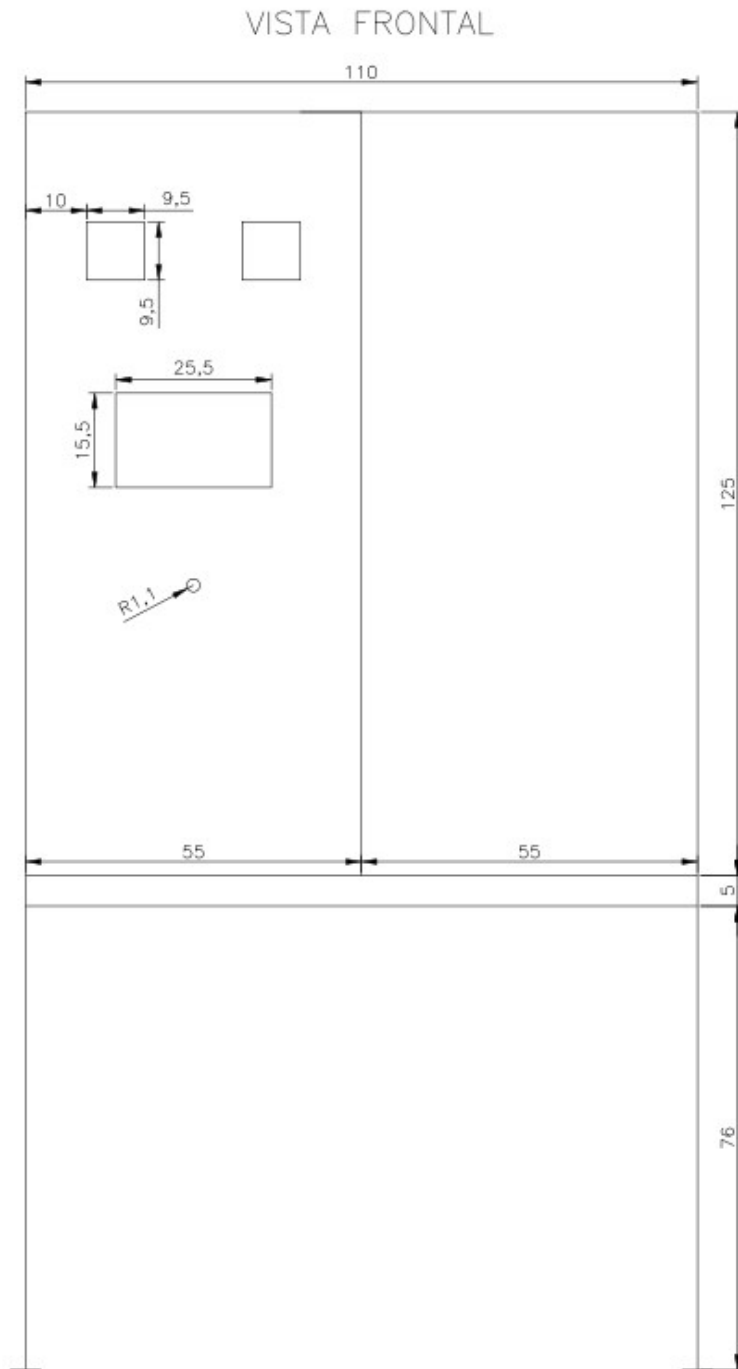


Figura 61 Dimensiones del tablero eléctrico
Fuente: Elaborador por el Autor

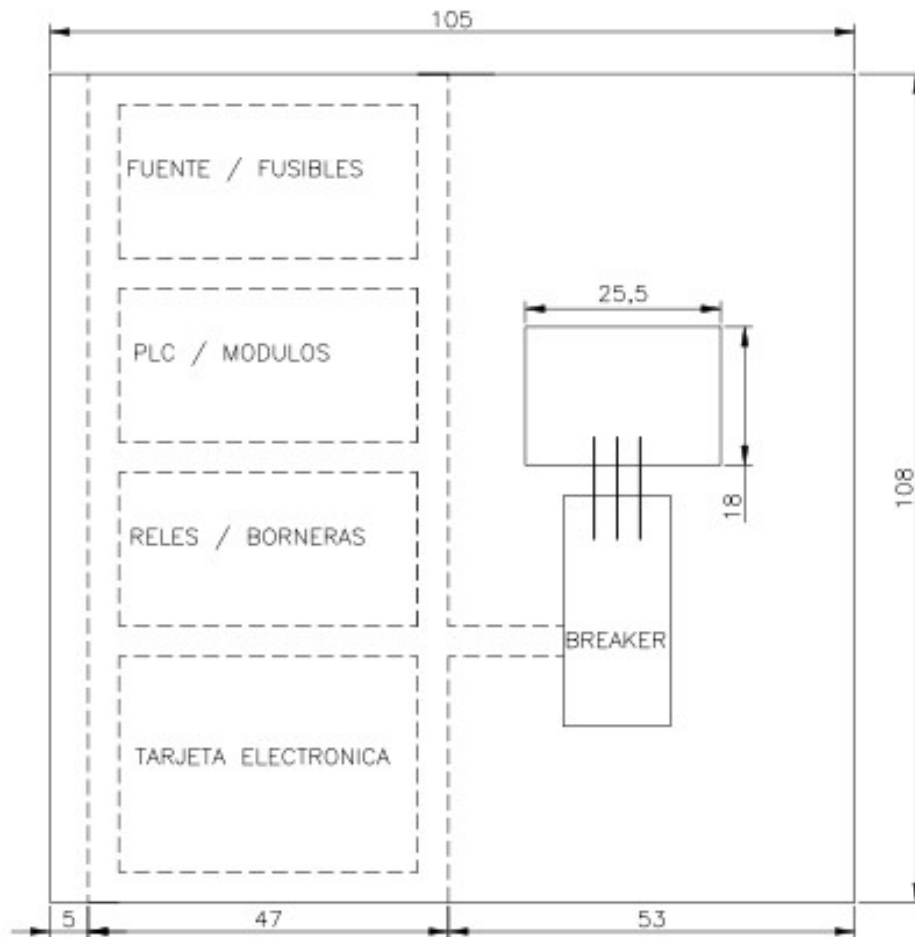


Figura 62 Disposición de los dispositivos en el interior del tablero
Fuente: Elaborador por el Autor

3.1.3.3 Topología de red

El PLC, HMI, Sentron PAC3200 y el centro de monitoreo, se comunican por medio de un switch. Este tipo de topología se la conoce como estrella ya que canaliza la información entre los dispositivos a través de un solo elemento.

Las IPV4 asignadas a los dispositivos son: PLC 192.168.0.2, HMI 192.168.0.3, Sentron PAC 3200 192.168.0.4 y la PC 192.168.0.30.

La Figura 63, se puede observar la topología de red que una conexión Ethernet.

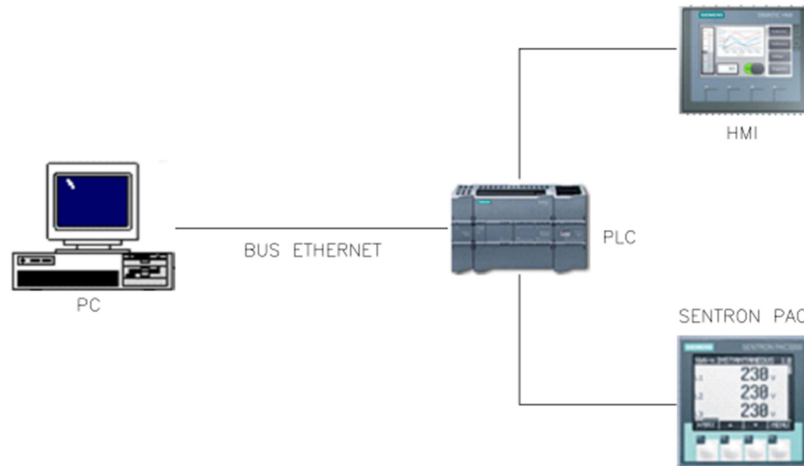


Figura 63 Topología de red
Fuente: Elaborador por el Autor

3.2 Implementación

En la ejecución del presente proyecto se partió de los análisis predictivos de vibraciones, termografías y resistividad del generador, las que realizó la empresa MAPREIN, luego posteriormente culminar con la instalación del nuevo sistema de control.

3.2.1.1 Actividades ejecutadas

3.2.1.2 Limpieza de acequias

La limpieza de acequias se realizó con el fin de asegurar el flujo de agua requerido en el funcionamiento de la central hidroeléctrica, se estableció que en un periodo semestral se repetirá la adecuación de las acequias.

Se desarenó la laguna de captación de agua como se puede ver en la Figura 64.



Figura 64 Desarenado de laguna de captación
Fuente: Elaborador por el Autor

3.2.1.3 Mantenimiento del generador

El mantenimiento del generador consistió en:

- Recuperación del aislamiento del estator del generador
- Cambio de rodamientos
- Secado al horno a 150°C
- Rebobinado del devanado de la excitatriz
- Análisis eléctrico luego del mantenimiento

Una vez que se instaló el generador, este se alineó con dispositivos laser como se muestra en la Figura 65.

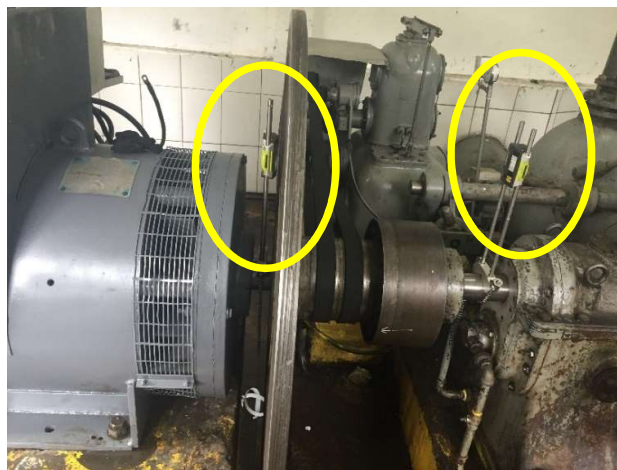


Figura 65 Alineación laser de generador

Fuente: Elaborador por el Autor

Y se obtuvo las tolerancias que se muestra en la Figura 66.



Figura 66 Resultados de la alineación

Fuente: Elaborador por el Autor

3.2.1.4 Mantenimiento de la Turbina y cambio de eje

Se instaló un eje nuevo de acero 705, junto con el nuevo juego de chumacera de magnolia, como se puede observar en la Figura 67.

En el mantenimiento de la turbina se realizaron los siguientes trabajos:

- Limpieza del reservorio de aceite.
- Cambio de aceite Rando 68
- Cambio de Prensa Estopa en la turbina
- Cambio de Prensa Estopa en el volante de ingreso de agua
- Limpieza del exterior de la turbina
- Inspección del impulsor
- Cambio y asentamiento de nuevas chumacera de magnolia
- Limpieza de filtro de aceite

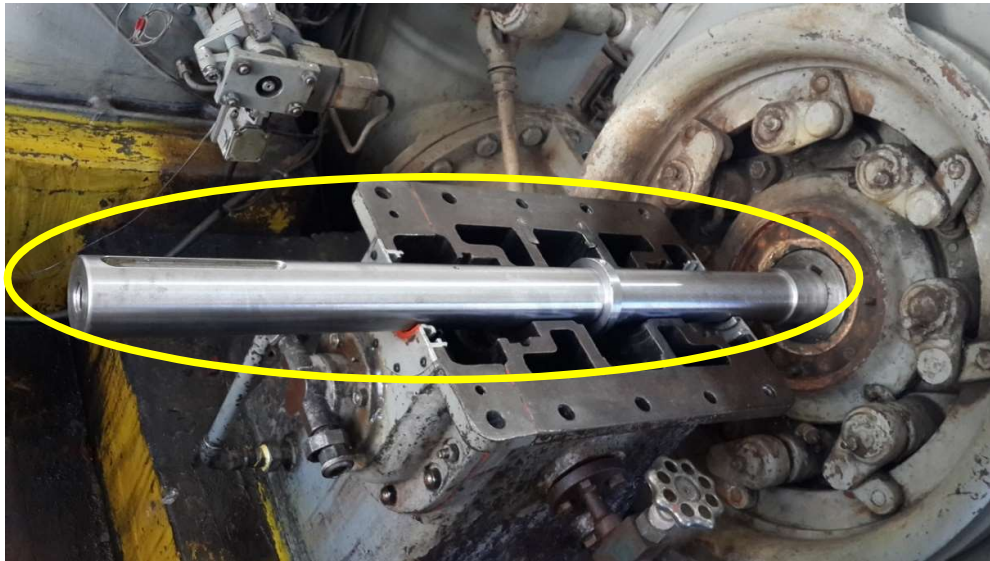


Figura 67 Instalación del nuevo eje

Fuente: Elaborador por el Autor

3.2.1.5 Instalación de los sensores PT100

La instalación de sensores de temperatura tipo PT100, se realizó con acoples de ½ pulgada en el interior de un termo pozo en la parte superior de la chumacera de la turbina, en el caso del generador se colocó junto a la protección del ventilador como se puede ver en la Figura 68.



Figura 68 Sensor de temperatura PT100

Fuente: Elaborador por el Autor

3.2.1.6 Instalación de los sensores de presión

La instalación de los sensores de presión se la realizó con acoples de ¼ pulgada NPT, el primero se instaló en la tubería de ingreso de agua antes del volante de la válvula de apertura, ver Figura 69 y el sensor del sistema hidráulico antes del serpentín de enfriamiento que se ubica junto a los filtros de aceite como se puede observar en la Figura 70.



Figura 69 Sensor de presión sistema de ingreso de agua

Fuente: Elaborador por el Autor



Figura 70 Sensor de presión de del sistema hidráulico

Fuente: Elaborador por el Autor

3.2.1.7 Elaboración del tablero eléctrico

El tablero antiguo como se observa en la Figura 71, no era apta para operación segura de la central hidroeléctrica de 125 KVA.

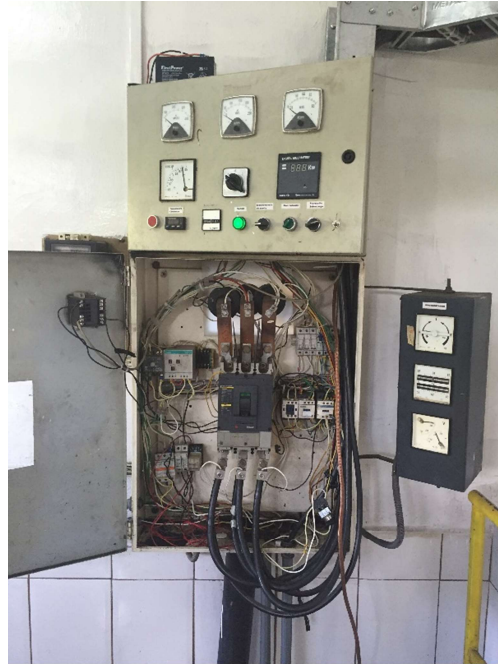


Figura 71 Tablero obsoleto de control

Fuente: Elaborador por el Autor

Se inició con la instalación de elementos que forman parte del control, en el cual constan los siguientes elementos:

- Breaker motorizado Siemens VT3
- PLC S7-1200 más módulos de entradas analógicas.
- Supervisor de voltaje
- Medidor de energía SENTRON PAC 3200
- Secuencimetro
- Relés auxiliares de 24 voltios
- Pantalla KTP 700
- Fuente de voltaje de 24 Voltios
- AVR (regulador automático de voltaje)

En la Figura 72 se muestra como se instaló los dispositivos en el medio fondo del tablero.

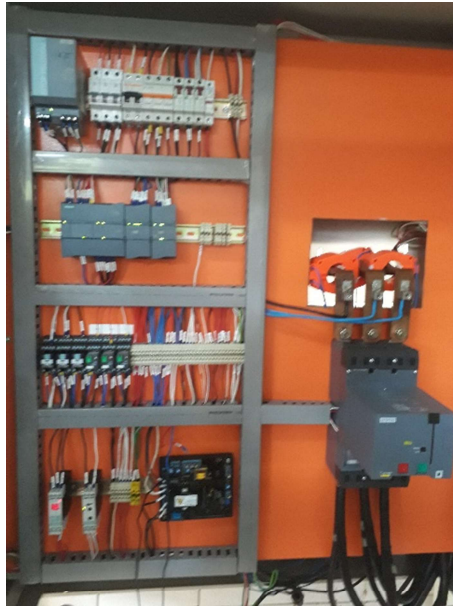


Figura 72 Tablero nuevo de control
Fuente: Elaborador por el Autor

En la Figura 73 se observa el tablero de control exteriormente.



Figura 73 Vista frontal del tablero de control
Fuente: Elaborador por el Autor

Los extremos de las barras de alto voltaje se modificaron para la conexión del breaker principal.

3.2.1.8 Programación del PLC

El PLC Siemens S7-1200 se realizó la programación en software de Siemens TIA PORTAL, en la Figura 74, Se observa la versión desde el PLC.

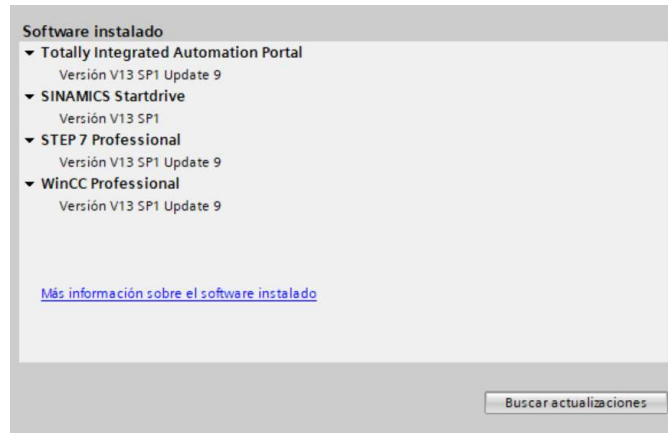


Figura 74 Versión del TIA PORTAL

Fuente: Elaborador por el Autor

La programación del control se la realizó en varios bloques de funciones como se puede observar en la Figura 75.

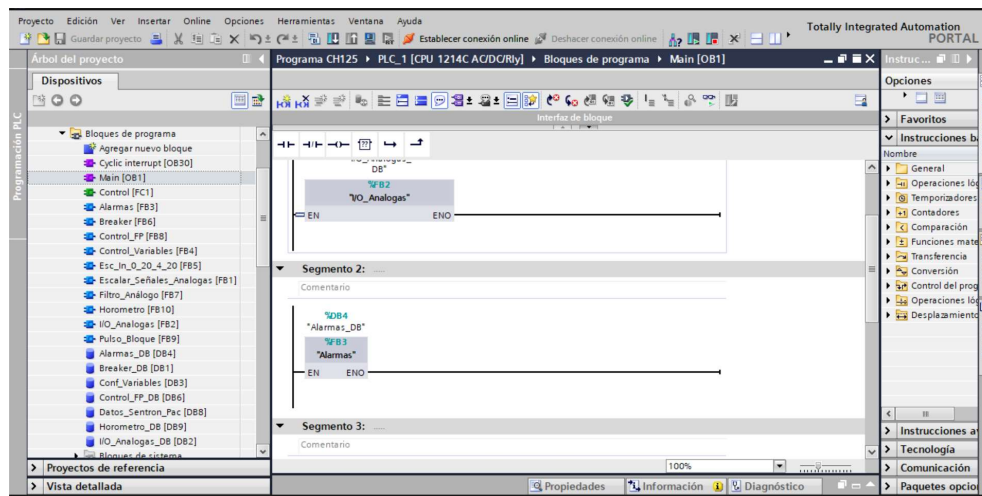


Figura 75 Bloques de programación

Fuente: Elaborador por el Autor

La comunicación entre el SENTRON PAC3200 y el PLC S7-1200 es vía Modbus TCP/IP.

Para establecer esta comunicación se debe definir en el SENTRON PAC3200 el tipo de conexión como se muestra en la Figura 76.

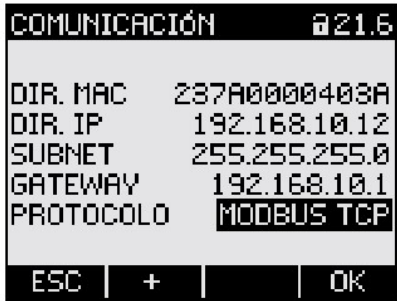


Figura 76 Protocolo de comunicación SENTRON PAC3200
Fuente: Elaborador por el Autor

Luego en el PLC, el programa TIA PORTAL la adquisición de datos utiliza la instrucción MB_CLIENT_DB, para comunicarse entre el servidor con el cliente, en la Figura 77, se observa la instrucción con los parámetros de dirección de adquisición de datos en un número máximo de 125.

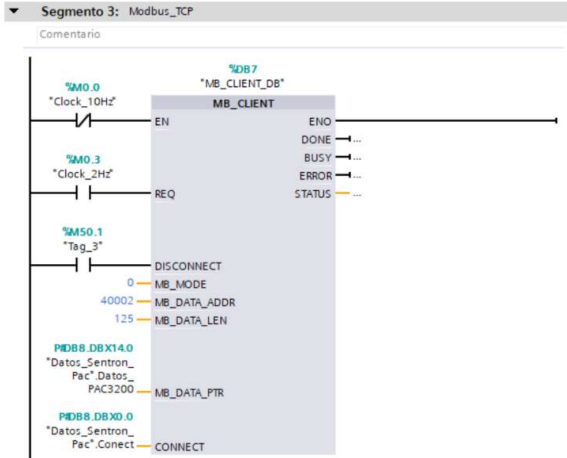


Figura 77 Conexión Modbus
Fuente: Elaborador por el Autor

En la Figura 78, se muestra como se presentan los datos adquiridos por el medidor de energía.

Datos_Sentron_Pac			
	Nombre	Tipo de datos	Offset
1	Static		
2	Conect	TCON_IP_v4	0.0
3	Datos_PAC3200	Array[0..300] of Real	14.0
4	Datos_PAC3200[0]	Real	0.0
5	Datos_PAC3200[1]	Real	4.0
6	Datos_PAC3200[2]	Real	8.0
7	Datos_PAC3200[3]	Real	12.0
8	Datos_PAC3200[4]	Real	16.0
9	Datos_PAC3200[5]	Real	20.0
10	Datos_PAC3200[6]	Real	24.0
11	Datos_PAC3200[7]	Real	28.0
12	Datos_PAC3200[8]	Real	32.0
13	Datos_PAC3200[9]	Real	36.0
14	Datos_PAC3200[10]	Real	40.0
15	Datos_PAC3200[11]	Real	44.0
16	Datos_PAC3200[12]	Real	48.0
17	Datos_PAC3200[13]	Real	52.0
18	Datos_PAC3200[14]	Real	56.0
19	Datos_PAC3200[15]	Real	60.0
20	Datos_PAC3200[16]	Real	64.0

Figura 78 Datos SENTRON PAC3200

Fuente: Elaborador por el Autor

3.2.1.9 Programación del HMI

En la Figura 79, se puede observar la pantalla principal en donde están presentes los principales parámetros de central hidroeléctrica.

Los datos del SENTRON PAC3200 se pueden visualizar en la Figura 80.

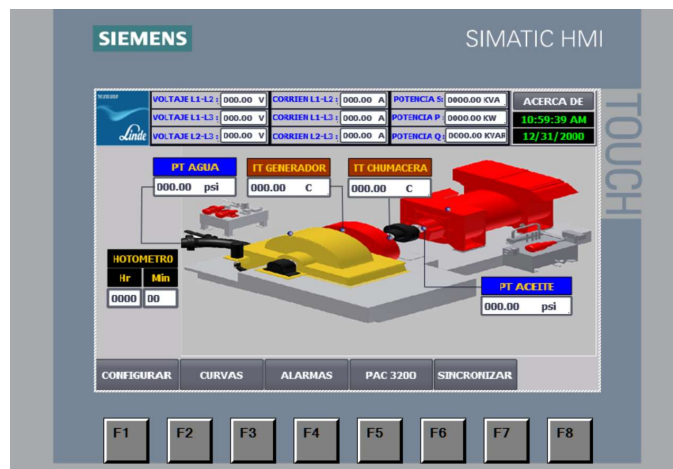


Figura 79 Pantalla principal HMI

Fuente: Elaborador por el Autor

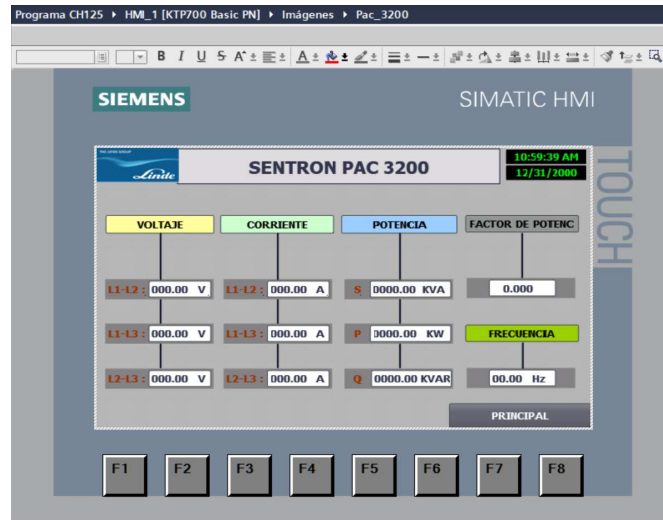


Figura 80 Pantalla secundaria HMI

Fuente: Elaborador por el Autor

3.2.1.10 Programación del SCADA iFIX

El iFix es un SCADA que comercializa GENERAL ELECTRIC, Linde Ecuador S.A., tiene comprada la licencia del programa, el cual se utiliza a nivel mundial, la versión se la puede observar en la Figura 81.



Figura 81 Pantalla RUN del iFIX

Fuente: Elaborador por el Autor

La adquisición de datos desde el PLC a la computadora del centro de monitoreo remoto se lo realiza por medio del programa KepServer, cuya configuración se la puede observar en la Figuras 82 que indica cómo crear un canal nuevo, en la Figura 83 se muestra el paso 1 donde se selecciona la marca del dispositivo y el tipo de comunicación, en el paso 2 se

asigna el nombre del nuevo canal y en la Figura 84 se muestra la opción para que grabe los valores en tiempo real de todas las variables independiente de sus valores anteriores.

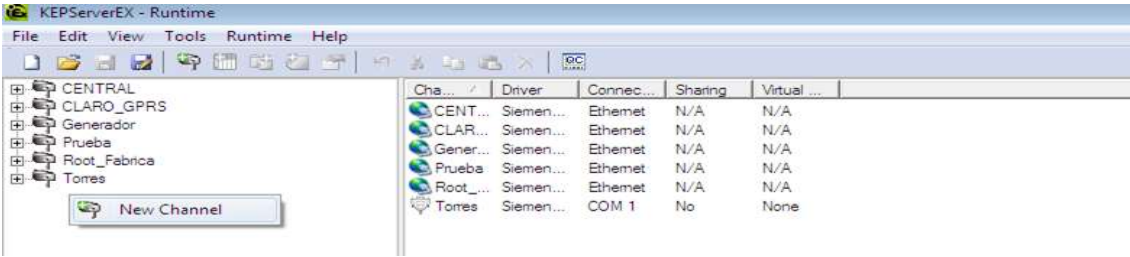
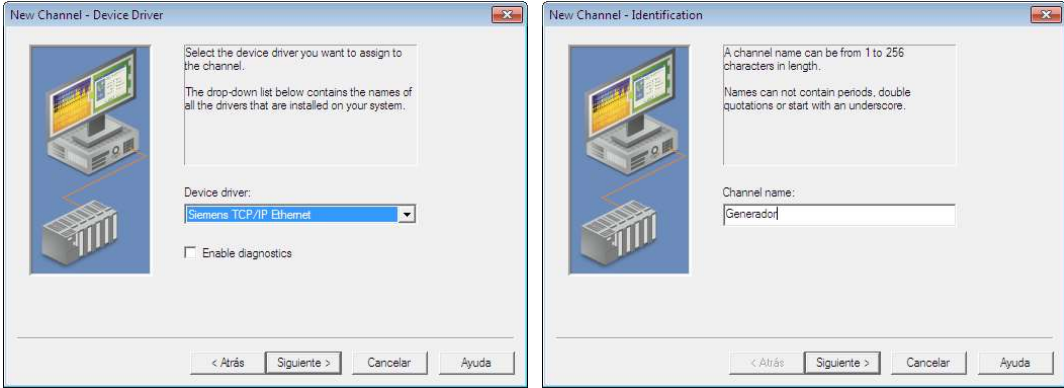


Figura 82 Nuevo Canal

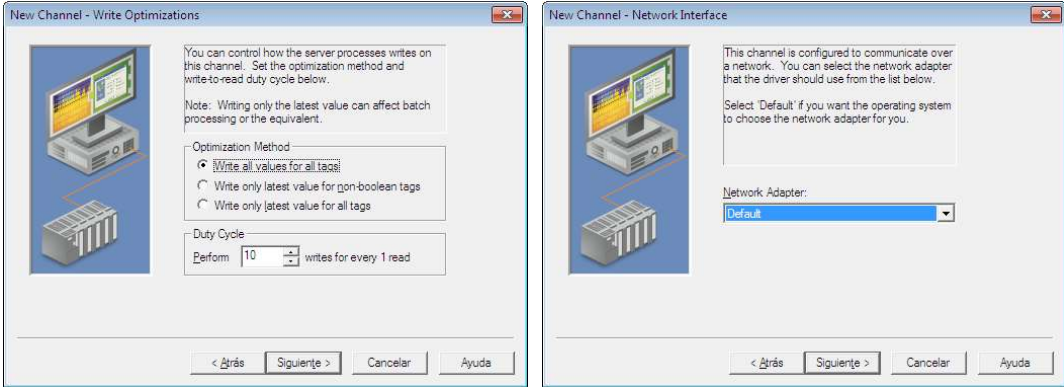
Fuente: Elaborador por el Autor



a) b)

Figura 83 Creación de nuevo canal, a) paso 1, b) paso 2

Fuente: Elaborador por el Autor



a) b)

Figura 84 Creación de nuevo canal, a) paso 3, b) paso 4

Fuente: Elaborador por el Autor

En la pantalla del KepServer se va a crear un lista de los datos extraidos desde el PLC, lo cuales se los visualizará en la pantalla del SCADA, ver Figura 85.

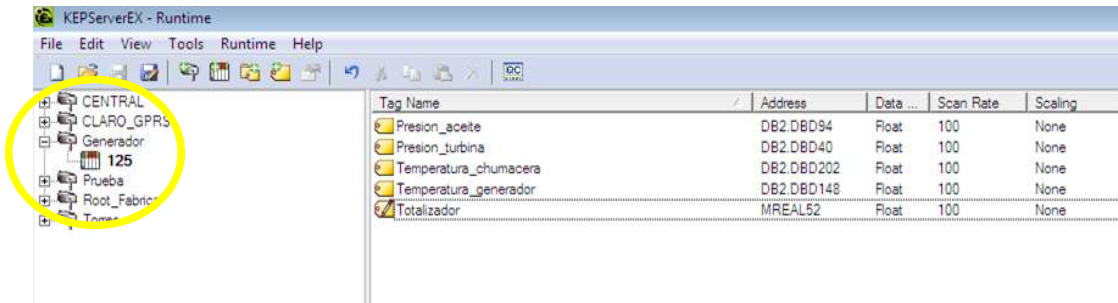


Figura 85 Variables KepServer

Fuente: Elaborador por el Autor

Con la lista de variables que se obtiene del KepServer, se procede a crear las direcciones en el iFIX, como se muestra en la Figura 86.

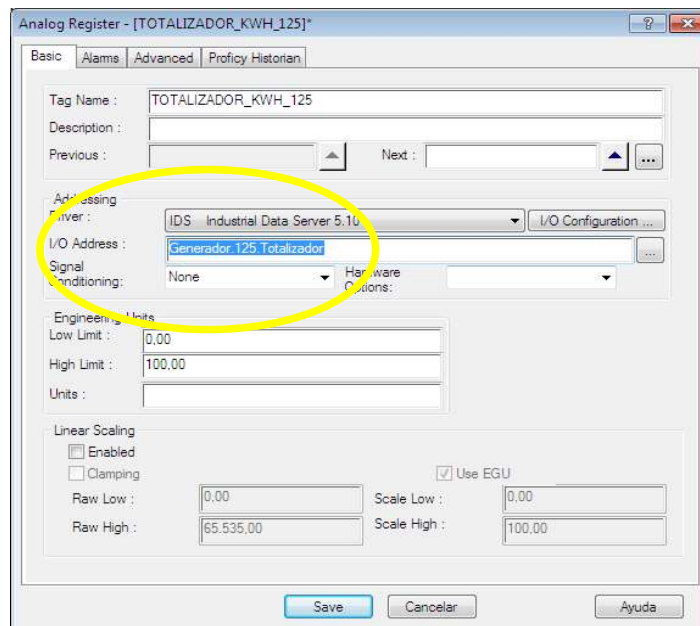


Figura 86 Creación de direcciones en iFIX

Fuente: Elaborador por el Autor

Luego aparecerá en una lista todas las direcciones creadas como se muestra en la figura 87, para ver los valores tomados siempre se debe dar un clic en RELOAD.

ID	Description	Scan	I/O Dev	I/O Addr	Curr Value
184	HIDRO...	---	IDS	Root_Fabrica_Laboratorio.Hidrocarb Reset	????
185	HUMEDAD_RESET	DO	IDS	Root_Fabrica_Laboratorio.Humedad Reset	????
186	ACTIVAR_B1	DR	IDS	Root_Fabrica.Device1.Activar_B1	1
187	ACTIVAR_B2	DR	IDS	Root_Fabrica.Device1.Activar_B2	1
188	AUTO_MANUAL_B1	DR	IDS	Root_Fabrica.Device1.Auto_Manual_B1	0
189	AUTO_MANUAL_B2	DR	IDS	Root_Fabrica.Device1.Auto_Manual_B2	0
190	TOTALIZADOR_KWH_125	AR	IDS	Generador_125.Totalizador	15.931,27
191	B1_HOROMETRO_RESET	DR	IDS	Root_Fabrica.Device1.B1_RESET	0
192	B2_HOROMETRO_RESET	DR	IDS	Root_Fabrica.Device1.B2_RESET	0
193	BCONTROLDISPARO_DISPARORUNNING	DR	IDS	CENTRAL_HIDROELECTRICA.dbControlDisparo_DisparoRunning	0
194	DBALARMAS_PA_NTC	DR	IDS	CENTRAL_HIDROELECTRICA.dbAlarma_PA_NTC	0
195	DBCOMMONBLOCK_LIFEBIT	DR	IDS	CENTRAL_HIDROELECTRICA.dbCommonBlock_LifeBit	1
196	DBCONTROLPRINCIPAL_RUNNING	DR	IDS	CENTRAL_HIDROELECTRICA.dbControlPrincipal_Running	0
197	DBCONTROLPRINCIPAL_START	DR	IDS	CENTRAL_HIDROELECTRICA.dbControlPrincipal_Start	0
198	DBCONTROLPRINCIPAL_STOP	DR	IDS	CENTRAL_HIDROELECTRICA.dbControlPrincipal_Stop	0
199	DBCONTROLPRINCIPAL_STOPPED	DR	IDS	CENTRAL_HIDROELECTRICA.dbControlPrincipal_Stopped	1
200	DBIO_DIGITALES_RESET_PANEL	DR	IDS	CENTRAL_HIDROELECTRICA.dbIO_Digitales_RESET_PANEL	0
201	DBIO_DIGITALES_SW_MANUAL_AUTO	DR	IDS	CENTRAL_HIDROELECTRICA.dbIO_Digitales_SW_MANUAL_AUTO	1
202	DBTANQUECARGA_RUNNING	DR	IDS	CENTRAL_HIDROELECTRICA.dbTanqueCarga_Running	0
203	DBTANQUECARGA_START	DR	IDS	CENTRAL_HIDROELECTRICA.dbTanqueCarga_Start	0
204	DBTANQUECARGA_STOP	DR	IDS	CENTRAL_HIDROELECTRICA.dbTanqueCarga_Stop	0
205	DBTANQUECARGA_STOPPED	DR	IDS	CENTRAL_HIDROELECTRICA.dbTanqueCarga_Stopped	1
206	DIGITALES_RESET_RELE_GENER	DR	IDS	CENTRAL_HIDROELECTRICA.dbIO_Digitales_RESET_RELE_GENER	0
207	T_B1_RESET_HOROMETRO	DR	IDS	CLARO_GPRS.Tatambo.B1_Reset_horometro	????
208	T_MANUAL	DR	IDS	CLARO_GPRS.Tatambo.Manual	????
209	T_MM40_OFF	DR	IDS	CLARO_GPRS.Tatambo.Motor_Off	????
210	T_MM40_ON	DR	IDS	CLARO_GPRS.Tatambo.Motor_On	????
211	T_RESET	DR	IDS	CLARO_GPRS.Tatambo.Reset	????
212	T_RUN	DR	IDS	CLARO_GPRS.Tatambo.Run	????
213	T_RUN_B1	DR	IDS	CLARO_GPRS.Tatambo.Run_B1	????
214					
215					
216					
217					
218					

Figura 87 Lista de direcciones en iFIX

Fuente: Elaborador por el Autor

La pantalla principal en el SCADA se muestra en la Figura 88.

ESTADO ROOT 1 PLANTA		ESTADO ROOT 2 PLANTA		ESTADO ROOT TATATAMBO		GENERACION TOTAL: ???? KW	
Corriente: 44,27	ESTADO: RUN	Corriente: 62,89	ESTADO: RUN	Frecuencia: ???? Hz		POTENCIA APARENTE: ???? KVA	
SET POINT: -1,70	PRESION: -1,68	SET POINT: -3,30	PRESION: -3,31	SET POINT: ????	ESTADO: RUN	POTENCIA ACTIVA: ???? KW	
192.168.0.5		172.28.167.9		172.28.167.15		FACTOR DE POTENCIA: ???? ?	

SISTEMA SCADA PLANTA CO2

HIDROELECTRICA 125 KVA

BOMBAS CO2

HIDROELECTRICA 380 KVA

ANALISIS

Figura 88 Pantalla principal iFIX

Fuente: Elaborador por el Autor

Cuando se ingrese en la pestaña de la central hidroeléctrica de 125KVA se puede ver la pantalla de la Figura 89.

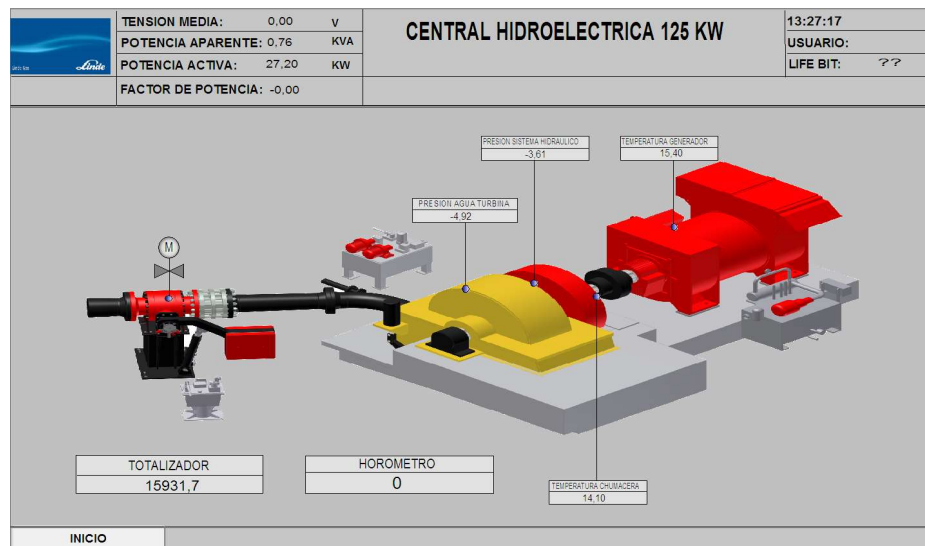


Figura 89 Pantalla central hidroeléctrica de 125 KVA

Fuente: Elaborador por el Autor

3.3 Pruebas de funcionamiento

Luego de la implementación se procedió a realizar las pruebas de funcionamiento, de parte de la compañía MAELIN quien fue el responsable de los trabajos eléctricos del generador. Realizó las pruebas con carga del generador, con 240 amperios en cada fase del generador, trabajó 12 horas y se no registraron altas temperaturas.

El cambio de eje y de los cojinetes de la chumacera redujo las vibraciones, de igual forma no se presentó sobre temperaturas en la turbina.

El funcionamiento del breaker motorizado, se comprobó accionándolo manualmente, este cerró sin presentar dificultad y se lo disparó al simular un corte de energía a través del supervisor de voltaje.

Con el análisis de los problemas que se encontraron en el arranque de la central hidroeléctrica surgió la necesidad de implementar un manual de operación cuyos pasos son:

- Verificación de las alarmas en el HMI
- Verificación del pistón de seguridad
- Verificación del regulador de carga
- Verificación de aceite
- Verificación del caudal de agua
- Condiciones iniciales de arranque
- Encendido de planta y sincronización con la EEQ.

Estos pasos están descritos a detalle en el Anexo 1.

La solución de posibles fallas se lo puede encontrar en el manual técnico que corresponde al Anexo 2.

Tabla 6. Pruebas preliminares

Tarea	Tipo de tarea	Descripción	Cumple		Observación
			Si	No	
1	Análisis eléctrico del generador	Prueba de resistividad		X	Contacto a masa el bobinado de la excitatriz
		Prueba de Aislamiento		X	Bajo aislamiento del bobinado del estator
2	Análisis eléctrico del transformador	Termografías	X		
3	Análisis mecánico de la turbina	Vibraciones		X	Fuera de rango 5 <u>mms</u>
4	Revisión de cableado de fuerza	Medición de aislamiento, reajuste de terminales	X		
5	Revisión del supervisor de voltaje	Prueba de caída de voltaje		X	No responde el supervisor de voltaje, internamente el contacto NA no cambia de posición cuando detecta la variación o falta de voltaje
		Prueba de sobre voltaje		X	
		Prueba de línea abierta		X	
6	Verificación de la comunicación Ethernet desde el centro de monitoreo remoto	Comunicación con el PLC	X		En la propuesta original la comunicación se iba a realizar vía cable de cobre, pero debido a un proyecto de fibra óptica que está en ejecución en la planta de CO2, se optó por este tipo de comunicación
		Comunicación con el HMI	X		
		Comunicación con el SENTRON PAC3200	X		
7	Prueba de funcionamiento del PID	Control automático del factor de potencia		X	La respuesta ante el pulso de voltaje en el AVR hace disparar la corriente del generador y produce la apertura del <u>braker</u> por sobre corriente
8	Verificación de parámetros en el SCADA <u>iFIX</u>	Revisar los valores de las magnitudes eléctricas de generador	X		

Fuente: Elaborador por el Autor

3.3.1.1 Acciones correctivas para aceptación

- **Tarea1:**

De acuerdo al análisis eléctrico que se realizó al generador, este no pasó las pruebas, el bajo aislamiento en las bobinas del estator y así como el corto circuito en un bobinado de la excitatriz fueron los principales problemas que se presentaron.

Los trabajos realizados por parte de una empresa dedicada al mantenimiento de motores y generador, la recuperación del aislamiento del bobinado de estator y el rebobinado de los devanados del rotor hicieron que el generador recupere su eficiencia, adicionalmente se le cambiaron los rodamientos y encamisaron las tapas.

- **Tarea 3:**

El análisis de vibraciones mostró la condición en la que se encuentra el sistema mecánico, las recomendaciones hechas por MAPREIN concluyeron en la necesidad de cambiar los cojinetes de la chumacera de la turbina, así como el eje central, luego de los trabajos realizados, se obtuvo una vibración de 1.5 mms.

- **Tarea 5:**

En la etapa de diseño se contempló el correcto funcionamiento del antiguo supervisor de voltaje, las pruebas realizadas mostraron lo contrario, el equipo funciona pero no responden los contactos que son necesarios para el control. La solución fue adquirir un nuevo supervisor de voltaje de marca Siemens.

- **Tarea 7:**

El control PID no funcionó, porque la respuesta del AVR al pulso de 5 voltios hizo subir la corriente en el generador, por ende hizo abrir el sincronismo. Se programó una rampa de aumento de voltaje pero sin tener resultados positivos.

El control del factor de potencia se lo realiza a través de un potenciómetro de precisión de 1 K Ω y 5 vatios.

Al potenciómetro se le adaptó un motor de 5 voltios que lo hace girar a la derecha o la izquierda, al cual lo controla el PLC en función de los reactivos capacitivos o inductivos con un control ON/OFF.

Tabla 7. Pruebas finales

Tarea	Tipo de tarea	Descripción	Cumple		Observación
			Si	No	
1	Análisis eléctrico del generador	Prueba de resistividad	X		
		Prueba de Aislamiento	X		
2	Análisis eléctrico del transformador	Termografías	X		
3	Análisis mecánico de la turbina	Vibraciones	X		
4	Revisión de cableado de fuerza	Medición de aislamiento, reajuste de terminales	X		
5	Revisión del supervisor de voltaje	Prueba de caída de voltaje	X		
		Prueba de sobre voltaje	X		
		Prueba de línea abierta	X		
6	Verificación de la comunicación Ethernet desde el centro de monitoreo remoto	Comunicación con el PLC	X		
		Comunicación con el HMI	X		
		Comunicación con el SENTRON PAC3200	X		
7	Prueba de funcionamiento del PID	Control automático del factor de potencia	X		
8	Verificación de parámetros en el SCADA <u>iFIX</u>	Revisar los valores de las magnitudes eléctricas de generador	X		

Fuente: Elaborador por el Autor

3.4 Cronograma

El cronograma de actividades parte del estudio que se realizó a los principales componentes de la central hidroeléctrica, como se puede ver en la figura 90.

Los trabajos empezaron desde el punto más crítico. La reparación del generador tardó un mes e incluyó su instalación mecánica.

Luego se realizó la reparación del eje y reconstrucción de los cojinetes de la turbina. Esto tomó un tiempo de dos semanas.

Estos trabajos fueron de la mano con el diseño del tablero de control automático, puesto que en la medida que se avanzó con las actividades se presentaron requerimientos de seguridad, confiabilidad y eficiencia.

La segunda fase del proyecto se enfocó en la selección de dispositivos y diagramas de conexión conjuntamente con el equipo de proyectos de Linde Ecuador S.A.

Posteriormente la tercera etapa se enfatizó en la adquisición de los elementos que conforman el tablero de control automático luego del cual se realizó la implementación y para finalizar las pruebas de funcionamiento y la entrega del proyecto.

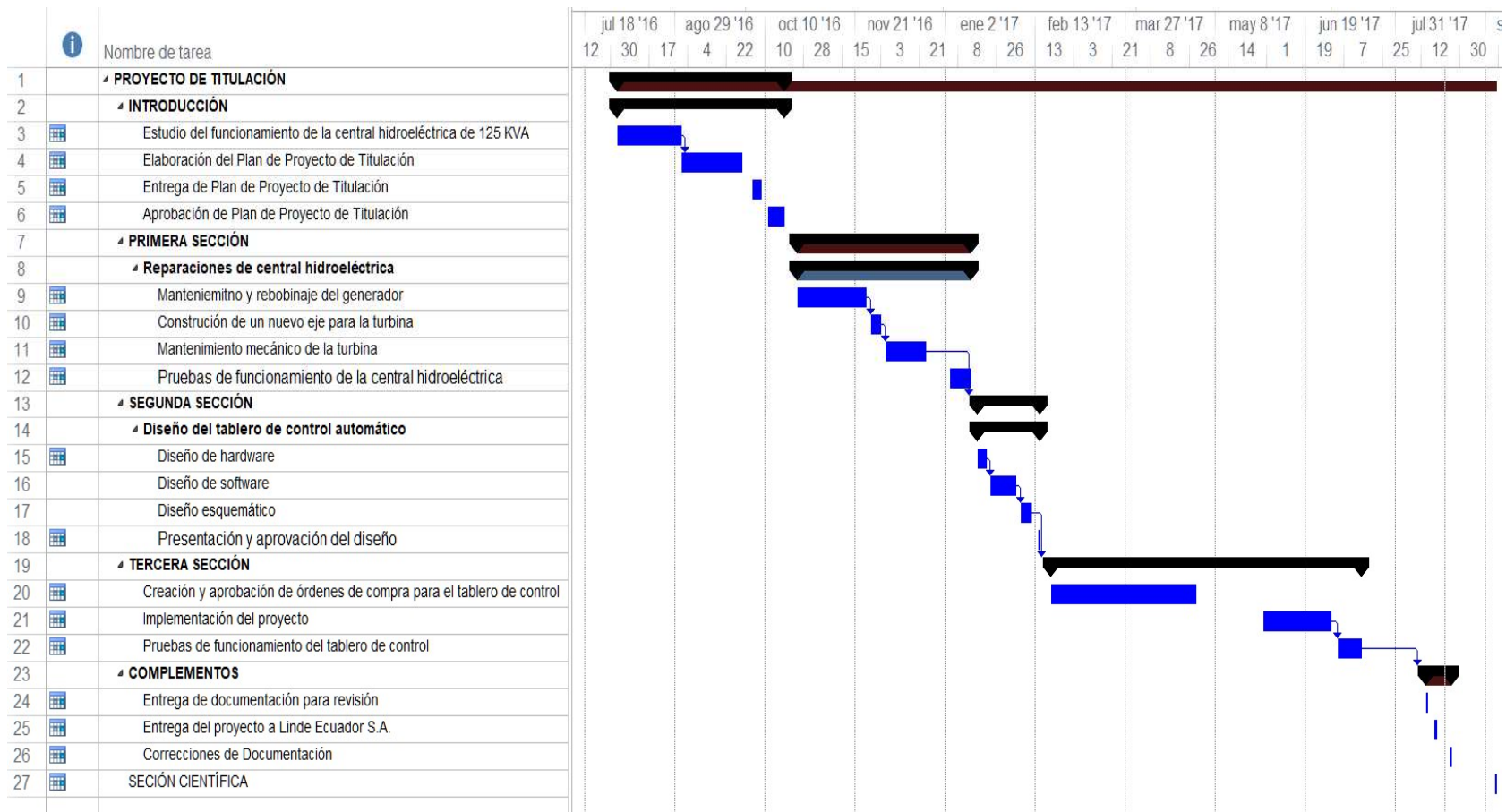


Figura 90 Cronograma
Fuente: Elaborador por el Autor

4 SECCIÓN IV

4.1 Conclusiones

- Al analizar la situación del control de la central hidroeléctrica, el cual representa el primer objetivo, se determinó que el sistema de instrumentación así como el breaker principal se debe remplazar puesto que son obsoletos y no son compatibles con PLC Siemens S7-1200.
- En el segundo objetivo a través el diseño del programa en el software TIA PORTAL. La interfaz de usuario es muy amigable con el programador porque permite tener acceso a la programación y visualización de datos del proceso en tiempo real, por lo que se concluye que es software idóneo para el presente proyecto.
- Luego en el tercero las temperaturas del generador y de la chumacera de la turbina, así como las presiones de agua y del sistema hidráulico se miden con instrumentos analógicos, debido a la importancia de estos parámetros en el correcto funcionamiento de la central, en la fase del diseño se determinó que se requiere de un sistema electrónico de instrumentación compatible con el lenguaje del PLC Siemens S7-1200 AC/DC/RLY.
- Pues en el cuarto objetivo para establecer una comunicación fiable entre la central hidroeléctrica y el centro de monitoreo remoto se utilizó fibra óptica, por lo que se determina que la supervisión de la central hidroeléctrica será constante.
- Finalmente con el quinto objetivo, los resultados de las pruebas de funcionamiento fueron exitosas, esto se pudo verificar a través de caídas de voltajes, variaciones de presión en el sistema hidráulico y sobre temperaturas, pues las pruebas antes expuestas hacen que el sincronismo se abra con una velocidad de 6 μ s con lo que se concluye que la central hidroeléctrica está protegida de condiciones poco favorables para la generación.
- En el proceso de implementación del actual proyecto, se instaló un nuevo cableado de control, el circuito de fuerza posee cables 4/0 TTU, los mismos que se sustituyeron hace un par de años, de este hecho se concluye que estos conductores no requieren su remplazo, cabe mencionar que en las termografías no se observó puntos calientes.
- Luego de las pruebas de funcionamiento que se realizaron en todos los escenarios desfavorables como: las inundaciones en el cuarto de máquinas de 5 centímetros sobre el suelo, el caudal de agua inferior a 20 PSI, las caídas de voltaje a 210 voltios, las sobre temperaturas de 55°C en la chumacera y 45°C en el generador,

se logró comprobar que el sistema funciona correctamente, con un tiempo de respuesta 6 μ s ante estos eventos.

- Luego de los trabajos que se ejecutaron en el generador y la turbina, la central hidroeléctrica trabaja en óptimas condiciones desde el mes de enero del año en curso, de los reportes de producción de la Planta de CO₂ se determina que la disponibilidad incrementó a un 98%, pues los cortes de energía de la Empresa Eléctrica Quito impiden llegar al 100%.

4.2 Recomendaciones

- La central hidroeléctrica subió su eficiencia del 40% al 60%-70%, se sugiere realizar análisis de vibraciones y termografías cada tres meses para evitar posibles fallas catastróficas.
- La presión y temperatura son los parámetros que tienen mayor grado de importancia en la protección de la central hidroeléctrica, con este proceder se recomienda realizar las calibraciones de los transmisores de presión y PT100 cada año.
- Las pre alarmas de temperatura en la chumacera es de 50°C y en el generador de 40°C según los datos del fabricante, se recomienda que se revise el motivo de la elevación de la temperatura antes que lleguen a los valores límite de 55°C y 45°C respectivamente con la finalidad de prevenir que se desconecte el sincronismo.
- Se recomienda que la carga máxima del generador se mantenga en 80 KW, esto para evitar que se recaliente la chumacera de la turbina.
- Cuando la presión del agua en la turbina descienda a los 20 PSI, se sugiere verificar la rejilla en el tanque de presión con el objetivo de evitar la cavitación en la turbina y la apertura del breaker principal.
- Para evitar desgastes innecesarios en el sistema hidráulico de la turbina se sugiere bajar la carga cada vez que la central hidroeléctrica se apague y cerrar completamente el volante de ingreso de agua.
- El encendido de la central hidroeléctrica requiere de una lista verificaciones y pasos a cumplir, para una correcta operación se sugiere que antes de prender se lean los manuales técnico y del usuario que se encuentran en el Anexo 1 y 2.

4.3 Bibliografía

- © Baldor Electric Company. (may 2013). *Direct Current Motors and Drives 1/50 - 3000 Hp*. Baldor Electric Company (A member of The ABB Group): U.S.A.
- Aller, J. M. (2008). *Máquinas Eléctricas Rotativas: Introducción a la Teoría General*. Sartenejas, Baruta, Edo. Miranda, Venezuela: Editorial Equinoccio.
- Asociación Española de la Industria Eléctrica . (2017). *Funcionamiento de las centrales eléctricas*. Obtenido de Central hidroeléctrica de Bombeo: <http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centrales-electricas/1342-central-bombeo>
- Basnet, G. (Apr 8, 2015). *Presentation on Kaplan turbine*. Gurgaon, Haryana, India: Ansal University, Gurgaon.
- Boldea, Ion;. (2006). *The Electric Generators Handbook - Synchronous Generators*. Boca Raton, FL, the United States of America: CRC Press - Taylor & Francis Group.
- BP. (2016). *BP Statistical Review of World Energy June 2016*. Edinburgh, United Kingdom: Pureprint Group Limited.
- Castro, A. (octubre, 2006). *Minicentrales hidroeléctricas*. Madrid, España: IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- Chapman, S. J. (2012). *Máquinas Eléctricas, Quinta edición*. México, D.F.: McGRAW-HILL/Interamericana Editores, S.A. de C.V.
- División de Ingeniería de CRANE. (1998). *Flujo de fluidos en válvulas, accesorios y tuberías*. USA: McGraw-Hill.
- Domínguez Gómez, J. A. (Abril, 2008). *Energías Alternativas, 3ra Edición*. Madrid: Equipo Sirius, S.A.
- EGE. (2014). *Special-Sensors for Automation*. Gettorf, Germany: EGE-Elektronik Spezial-Sensoren GmbH.

- Endesa Educa (empresa del Grupo Enel). (2014). *Endesa Educa*. Obtenido de Centrales eléctricas: http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/vii.-las-centrales-electricas
- Endesa Educa (empresa del Grupo Enel). (2014). *Endesa Educa*. Obtenido de Centrales solares: http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/xii.-las-centrales-solares
- European standard ISO 5167-2. (2003). *Measurement of fluid flow by means of pressure differential devices inserted in circular-cross section conduits running full, Part 2: Orifice plates*. Brussels, Belgium: International Organization for Standardization.
- Favrel, A. (Feb 2016). *Dynamics of the cavitation precessing vortex rope for Francis turbines at part load operating conditions*. Lausanne, Vaud, Switzerland: École Polytechnique Fédérale de Lausanne.
- Fernández Díez , P. (1996). *Turbinas hidráulicas*. Cantabria, España: Universidad de Cantabria.
- Figueroa, J. (2013). *Universidad de Chile*. Obtenido de Breve historia de la turbina de impulso Pelton: <http://www.cec.uchile.cl/~jfiguero/histpelton.html>
- Fitzgerald, A. E., Kingsley, Jr., C., & Umans, S. D. (2003). *Electric Machinery, Sixth Edition*. New York, the United States: McGraw-Hill Higher Education.
- Fraile Mora, J. (2008). *Máquinas Eléctricas, Sexta edición*. Aravaca, Madrid: McGraw-Hill/Interamericana de España, S. A. U.
- González Marcos, M. P. (febrero 2009). *Máquinas de Fluidos*. Bilbao, España: Universidad del País Vasco.
- Haas, R., Hiebert, M., & Hoatson, E. (November 11, 2014). *Francis Turbines - Fundamentals and Everything Else You Didn't Know That You Wanted To Know*. Colorado, USA: Colorado State University, CIVE 401.

- Inc, O&M Consulting Services. (2014). *Basic AC Electrical Generators*. Lawrenceburg, IN: American Society of Power Engineers, Inc.
- Juárez C., J. D. (1992). *Centrales Hidroeléctricas*. México: Universidad Autónoma Metropolitana, Unidad Azcapolzalco.
- Kakimoto, N., & Baba, K. (August 2003). Performance of Gas Turbine-Based Plants During Frequency. *IEEE Transactions on Power Engineering*, 1110–1115.
- Kuphaldt, T. R. (January, 2009). *Lessons In Industrial Instrumentation*. San Francisco, California, USA: Creative Commons Attribution.
- learn4electrical. (9 de septiembre de 2015). *Its All About Electrical*. Obtenido de Types Of Electric Generator: <http://learn4electrical.altervista.org/types-of-electric-generator/>
- Liptak, Bela G.;. (2003). *Instrument engineers' handbook, Fourth Edition*. Danvers, MA,USA: CRC Press.
- Martín Conti, A. (18 de octubre de 2010). *Departamento de Electrotecnia*. Obtenido de Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires: http://materias.fi.uba.ar/6517/Teoricas/Turbinas_Hidraulicas.ppt
- Mateos Martín, F. (nov, 2004). *Autómatas programables*. Oviedo, España: Ingeniería de Sistemas y Automática - Universidad de Oviedo.
- Omega. (2014). *Technical Learning*. Obtenido de Thermal Mass Flow Working Principle, Theory and Design: <http://www.omega.com/technical-learning/thermal-mass-flow-working-principle-theory-and-design.html>
- Omron. (2017). *Technical Support*. Obtenido de Technical Explanation for Rotary Encoders: <https://www.ia.omron.com/support/guide/34/introduction.html>
- Pansini, A. J., & Smalling, K. D. (2006). *Guide to Electric Power Generation, 3rd Edition*. Florida, USA: Taylor & Francis Ltd.
- Romero Martínez, W. G., Gonzalez Quintanilla, I., Menjivar Leonardo, M. J., Portillo Siguenza, A. E., & Cubías Alas, M. A. (20 de julio de 2009). *Turbinas hidráulicas*

- de reacción de flujo axial: Turbinas KAPLAN*. San Salvador, El Salvador: Universidad de El Salvador (Facultad de Ingeniería y Arquitectura).
- Rosemount Inc. (1998). *Pressure Fundamentals and Transmitter Selection*. Chanhassen, MN, USA: Fisher-Rosemount Limited.
- Rosemount Inc. (March 2015). *The Engineer's Guide to DP Flow Measurement*. Chanhassen, MN, USA: Emerson Electric Co.
- Shortridge, R. W. (February, 1989). Francis and his turbine. *Hydro Review*, 24-28.
- Siemens AG . (2008). *SIMATIC S7-300 CPU 31xC y CPU 31x, Datos técnicos - Manual de producto*. Nürnberg, Alemania: Siemens AG Industry Sector.
- SNCZI-IPE. (2000). *Aprovechamiento hidroeléctricos*. España: Ministerio de Agricultura y pesca, Alimentación y Medio Ambiente.
- Tagare, D. M. (2011). *Electric Power Generation - The Changing Dimensions*. Hoboken, New Jersey, USA: John Wiley & Sons, Inc.
- The Rosemount Level Marketing Team. (June 2013). *The Engineer's Guide to Level Measurement, 2013 Edition*. Chanhassen, MN, USA: Rosemount, Inc. Emerson Process Management.
- The Rosemount Level Marketing Team. (October 2009). *DP Flow Theory - Deriving the DP Flow Equation (Part 1)*. Chanhassen MN, USA: Emerson Process Management.
- US Motors. (2017). *Induction Generator*. USA: Nidec Motor Corporation.
- WIKA Alexander Wiegand SE & Co. KG. (Jan 2017). *Mechanical pressure measuring instruments*. Klingenberg·Germany: Wika.
- WIKA Instrument Corporation. (August, 2008). *WIKA-Handbook · Pressure and Temperature Measurement, U.S. Edition*. Lawrenceville, GA, USA: Corporate Printers, Cumming.
- Wildi, T. (2007). *Máquinas eléctricas y sistemas de potencia, sexta edición*. Naucalpan de Juárez, Edo. de México: Pearson Educación de México, S.A. de C.V.
- Wollard, K., & Zorpette, G. (January 1989). Technology '89: Power and Energy. *IEEE Spectrum, Volume 26, No. 1*, 56–58.

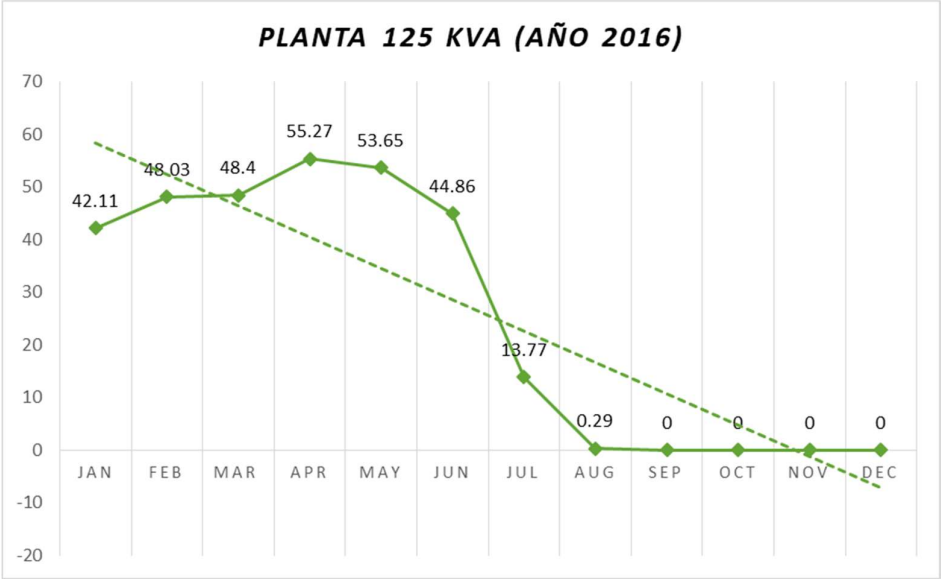
ANEXOS

Anexo 1 – Manual de usuario

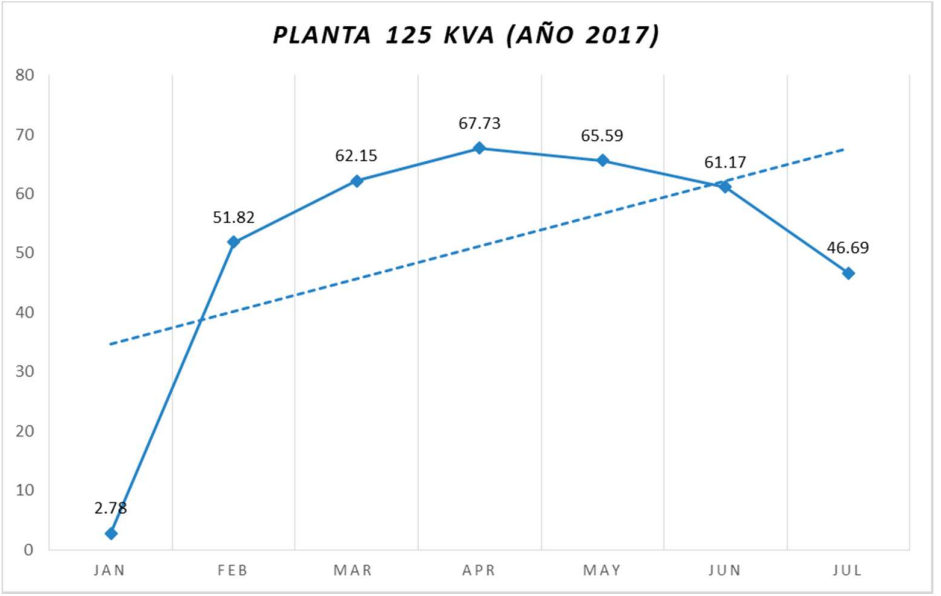
Anexo 2 – Manual Técnico

Anexo 3 – Programación

Anexo 4 – Tendencia de generación



Generación 2016



Generación 2017

Planta 125 KVA (Año 2017)	
Jan	160.128
Feb	2984.832
Mar	3579.84
Apr	3901.248
May	3777.984
Jun	3523.392
Jul	2689.344
	20616.768

Recuperación de la inversión

Anexo 5 - Tabla de valores de resistencia de una PT100

VALORES PARA PT 100																			
Temp. (°C)	RTD PT100 (Ohms)	Temp. (°C)	RTD PT100 (Ohms)	Temp. (°C)	RTD PT100 (Ohms)	Temp. (°C)	RTD PT100 (Ohms)	Temp. (°C)	RTD PT100 (Ohms)	Temp. (°C)	RTD PT100 (Ohms)	Temp. (°C)	RTD PT100 (Ohms)	Temp. (°C)	RTD PT100 (Ohms)	Temp. (°C)	RTD PT100 (Ohms)		
-100	60,34	-50	80,32	0	100,00	50	119,40	100	138,54	150	157,53	200	176,52	250	195,72	300	215,43	350	235,98
-99	60,74	-49	80,71	1	100,39	51	119,78	101	138,93	151	157,91	201	176,90	251	196,11	301	215,83	351	236,40
-98	61,15	-48	81,11	2	100,78	52	120,17	102	139,31	152	158,29	202	177,28	252	196,50	302	216,23	352	236,83
-97	61,55	-47	81,50	3	101,17	53	120,55	103	139,69	153	158,67	203	177,66	253	196,89	303	216,64	353	237,25
-96	61,95	-46	81,90	4	101,56	54	120,94	104	140,07	154	159,05	204	178,04	254	197,28	304	217,04	354	237,67
-95	62,35	-45	82,30	5	101,95	55	121,32	105	140,45	155	159,43	205	178,43	255	197,67	305	217,44	355	238,10
-94	62,75	-44	82,69	6	102,34	56	121,71	106	140,83	156	159,81	206	178,81	256	198,06	306	217,84	356	238,52
-93	63,16	-43	83,09	7	102,73	57	122,09	107	141,21	157	160,19	207	179,19	257	198,45	307	218,25	357	238,95
-92	63,56	-42	83,48	8	103,12	58	122,48	108	141,59	158	160,57	208	179,57	258	198,84	308	218,65	358	239,37
-91	63,96	-41	83,88	9	103,51	59	122,86	109	141,97	159	160,94	209	179,95	259	199,23	309	219,06	359	239,80
-90	64,36	-40	84,28	10	103,90	60	123,25	110	142,35	160	161,32	210	180,33	260	199,62	310	219,46	360	240,23
-89	64,76	-39	84,67	11	104,29	61	123,63	111	142,73	161	161,70	211	180,72	261	200,01	311	219,87	361	240,66
-88	65,16	-38	85,07	12	104,68	62	124,01	112	143,11	162	162,08	212	181,10	262	200,40	312	220,27	362	241,08
-87	65,56	-37	85,46	13	105,07	63	124,40	113	143,49	163	162,46	213	181,48	263	200,79	313	220,68	363	241,51
-86	65,96	-36	85,86	14	105,46	64	124,78	114	143,87	164	162,84	214	181,86	264	201,18	314	221,08	364	241,94
-85	66,36	-35	86,25	15	105,85	65	125,17	115	144,25	165	163,22	215	182,25	265	201,57	315	221,49	365	242,37
-84	66,77	-34	86,65	16	106,24	66	125,55	116	144,63	166	163,60	216	182,63	266	201,96	316	221,90	366	242,80
-83	67,17	-33	87,04	17	106,63	67	125,93	117	145,01	167	163,98	217	183,01	267	202,35	317	222,30	367	243,23
-82	67,57	-32	87,44	18	107,02	68	126,32	118	145,39	168	164,36	218	183,39	268	202,74	318	222,71	368	243,66
-81	67,97	-31	87,83	19	107,40	69	126,70	119	145,77	169	164,74	219	183,78	269	203,14	319	223,12	369	244,10
-80	68,37	-30	88,22	20	107,79	70	127,08	120	146,15	170	165,12	220	184,16	270	203,53	320	223,53	370	244,53
-79	68,77	-29	88,62	21	108,18	71	127,47	121	146,53	171	165,50	221	184,54	271	203,92	321	223,94	371	244,96
-78	69,17	-28	89,01	22	108,57	72	127,85	122	146,91	172	165,88	222	184,93	272	204,31	322	224,35	372	245,39
-77	69,57	-27	89,41	23	108,96	73	128,23	123	147,29	173	166,25	223	185,31	273	204,71	323	224,76	373	245,83
-76	69,97	-26	89,80	24	109,35	74	128,62	124	147,67	174	166,63	224	185,69	274	205,10	324	225,17	374	246,26
-75	70,37	-25	90,19	25	109,73	75	129,00	125	148,05	175	167,01	225	186,08	275	205,49	325	225,58	375	246,70
-74	70,76	-24	90,59	26	110,12	76	129,38	126	148,43	176	167,39	226	186,46	276	205,89	326	225,99	376	247,13
-73	71,16	-23	90,98	27	110,51	77	129,76	127	148,81	177	167,77	227	186,85	277	206,28	327	226,40	377	247,57
-72	71,56	-22	91,37	28	110,90	78	130,15	128	149,19	178	168,15	228	187,23	278	206,68	328	226,81	378	248,01
-71	71,96	-21	91,77	29	111,28	79	130,53	129	149,57	179	168,53	229	187,61	279	207,07	329	227,22	379	248,45
-70	72,36	-20	92,16	30	111,67	80	130,91	130	149,95	180	168,91	230	188,00	280	207,47	330	227,63	380	248,88
-69	72,76	-19	92,55	31	112,06	81	131,29	131	150,33	181	169,29	231	188,38	281	207,86	331	228,05	381	249,32
-68	73,16	-18	92,95	32	112,45	82	131,68	132	150,71	182	169,67	232	188,77	282	208,26	332	228,46	382	249,76
-67	73,56	-17	93,34	33	112,83	83	132,06	133	151,09	183	170,05	233	189,15	283	208,65	333	228,87	383	250,20
-66	73,96	-16	93,73	34	113,22	84	132,44	134	151,47	184	170,43	234	189,54	284	209,05	334	229,29	384	250,64
-65	74,35	-15	94,13	35	113,61	85	132,82	135	151,84	185	170,81	235	189,92	285	209,45	335	229,70	385	251,09
-64	74,75	-14	94,52	36	113,99	86	133,20	136	152,22	186	171,19	236	190,31	286	209,84	336	230,12	386	251,53
-63	75,15	-13	94,91	37	114,38	87	133,59	137	152,60	187	171,57	237	190,70	287	210,24	337	230,53	387	251,97
-62	75,55	-12	95,30	38	114,77	88	133,97	138	152,98	188	171,95	238	191,08	288	210,64	338	230,95	388	252,41
-61	75,95	-11	95,69	39	115,15	89	134,35	139	153,36	189	172,33	239	191,47	289	211,04	339	231,37	389	252,86
-60	76,34	-10	96,09	40	115,54	90	134,73	140	153,74	190	172,71	240	191,85	290	211,43	340	231,78	390	253,30
-59	76,74	-9	96,48	41	115,93	91	135,11	141	154,12	191	173,09	241	192,24	291	211,83	341	232,20	391	253,75
-58	77,14	-8	96,87	42	116,31	92	135,49	142	154,50	192	173,47	242	192,63	292	212,23	342	232,62	392	254,19
-57	77,54	-7	97,26	43	116,70	93	135,88	143	154,88	193	173,85	243	193,01	293	212,63	343	233,04	393	254,64
-56	77,93	-6	97,65	44	117,08	94	136,26	144	155,26	194	174,23	244	193,40	294	213,03	344	233,46	394	255,09
-55	78,33	-5	98,04	45	117,47	95	136,64	145	155,64	195	174,61	245	193,79	295	213,43	345	233,88	395	255,54
-54	78,73	-4	98,44	46	117,86	96	137,02	146	156,02	196	175,00	246	194,17	296	213,83	346	234,30	396	255,98
-53	79,13	-3	98,83	47	118,24	97	137,40	147	156,39	197	175,38	247	194,56	297	214,23	347	234,72	397	256,43
-52	79,52	-2	99,22	48	118,63	98	137,78	148	156,77	198	175,76	248	194,95	298	214,63	348	235,14	398	256,88
-51	79,92	-1	99,61	49	119,01	99	138,16	149	157,15	199	176,14	249	195,34	299	215,03	349	235,56	399	257,33

Anexo 6 – Planos

Anexo 7 - Certificado de auspicio del proyecto



Machachi, 25 de agosto del 2016,

Srs.
UNIVERSIDAD TECNOLOGICA ISRAEL
PRESENTE

ATENCION
Ing. Wilmer Albarracin.
Coordinador de la Carrera de Ing. Electrónica.

De mis consideraciones:

Continuando con nuestras innovaciones tecnológicas de nuestra empresa, se ha decidido, auspiciar al Sr. Mauricio Toscano, con CI: 1720291440, en el proyecto de Titulación denominado: "Diseño e Implementación de un Sistema de Control Automático para la Central Hidroeléctrica de la empresa Linde Ecuador S. A, que genera 125 Kva, controlado por un PLC Siemens". Para este proyecto se ha destinado un presupuesto de 30000 USD, y cuyo objetivo es garantizar la confiabilidad de la central hidroeléctrica.

THE LINDE GROUP
Linde
LINDE PLANTA CO2

Atentamente,

Ing. Juan C. Vallejo C.
Jefe de Planta CO2 & GOX
LINDE ECUADOR S.A.

3672269 Ext. 8400 / 0997548624 / 0984139086

Anexo 8 - Acta de entrega del proyecto



Machachi ,23 de agosto del 2017

CERTIFICADO

De mi consideración,

Por la presente informo que el proyecto de investigación tecnológica que tiene por tema:

“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE CONTROL AUTOMÁTICO PARA LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE LA EMPRESA LINDE ECUADOR S.A. QUE GENERA 125 KVA MEDIANTE UN PLC SIEMENS SIMATIC S7-1200”

Ejecutado por EDGAR MAURICIO TOSCANO ACHOTE con C.I.:172029144-0 que cursa el 10mo nivel de la carrera de Ingeniería en Electrónica Digital y Telecomunicaciones, se encuentra **CONCLUIDO**, lo hemos recibido a conformidad con los parámetros técnicos y de producción planteados en la planificación.

Es cuanto podemos certificar para su registro y trámite pertinente.

Atentamente

Juan C. Vallejo C.
Jefe de Planta CO₂ & GOX Quito
Bulk Supply Operations

Linde Ecuador S.A.
Silluncchi - Machachi - Ecuador.
Tel: (+593)23692269 Ext. 8400,
Cel: (+593)997548624 / (+593)984139086
juan.carlos.vallejo@linde.com | www.linde.com

THE LINDE GROUP
Linde
LINDE PLANTA CO₂

Anexo 9 – Carta de autorización

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Edgar Mauricio Toscano Achote**, C.I.: 1720291440 autor del trabajo de graduación:

Diseño e implementación de un sistema de control automático para la central hidroeléctrica de la Empresa Linde Ecuador S.A. que genera 125 KVA mediante un PLC Siemens Simatic S7-1200, previo a la obtención del título de **Ingeniería Electrónica Digital y Telecomunicaciones** en la UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA ISRAEL.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de difundir el respectivo trabajo de graduación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de graduación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Quito, Septiembre del 2017

Atentamente.



Edgar Mauricio Toscano Achote
C.I. 1720291440

Anexo 10 - Antiplagio