

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO DE UN SISTEMA DE SUPERVISIÓN DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Sandoval R., Jesús R
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2013

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO DE UN SISTEMA DE SUPERVISIÓN DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

Prof. Guía: Ing. Patricia Sánchez
Tutor Industrial: Ing. Aris Gavidia Ferrer

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Sandoval R., Jesús R
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2013

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 10 de diciembre de 2013

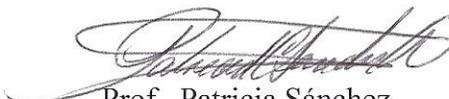
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Jesús R. Sandoval R., titulado:

“DISEÑO DE UN SISTEMA DE SUPERVISIÓN DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención Industrial, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.


Prof. Luis Sarco
Jurado


Prof. Nerio Ojeda
Jurado


Prof. Patricia Sánchez
Prof. Guía

DEDICATORIA

A Dios quien es el encargado de guiarme

Para mi abuela, Rosa Elena García

Para mi madre, Karina Ramírez

Para mi padre, Heriberto Sandoval

En la memoria de Johan Conde Sandoval

A mis grandes compañeros que mucho aprecio, Katherine Andrade, Verónica Reyes, Laine Alexander, María Ventura, Michelle Gómez y Andrea Caballero, que tanto me ayudaron durante mi carrera.

RECONOCIMIENTO Y AGRADECIMIENTOS

En primer lugar agradezco a los Ingenieros Aris Gavidia y Nerio Villalobos por brindarme la oportunidad de conocer la compañía en la que laboran, y al valioso personal que conforma la Empresa CORPOELEC.

Al ingeniero William Méndez

A mi abuela, por su incansable voluntad, esfuerzo y por su infinito amor.

A mi padre, por su apoyo durante estos largos años de estudios.

A mi madre, por estar a mi lado incondicionalmente.

A mi esposa, por su amor, apoyo durante la preparación de mi crecimiento personal y profesional.

A mi hermana y compañera Katherine Andrade por todas las experiencias compartidas y su incondicional apoyo en momentos difíciles.

A mis compañeros Verónica Reyes, Michelle Gómez, Alexander Laine, Andrea Caballero por permitirme ser parte de su grupo de estudios, por estar presente en buenos y malos momentos.

Al profesor y amigo Ebert Brea, quien me brindó su apoyo para poder cumplir uno de mis sueños y guiarme en momentos difíciles, sin la cual no hubiese podido culminar con éxito esta etapa de mi vida.

A la profesora Tamara Pérez por la colaboración prestada en este y otros trabajos durante mi formación profesional.

Sandoval R., Jesús R.

DISEÑO DE UN SISTEMA DE SUPERVISIÓN DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

Prof. Guía: Ing. Patricia Sánchez. Tutor Industrial: Ing. Aris Gavidia. Tesis Caracas. U.C.V Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Industrial. Institución: Empresa CORPOELEC 2013. 90 h. + Anexos.

Palabras claves: Ingeniería básica; Turbogenerador; Sistema Dual; Sistema de Control Automático; Sincronismo; Instrumentación; Aplicación SCADA, Sistemas de control distribuido.

Resumen. El trabajo comprende el diseño de un sistema de supervisión de una planta de generación termoeléctrica, para la empresa CORPOELEC en Coro Estado Falcón, Venezuela, que garantice la operación remota de unidades turbogeneradoras modelo H25 marca Hitachi. Se plantea en una primera fase los parámetros eléctricos y mecánicos que permitirán realizar el control a distancia de los turbogeneradores realizando dos interfaz gráfica, para obtener un registro y visualización de dichos parámetros de control. Adicionalmente, se realizó un estudio de sincronización de las unidades a la red (SEN) de forma manual y automática estableciendo cuáles son las condiciones que se deben cumplir, para garantizar la correcta conexión a la red de las mencionadas unidades. También se evaluó el sistema de acometidas y canalizaciones de Planta Coro, teniendo como resultado la elaboración de un nuevo dimensionamiento debido a que las existentes no permitían un confort adecuado para el sistema supervisorio a implantar, en tal sentido se hizo el estudio de iluminación adecuado para cada espacio de trabajo. Finalmente, se desarrolló una matriz de decisión que permitió obtener bajo diferentes parámetros externos e internos la elección de un sistema de supervisión comercial, que se ajustara a las condiciones presentes de Planta Coro. Esto permitió definir las características del sistema de supervisión, obteniendo como resultado una propuesta para la automatización del proceso de generación, distribución y transmisión de la energía eléctrica.

INDICE GENERAL

CONSTANCIA DE APROBACIÓN.....	iii
DEDICATORIA.....	iv
RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS.....	v
RESUMEN.....	vi
CONTENIDO.....	xii
LISTA DE FIGURAS.....	xiii
LISTA DE TABLAS Y GRÁFICAS.....	xiv
SIGLAS Y ACRÓNIMOS.....	xv
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1.....	3
1. DEFINICIÓN DEL PROYECTO.....	3
1.1 Planteamiento del problema.....	4
1.2 Objetivo General.....	5
1.3 Objetivos Específicos.....	5
CAPÍTULO II.....	6
2. MARCO REFERENCIAL.....	6
2.1 Turbogenerador.....	6
2.2 Turbinas de gas.....	7
2.3 Componentes principales de una turbina.....	7
2.4 Tipos de turbinas de gas.....	8
2.4.1 Turbinas aeroderivadas.....	8
2.4.2 Turbinas Industriales o Heavy Duty.....	8
2.5 Turbinas de gas según el numero de ejes.....	10
2.5.1 Turbinas de un solo eje.....	10
2.5.2 Turbinas multiejes.....	10
2.6 Ciclo termodinámico de funcionamiento de una turbina de gas.....	10

2.6.1	Ciclo cerrado.....	11
2.6.2	Ciclo regenerativo.....	12
2.6.3	Ciclo Brayton.....	12
2.7	Sistemas y componentes que permiten el funcionamiento de una turbina.....	13
2.7.1	Sistema de álabes variables.....	14
2.7.2	Sistema de aire de purgado.....	15
2.7.3	Aire de admisión.....	15
2.7.4	Conjunto de enfriador de aceite lubricante.....	16
2.7.5	Principios de funcionamiento de un compresor axial.....	16
2.7.5.1	Control de la cantidad de aire.....	17
2.8	Combustible empleados en las turbinas.....	17
2.8.1	Inicio de la combustión.....	18
2.8.2	Poder calorífico superior.....	18
2.8.3	Poder calorífico inferior.....	18
2.9	Alternativas de sistema de supervisión.....	19
2.9.1	Sistema manual.....	19
2.9.1.1	Monitoreo manual de las condiciones.....	20
2.9.2	SCADA.....	21
2.9.2.1	Red de comunicación.....	23
2.9.2.2	Controlador lógico programable.....	24
2.9.3	Sistema de control distribuido.....	25
2.9.4	Diferencias entre un SCADA y SCD.....	27
2.10	Generación de energía eléctrica en el estado Falcón.....	28
CAPÍTULO III.....		30
PARÁMETROS DE CONTROL.....		30
3.1	Turbogenerador HITACHI.....	30
3.2	Características del generador síncrono.....	31
3.3	Funcionamiento del turbogenerador H25.....	32
3.4	Parámetros de supervisión.....	40
CAPÍTULO IV.....		48
4.	SINCRONIZACIÓN DE LOS GENERADORES.....	48
4.1	Sincronización manual.....	48
4.2	Sincronización automática.....	50

CAPÍTULO V	51
5. ACOMETIDAS E INSTRUMENTACIÓN	51
5.1 Situación actual de planta Coro.....	51
5.2 Sistemas de supervisión existentes.....	53
5.3 Dimensionamiento de la sala de control.....	55
5.4 Dimensionamiento del sistema eléctrico.....	56
5.4.1 Consideraciones y criterios para el diseño de un sistema eléctrico.....	56
5.5 Sistema de baja tensión.....	58
5.5.1 Sistema de toma corrientes e interruptores de uso general.....	59
5.5.2 Sistema de comunicación telefónica.....	59
5.6 Cálculo de iluminación.....	60
5.6.1 Cálculo de los conductores para el circuito de iluminación normal.....	61
5.6.2 Cargas por concepto de iluminación de emergencia.....	61
5.6.2.1 Cálculo del conductor para el circuito de emergencia.....	62
5.6.2.2 Cálculo de toma corrientes de uso general.....	62
5.6.2.3 Cálculo de toma corriente de fuerza.....	63
5.6.2.4 Cálculo de la carga por concepto del aire acondicionado.....	64
5.7 Cálculo de la cabina eléctrica.....	65
5.8 Diseño de las Canalizaciones entre las unidades H25 y la Sala de Control.....	65
5.9 Suministro de Energía Eléctrica.....	67
5.10 Esquema de Comunicación.....	67
5.11 Tablero Eléctrico.....	70
5.12 Canalizaciones de la Sala de Control y las Unidades H25.....	71
CAPÍTULO VI	73
6. SISTEMA DE SUPERVISIÓN	73
6.1 Proceso de supervisión y control.....	74

6.2 Estrategia de una matriz de decisión.....	74
6.3 Matriz de decisión.....	75
6.4 Ventajas de la matriz de decisión.....	75
6.5 Variables de una matriz.....	76
6.5.1 Variables internas.....	76
6.5.2 Variables externas.....	77
6.6 Matriz de variables internas.....	78
6.7 Matriz de variables externas.....	79
6.8 Sistema de supervisión propuesto.....	80
6.9 Equipos a utilizar.....	81
CONCLUSIONES.....	83
RECOMENDACIONES.....	86
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	87
BIBLIOGRAFÍAS.....	89
ANEXOS.....	91

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Unidades generadoras de Planta Coro.....	4
Tabla 2: Confronto de tipos de turbina según su origen.....	8
Tabla 3: parámetros característicos de turbinas de gas.....	9
Tabla 4: monitoreo manual de las condiciones.....	20
Tabla 5: Principales diferencias entre un sistema SCADA y SCD.....	27
Tabla 6: Parámetros del compresor a gas.....	40
Tabla 7: Parámetros del alternador.....	41
Tabla 8: Parámetros de la turbina.....	41
Tabla 9: Puntos específicos para la medición de temperatura.....	42
Tabla 10: Puntos específicos para la medición de vibraciones.....	42
Tabla 11: Parámetros de control para el cargador de baterías.....	43
Tabla 12: Parámetros de supervisión para mediciones de presión en la unidad.....	43
Tabla 13: Parámetros de supervisión para el motor del compresor.....	44
Tabla 14: Parámetros de supervisión para transformador elevador.....	44
Tabla 15: Cálculo de iluminación.....	60
Tabla 16: Cálculo de potencia (Iluminación normal).....	61
Tabla 17: Cálculo de potencia (Iluminación de emergencia).....	62
Tabla 18: Cálculo de potencia (Toma de uso general).....	62
Tabla 19: Cálculo de potencia (Tomas de fuerza).....	63

Tabla 20: Cálculo de potencia (Aire acondicionado).....	64
Tabla 21: Cálculo de cabina eléctrica.....	65
Tabla 22: Matriz de variables internas.....	71
Tabla 23: Matriz de variables externas.....	72

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Turbogenerador.....	7
Figura 2: Ciclo abierto.....	11
Figura 3: Ciclo cerrado.....	11
Figura 4: Ciclo regenerativo.....	12
Figura 5: Ciclo Brayton.....	13
Figura 6: Eje reductor.....	14
Figura 7: Esquema básica de un SCADA.....	23
Figura 8: Esquema básico de un PLC.....	25
Figura 9: Esquema básico de un SCD.....	27
Figura 10: Distribución del sistema eléctrico.....	28
Figura 11: Turbogenerador HITACHI.....	31
Figura 12: Interfaz gráfica del turbogenerador.....	46
Figura 13: Interfaz gráfica de sistema de gas.....	47
Figura 14: Incidente en el tanque de almacenamiento de combustible.....	52
Figura 15: Terreno disponible.....	52
Figura 16: Diagrama unifilar de planta Coro.....	54
Figura 17: Layout Sala de Control.....	55
Figura 18: Canalizaciones de la Sala de Control.....	69
Figura 19: Canalizaciones de la Sala de Control y las unidades H25.....	71

SIGLAS Y ACRÓNIMOS

CORPOELEC: Corporación Eléctrica Nacional

HMI: Human Machine Interface (Interfaz Hombre Máquina).

SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition (Control de Supervisión de Adquisición de Datos).

PLC: Programmable Logic Controller (Controlador Lógico Programable).

ANSI: American National Standards Institute (Instituto Americano de Normas Nacionales).

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers (Instituto de Ingenieros Electricistas y en Electrónica).

ISO: International Organization for Standardization (Organización Internacional de Normalización).

NEMA: National Electrical Manufacturers Association (Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos).

SCD: Sistema de Control Distribuido.

SEN: Sistema Eléctrica Nacional.

CEN: Código Eléctrico Nacional.

PDVSA: Petróleos De Venezuela Sociedad Anónima.

ppm: Partículas por millón.

CND: Centro Nacional de Despacho.

MTU: Maximun Transfer Unid (Unidad máxima de transferencia).

RTU: Unidad Terminal Remota.

OSI: Open System Interconnection (Modelo de interconexión de sistemas abiertos).

PCD: Presión de descarga nominal.

INTRODUCCIÓN

Con la finalidad de garantizar la generación de la energía eléctrica el Estado Venezolano se encuentra impulsado los cambios en el Marco Regulatorio del sistema eléctrico nacional (SEN). Para ello, se están desarrollando las normas y procedimientos que brindaran mayor seguridad y control a las actividades internas de la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC), y así mejorar en política de calidad y servicio, aumentando la eficiencia en el suministro de energía eléctrica a la población venezolana.

En este escenario, la finalidad del presente trabajo especial de grado es el diseño de un sistema de supervisión de una Planta Termoeléctrica, específicamente Planta Coro ubicada en la carretera nacional Falcón-Zulia, parroquia San Antonio, Municipio Miranda, Estado Falcón, específicamente en las coordenadas de Latitud (N/S) $11^{\circ}22'54.00''N$ y Longitud (N/S) $69^{\circ}42'52.00''O$. El objetivo principal es presentar una propuesta idónea desde el punto de vista técnico y estratégico para la supervisión del funcionamiento de dos unidades turbogeneradoras modelo H-25 marca Hitachi con capacidad de 32 MW ISO c/u, con tensión de generación de 13,8 kV, frecuencia de 60 Hz y un factor de potencia de 0,85 a 0,90; es importante mencionar que posteriormente cada unidad se conectará a un transformador elevador de 13,8/115 kV con potencia nominal de 34 MW para su conexión a una barra de 115 kV, ya existente, realizando el estudio para la sincronización de los generadores de forma manual y automática y determinando los parámetros fundamentales para el control remoto de dichas unidades, permitiendo la mejora en la calidad de prestación del servicio, siguiendo los lineamientos establecidos en las Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad (NCSDE), en cumplimiento con las disposiciones legales establecidas en la Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico (LOSSE).

El presente documento se ha estructurado en seis capítulos, a continuación se realiza una breve descripción de los temas desarrollados en cada uno de ellos. El Capítulo I presenta el planteamiento del problema, los objetivos generales y específicos y la metodología empleada. El Capítulo II precisa los fundamentos teóricos que sustentan la ingeniería básica propuesta.

El Capítulo III incluye el estudio de los parámetros eléctricos que manifiestan el comportamiento de los turbogeneradores, así como el modo de sincronización que presenta y su recomendación. El Capítulo IV consiste en el estudio de la sincronización del turbogenerador de forma manual y automática.

En el capítulo V se evaluó la situación actual de planta Coro y así mismo se describe el diseño las canalizaciones eléctricas necesarias en la construcción de una sala de control, y finalmente en el capítulo VI se define el sistema de supervisión elegido, el cual se ajusta a las condiciones de operación de la planta.

Para finalizar, se presentan las conclusiones extraídas del trabajo y se proponen una serie de recomendaciones donde se incluyen los anexos necesarios para la completa comprensión del trabajo realizado.

CAPÍTULO I

DEFINICIÓN DEL PROYECTO

En los últimos años la población Venezolana se ha incrementado considerablemente, esto a su vez ha generado un alto índice en el consumo de energía eléctrica, trayendo como consecuencia la exploración de nuevas políticas que aumenten la generación de electricidad del país, así como la creación de nuevas alternativas que respalden dicho crecimiento en el consumo de energía eléctrica, debido a que la interrupción del suministro de energía no sólo afecta al ámbito doméstico; distorsionando el confort o desarrollo habitual de las personas, sino también al sector comercial e industrial. La propuesta de diseño del presente trabajo será aplicado en “Planta Coro”, ubicado en la carretera nacional Falcón-Zulia, Parroquia San Antonio, Municipio Miranda estado Falcón, específicamente en las coordenadas de Latitud (N/S) 11°22’54.00”N y Longitud (N/S) 69°42’52.00”O. Es importante destacar que en dicha localidad la temperatura promedio oscila alrededor de los 28°C, con un promedio de precipitación anual de 329 mm/m², una velocidad del viento de 14,3 m/s y una humedad relativa de 75,6%.

CORPOELEC desea ampliar la capacidad de generación de Planta Coro, mediante la incorporación de nuevos megavatios que serán incorporados al sistema eléctrico nacional (SEN), para cumplir con tal fin la corporación desarrolla un proyecto de sustitución de unidades desincorporadas u obsoletas, por dos unidades turbogeneradoras (con previsiones de añadir cuatro nuevas unidades adicionales) modelo H-25 marca Hitachi con capacidad de 32 MW ISO c/u, Las cuales requieren supervisión vía remota, lo que implica la realización de la ingeniería básica para la elección de un sistema de monitoreo y control supervisorio para una operación a corto y largo plazo. Adicionalmente, se elaboraron las especificaciones de los equipos que

podrían complementar el sistema de supervisión, y la evaluación técnica de las canalizaciones eléctricas existentes in situ.

1.1 Planteamiento del problema

Actualmente la planta termoeléctrica Coro cuenta con 6 unidades de generación, con capacidad que oscilan entre 12 y 18 MW.

Tabla N°1. Unidades generadoras de Planta Coro.

	Capacidad	Situación actual
Unidad N°1	15 MW	Desincorporada
Unidad N°2	12 MW	Posee más del doble de las horas de operación útil presentando grados de obsolescencia
Unidad N°3	18 MW	Activa
Unidad N°4	12 MW	Activa
Unidad N°5	12 MW	Activa
Unidad N°6	18 MW	Averjada

Adicionalmente la planta cuenta con un suministro de combustible líquido a través de camiones cisterna por parte de PDVSA (15 gandolas diarias) a dos tanques de 2,5 MMLts de los cuales se surte un tanque de uso diario de 0,5 MMLts; aunado a lo anterior la misma no cuenta con la infraestructura necesaria para el manejo del combustible gaseoso, a pesar que las unidades nuevas que serán instaladas son del tipo dual. Sin embargo, en un futuro la generación térmica deberá utilizar gas en su proceso, lo cual permitiría aumentar la eficiencia de generación.

Con base en lo antes expuesto, la Coordinación de Planificación, Presupuesto y Control de Gestión de Generación, a través de la Unidad de Planificación desarrolla el proyecto de diseño de un sistema de supervisión de una planta de generación termoeléctrica, con la finalidad mejorar la calidad del servicio eléctrico aumentando

la capacidad de supervisión remota de las unidades generadoras de la planta, lo que permite un mayor control del sistema eléctrico nacional (SEN).

1.2 Objetivo General

- Diseñar un sistema de supervisión de una Planta de Generación Termoeléctrica

1.3 Objetivos Específicos

- Estudiar las características eléctricas de las unidades turbogeneradores marca Hitachi modelo H25 de 32MW ISO c/u.
- Identificar las señales que serán supervisadas en la sala de control para la operación remota de las unidades a ser sustituidas a corto y largo plazo.
- Realizar el estudio para la sincronización de los generadores de forma manual y automática.
- Evaluar la situación actual de las canalizaciones existente de Planta Coro.
- Diseñar las canalizaciones entre las unidades y la sala de control.
- Definir un sistema de supervisión ajustado a las condiciones de la planta para una operación a corto y largo plazo, que permita la transmisión, recepción, manejo y visualización de todas las señales e información necesaria a objeto de que las unidades en servicio puedan ser operadas vía remota.

CAPÍTULO II

MARCO REFERENCIAL

Este capítulo tiene como objetivo dar una visión general acerca de cómo se caracteriza el funcionamiento de un Turbogenerador marca HITACHI, haciendo énfasis en sus características mecánicas y eléctricas. De igual modo se presentan fundamentos teóricos que respaldan su comportamiento, así como de una breve exploración de las diferentes alternativas tecnológicas encontradas en el mercado actual que permitan la supervisión de una planta termoeléctrica. Para finalizar, se realizará una descripción actual del estado Falcón en su aporte a la red de distribución de energía eléctrica.

Es importante resaltar que la ingeniería básica es la que define la idea fundamental de un proyecto, especificando la tecnología a utilizar, tipo de combustible, ubicación, características de los equipos, rutas de acometidas y las normas a aplicar.

2.1 Turbogenerador

Es una combinación de una turbina que acoplada a un alternador genera energía eléctrica. En un principio la turbina realiza la conversión de energía térmica a energía mecánica, la energía térmica puede provenir de la combustión de algún combustible, mientras que el generador convierte la energía mecánica en energía eléctrica. Cabe destacar que no necesariamente la turbina esta acoplada directamente al alternador.

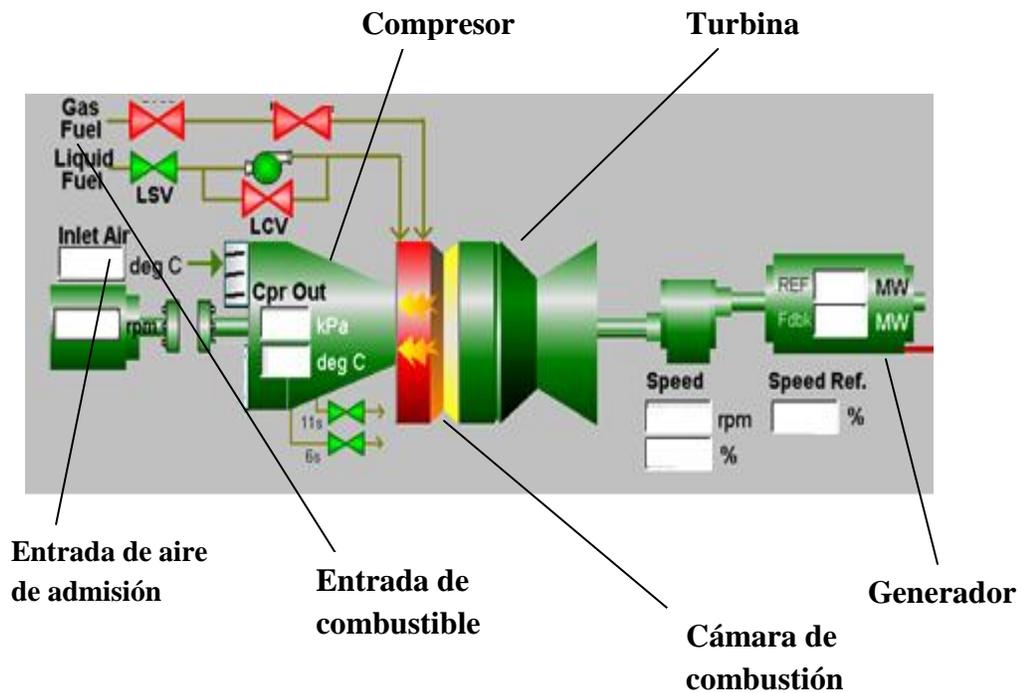


Figura N°1. Turbogenerador

2.2 Turbina de gas

La turbina es conocida como una maquinaria térmica que se encarga de transformar la energía química contenida en un combustible en energía mecánica rotativa. Para el caso de las turbinas de gas, las mismas tienen la responsabilidad de expandir los gases de alta temperatura a una presión atmosférica, de tal forma que se produzca potencia, donde el motor de combustión interna está caracterizado por puntos en común con los ciclos de Diesel y Otto, donde la misma tiene un funcionamiento continuo, es decir, en régimen permanente cada elemento de ella está en condición estable.

2.3 Componentes principales de una turbina

En general una turbina está constituida principalmente por una entrada de aire de admisión, compresor, entrada de combustible, cámara de combustión, turbina de expansión y escape como se muestran en la figura 1. Es menester indicar que los componentes como compresor y turbina de expansión pueden estar unidos mediante un eje único o a través de ejes múltiples, las mismas se podrán observar en el ANEXO N°1.

2.4 Tipos de turbinas de gas

Entre las turbinas de gas podemos encontrar según su origen las turbinas aeroderivadas y las turbinas industriales.

2.4.1 Turbinas Aeroderivadas

Este tipo de turbinas se caracterizan por ser de alta fiabilidad, debido a que la probabilidad de falla es muy baja, de igual manera la relación de potencia/peso es excelente teniendo una potencia entorno a las 50 MW, moviendo una pequeña cantidad de gases a velocidades muy altas.

2.4.2 Turbinas Industriales o Heavy Duty

Las turbinas industriales se han concebido para aplicaciones estacionarias por lo que su peso no es de relevancia, pasando así a un segundo plano. En lo que respecta a su potencia, se torna hoy en día hasta un valor de 500 MW comercialmente. La ventaja que presentan es que se puede aprovechar el calor expulsado a través del escape sin embargo, el rendimiento eléctrico es ligeramente inferior que las aeroderivadas y a su vez no están concebidas para arranques y paradas continuas, sino para estar funcionando a alta carga durante largos periodos de tiempo. La misma se puede observar en el ANEXO N°2.

Tabla 2. Confronto de tipos de turbina según su origen

CARACTERISTICAS	Aeroderivadas	Industriales
Potencia	≤ 50 MW	≤500 MW
Peso	Moderado	Elevado
Arranque	Continuos	No Continuos
Compacta	SI	NO
Revisión	Taller-In situ	In situ

Tabla 3. Parámetros característicos de turbina de gas

Características	Unidad
Marca y modelo	
Tipo de turbina * Aeroderivada o Industrial * Tipo de cámara de combustión * Mejoras en el ciclo * Tipo de refrigeración de álabes * N° de ejes	
Potencia eléctrica/mecánica (al freno) en condiciones ISO	MW
Potencia neta (exportable, contando consumos auxiliares)	
Potencia absorbida por el compresor	
Potencia de la turbina de expansión	
Rendimiento eléctrico/rendimiento isoentrópica	%
Heat Rate	
Combustible principal/auxiliar	
Velocidad de giro	Rpm
Mejoras en la admisión de aire	
Compresión * N° de etapas * Presión y temperatura a la salida del compresor	Bar
Tipo de cámara de combustión y n° de combustores	
Temperatura máxima en cámara de combustión	°C
Temperatura de entrada/salida cámaras	
Temperatura en el escape	
N° de etapas de expansión	
Refrigeración de álabes (aire o vapor)	
Inyección de agua vapor para el control de Nox	
Temperatura de salida	
Tiempo de arranque	

2.5 Turbinas de gas según el número de ejes

En la actualidad, podemos encontrar en el mercado turbinas con uno o varios ejes, presentando diferentes grados de robustez, así como grado de regulación con respecto a la velocidad.

2.5.1 Turbina de un solo eje

Estas turbinas presentan la característica que el generador de gas y la sección de potencia son accionadas por el mismo eje solidario, permitiendo así un funcionamiento mecánico bastante sencillo y a su vez una construcción más robusta.

2.5.2 Turbina multiejes

La turbina de dos ejes presenta la comodidad de obtener mayor calidad de regulación, debido a que la misma presenta la característica de tener una turbina de velocidad constante para poder accionar el generador y otra de velocidad variable para accionar al compresor cada una con su respectivo eje.

2.6 Ciclo termodinámico de funcionamiento de una turbina de gas (Ciclo abierto).

El funcionamiento en una turbina de gas con ciclo abierto consiste en comprimir el aire que posee la temperatura ambiente y una vez comprimido e inyectado a la cámara de combustión se mezcla con el combustible para el proceso de combustión. Posteriormente, los mismos gases de escapes son vertidos a la atmósfera con mayor temperatura en referencia a la de la entrada en el compresor. Este tipo de funcionamiento termodinámico se puede visualizar en la figura N°2.

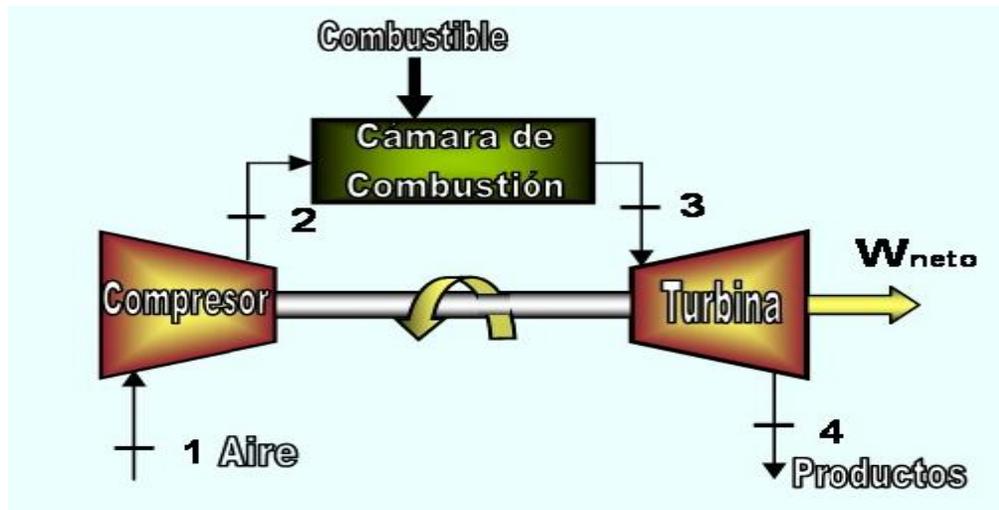


Figura N°2 Ciclo Abierto

2.6.1 Ciclo cerrado

Las turbinas que funcionan bajo el principio de ciclo cerrado operan con un fluido de trabajo que circula por dos circuitos secundarios, uno que funciona como foco caliente y otro de foco frío, es decir, una vez producido la combustión los gases que se expanden gracias a la turbina entran a un intercambiador de calor, en el cual se desecha el calor del gas hasta alcanzar la temperatura ambiente e iniciar de nuevo el proceso. Ver figura N°3.

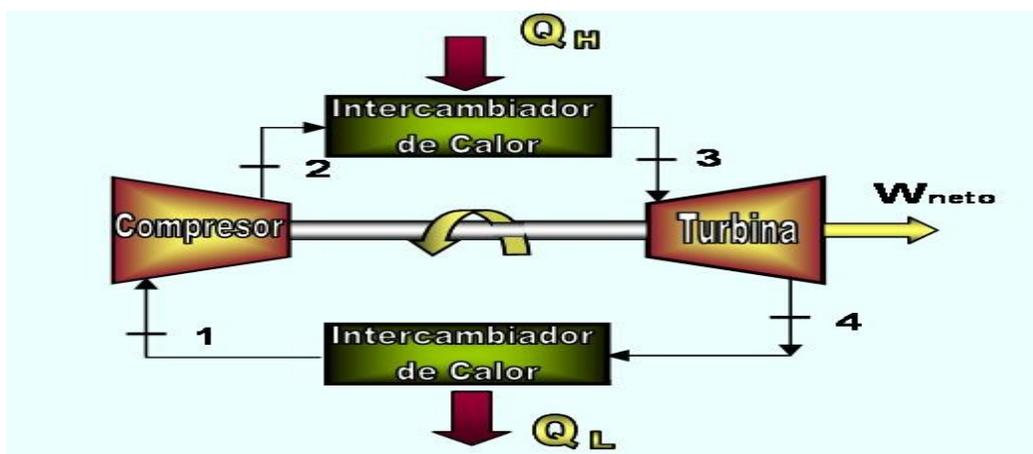


Figura N°3 Ciclo Cerrado.

2.6.2 Ciclo regenerativo

Mediante este principio la turbina aprovecha los gases turbinados de escape para precalentar el aire que entra a la cámara de combustión usando un intercambiador cerrado, resaltando que el mismo se puede efectuar cuando la temperatura de los gases a la salida de la turbina es mayor que la temperatura a la salida del compresor. En este caso es posible reducir la cantidad de combustible que se inyecta al quemador, calentando el aire que entra al compresor mediante la energía tomada de los gases de escape de la turbina. Ver figura N°4.

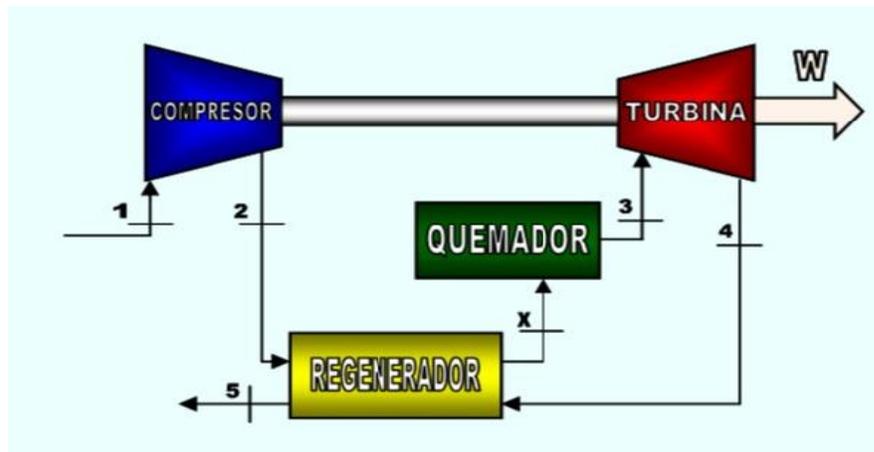


Figura N°4 Ciclo Regenerativo.

2.6.3 Ciclo Brayton

El ciclo Brayton es conocido como el ciclo ideal para una turbina de gas, en donde la compresión se produce entre la entrada y la salida del compresor, durante este proceso se eleva la temperatura y presión del aire, posteriormente la combustión ocurre en la cámara de combustión donde el aire y el combustible son mezclados en proporciones de explosión e ignición. La adición de calor provoca un fuerte aumento de volumen.

La expansión sucede con la aceleración de los gases de escape a la salida de la cámara de combustión. Estos gases a presión constante, incrementan su volumen en la expansión a través de la turbina de alta presión, para que luego se produzca un

brusco descenso de la presión y temperatura. El escape se produce en la salida de escape de la turbina, con un gran descenso en el volumen y con una presión constante. Ver figura N°5.

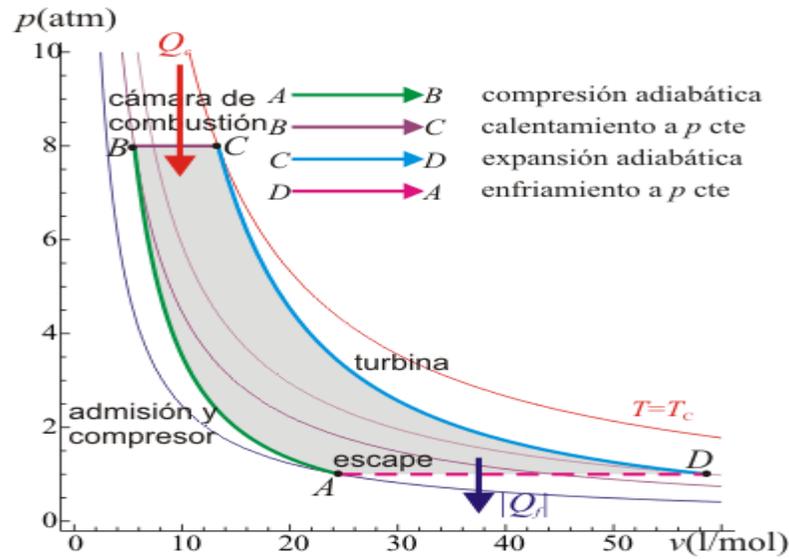


Figura 5: Ciclo Brayton

Fuente: "Funcionamiento del ciclo Brayton en turbinas de gas"

http://laplace.us.es/wiki/index.php/Ciclo_Brayton

2.7 Sistemas y componentes que permiten el funcionamiento de una turbina

La turbina que se utiliza para impulsar un generador puede ser una turbina de flujo axial o radial, de velocidad constante que puede poseer uno o varios ejes. El eje de potencia de salida de la turbina está ubicado en el extremo delantero del rotor del compresor de la turbina donde se acopla con un reductor de ejes paralelos, para acoplar la velocidad de la turbina y el alternador. Ver figura N°6.

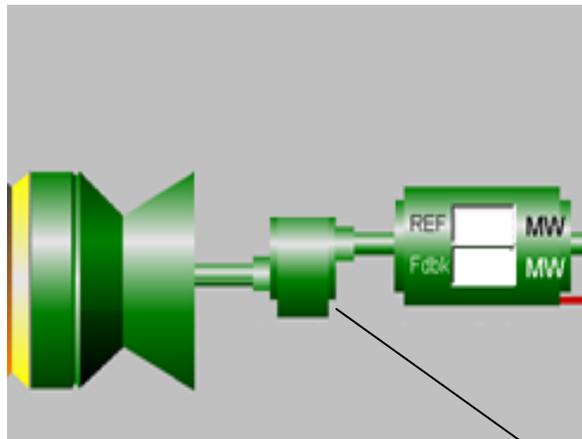


Figura 6: Eje Reductor

Reductor de ejes

Un conjunto de acoplamiento transmite el par de torsión producido por la potencia de salida de la unidad de engranajes de reducción de velocidad de régimen hacia el alternador, en la que se incluye una unidad auxiliar de accionamiento de sistemas auxiliares, unidad de engranajes de reducción para que se pueda instalar el arrancador y demás equipos como la bomba principal de aceite lubricante y bomba de combustible.

2.7.1 Sistema de álabes variables.

Los sistemas de álabes variables son conocidos por formar parte del sistema de control de bombeo que junto al sistema de aire de purgada, evitan la condición de bombeo en el compresor de la turbina durante la aceleración. Esta condición, conocida como pérdida o bombeo (stall o surge), ocurre cuando el flujo constante y suave del aire es perturbado a través del compresor. En general las primeras etapas del compresor poseen álabes variables los cuales han sido diseñados para armonizar aerodinámicamente las etapas de baja presión con las etapas de alta presión durante el arranque.

Este cambio de posición de los álabes hace variar el volumen efectivo de aire que entra en el rotor del compresor. El ángulo del álabe determina las características

de compresión de una etapa de compresión determinada, es decir, si se cambia la posición de los álabes directores variables, las etapas críticas de baja presión se realinean para mantener un flujo de aire equilibrado y un rendimiento del compresor durante la secuencia de arranque. Es pertinente indicar que cuando el motor trabaja fuera de las condiciones para la que fue diseñada, el flujo a través de los álabes tiende a desatar una violenta turbulencia y el suave patrón de flujo a través de una etapa o varias etapas se destruye. [1]

Entre las características más resaltantes de los sistemas de álabes variables se tienen las siguientes:

1. Están hechos con una aleación especial.
2. La aleación se funde haciendo que la cristalización se realice en una sola dirección.
3. La primera etapa, es monocristal. Su costo es muy elevado.
4. Aún así, no resisten la alta temperatura. Por consiguiente es necesario refrigerarlos internamente.

2.7.2 Sistema de aire de purgado

Como se mencionó anteriormente, está diseñado para evitar el bombeo de la turbina reduciendo la contrapresión impuesta en el compresor durante la secuencia de arranque. Siendo el aire de purgado el aire comprimido desde la cámara de combustión/difusor del compresor venteándose hacia el colector del escape.

La apertura de la válvula de purgado a velocidades de la turbina de potencia superiores al régimen máximo establecido, limita la aceleración del generador de gas y la turbina de potencia, reduciendo así su rendimiento. [1]

2.7.3 Aire de admisión

El aire de admisión es el aire comburente de la combustión que se utiliza además como refrigerante, por esas razones se hace necesario más cantidad de aire

estequiométrico para poder disminuir las temperaturas de la combustión. Es importante indicar que a mayor densidad del aire, mayor masa de aire entra en la cámara de combustión donde la densidad depende de tres factores:

- 1- Temperatura ambiental.
- 2- La presión ambiental.
- 3- La humedad relativa del aire.

Destacando que la norma establece como condiciones ISO para obtener una potencia nominal de una turbina las siguientes: 15°C, 1013 mbar, 60% H.R. [1] Ver ANEXO N°3.

2.7.4 Conjunto del enfriador de aceite lubricante

En general los turbogeneradores se suministran con un enfriador de aire aceite o un enfriador de agua y aceite en función del tipo de instalación, los cuales poseen una serie de placas de aleación finas y onduladas empaquetadas y comprimidas para crear una distribución de canales de flujos paralelos, es decir, una parte del fluido circula por los canales impares y el resto por los canales pares.

2.7.5 Principio de funcionamiento de un compresor axial

En primera instancia un flujo axial significa que el recorrido del flujo de aire va en paralelo al eje del rotor del compresor, donde el volumen de este recorrido del flujo disminuye a lo largo de la longitud del compresor para mantener la presión adecuada y las relaciones de volumen a medida que se comprime el aire, es decir, en un compresor axial un fluido que mantenga su energía, la velocidad y la presión son inversamente proporcionales. Cuando aumenta la velocidad, disminuye la presión y cuando disminuye la velocidad aumenta la presión.

Los perfiles aerodinámicos del rotor transmiten energía cinética al aire de entrada, donde este último pasa al área de difusión entre los álabes fijos de los estatores, la velocidad disminuye y parte de la energía cinética se convierte en presión

estática y calor, es así como los rotores aumentan la energía del aire, para que posteriormente en los estatores esta energía se transforma en un aumento de presión.

2.7.5.1 Control de la cantidad de aire

Un compresor generalmente aspira la misma cantidad de aire para altas y bajas cargas con una velocidad del eje constante, esto significa que realiza un mismo trabajo, pero entrega menos potencia (disminución del rendimiento) esto en el caso específico de cargas baja. A su vez significa demasiado aire en exceso para la combustión, que enfría los gases de combustión, por lo que una solución es obtener una geometría variable en los álabes de las primeras etapas de un compresor, tal como se mencionó anteriormente que permita un control en el aire de admisión mediante la variación de ángulos.

Es menester indicar en este punto que la turbina HITACHI posee un compresor de flujo axial y de múltiples etapas que consta de un álabe director de entrada y cinco conjuntos de álabes variables del estator, una carcasa de compresor, una caja de soporte de cojinetes y un rotor.

2.8 Combustibles empleados en las turbinas

En primer orden, el combustible es la sustancia reductora de la combustión. Los empleados en los motores de combustión interna son hidrocarburos derivados del petróleo, formados por carbonos, hidrógeno, oxígeno, nitrógeno y azufre. Siendo la combustión la reacción química exotérmica, de oxidación (se realiza a gran velocidad), con la reducción entre dos o más sustancias, denominados unos combustibles y otros comburente. [1]

En el caso de los turbogeneradores en estudio, los mismos funcionan con combustible gaseoso y líquido. Siendo la combustión un proceso donde el comburente es la sustancia oxidante, encontrando en el motor de combustión interna el oxígeno del aire en una proporción del 21% frente al 79% de nitrógeno.

2.8.1 Inicio de la Combustión

Las reacciones normalmente se van a provocar por el choque de dos moléculas, donde la descomposición de la molécula de hidrocarburo es algo gradual, y el proceso está controlado por la presencia de unas moléculas y átomos que tienen una actividad mucho más alta que las moléculas de oxígeno, y que a la vez van a ser que realmente ataquen al hidrocarburo. Estos son los radicales libres, que son iones de oxígeno (O), iones de hidrogeno (H) y radicales hidroxilo (OH).

La reacción de la combustión está controlada principalmente por la cantidad de radicales concentrados en la mezcla. Éstos radicales se empiezan a formar por choques de combustible y oxígeno. Al principio, se generan pocos radicales, pero al aumentar mucho su concentración (por alta presión o/y temperatura) comienzan las reacciones de ramificación, y con ello una reacción en cadena que termina descomponiendo todo el combustible y liberando la energía. Siendo los radicales los que provocan la ignición en la mezcla. [1]

2.8.2 Poder Calorífico Superior

Es todo el calor desprendido en la combustión, y el agua proveniente del combustible o formado durante la combustión. Se encuentra en su totalidad en estado líquido en los productos de combustión dada la temperatura de salida. Por tanto, incluye el calor latente de condensación del agua contenida en los productos de combustión.

2.8.3 Poder Calorífico Inferior

Se define suponiendo que toda el agua proveniente del combustible o formada durante la combustión se encuentra como vapor. Desde el punto de vista de la combustión, el PCI es el que da una idea más real del proceso. El PCS puede obtenerse de forma experimental a través de una muestra de residuo triturado en una bomba calorimétrica.

2.9 Alternativas de sistemas de supervisión

Para poder obtener el rendimiento de una turbina, la misma se debe expresar normalmente en términos de salida de potencia frente a la temperatura de entrada de aire con referencia al nivel del mar. Estas y otras medidas de rendimiento pueden ser monitoreadas mediante diferentes alternativas de supervisión, entre los cuales encontramos: SCADA, Sistema de control Distribuido y Supervisión manual, recordando que un SCD no se refiere propiamente a un sistema de supervisión sino a un tipo de sistema de control. El objetivo de una futura implementación de un sistema de supervisión en planta Coro es poder monitorear el funcionamiento de los diferentes dispositivos y equipos que integran a la misma.

Es importante resaltar que el rendimiento de un turbogenerador puede verse afectado por diferentes parámetros, como por ejemplo la temperatura T1, la cual tiene un efecto importante en la potencia de salida disponible desde la turbina. A medida que T1 disminuye, el aire de entrada se vuelve más denso. Cuando todos los demás factores se mantienen constantes, esta mayor densidad del aire produce una mayor concentración de flujo a través de la turbina o una mayor potencia de salida. Otros factores que afectan el rendimiento son la presión barométrica del aire de entrada, altitud del sitio de instalación y pérdidas de presión en la entrada y el escape.

2.9.1 Sistema Manual

El sistema manual consiste en monitorear y registrar habitualmente los datos de funcionamiento de la unidad, y después comparar los valores reales de temperatura T5 y presión Pcd (presión de descarga nominal), para así poder regular la grabación real con datos de rendimiento nominal (corregido a las condiciones del lugar). Para el caso del turbogenerador las mismas se pueden llevar /efectuar a cabo mediante los parámetros que se encuentran en la tabla N° 4.

2.9.1.1 Monitoreo manual de las condiciones

Tabla N°4. Monitoreo manual de las condiciones

Identificación de la turbo-maquinaria		Altitud del sitio de instalación			
Fecha					
Temperatura del aire de entrada (T1 °F)					
Pérdidas en el conducto de la entrada (pulgadas de H2O)					
Pérdidas en el conducto de escape					
Velocidad del productor de gas (%Ngg)					
Pcd (de la consola de control)					
Pcd (de la curva)					
Pcd corregido					
T5 (°F de la consola de control)					
T5 corregido					

Por medio de la tabla anterior, se puede concluir que el presente sistema de supervisión manual tiene como desventaja las constantes visitas (in situ) que deben realizarse en puntos estratégicos de la producción, realizando una serie de anotaciones para llevar un registro de los diferentes parámetros accesibles de medición, que puedan englobar la funcionalidad de los equipos y unidades existentes, haciendo que la detección de falla en tiempo real sea poco probable por lo que reduce el rendimiento, debido a que la solución de los inconvenientes o averías presentes no necesariamente se solventen en un tiempo prudente, trayendo como consecuencia una desmejora en la vida útil de los equipos y unidades.

2.9.2 SCADA

Conocido como un sistema de control de supervisión y de adquisición de datos (SCADA), la cual es una aplicación de software de control, ejecutada en una estación de trabajo, donde se intercambia información con los elementos de campo para la supervisión del proceso de forma automática. Ofrece información para diversos usuarios como operadores, supervisores, mantenimiento, gestores, etc., donde su ejecución de tareas es en tiempo real.

Para obtener un máximo provecho en el sistema SCADA, el mismo debe tener una arquitectura abierta capaz de crecer o adaptarse según las necesidades cambiantes de la empresa. La comunicación con total facilidad y de forma transparente para el usuario con el equipo de planta (Drivers) y con el resto de la empresa con acceso a redes locales y de gestión. De igual modo los programas deberán ser sencillos de instalar y de facilidad para utilizar, con interfaces amigables con el usuario (sonido, imágenes, pantallas táctiles, etc.). Entre sus funciones principales tenemos:

- 1- Adquisición de datos, para recoger, procesar y almacenar la información recibida.
- 2- Supervisión para observar desde un monitor la evolución de las variables de control.
- 3- Control para modificar la evolución del proceso, actuando bien sobre los reguladores autónomos básicos (consignas, alarmas, menús, etc.).
- 4- Transmisión de información con dispositivos de campo y otros PC.
- 5- Base de datos para la gestión de datos con bajo tiempos de acceso.
- 6- Representación gráfica de los datos. Interfaz del operador o HMI.
- 7- Explotación de los datos adquiridos para gestión de calidad, control estadístico, gestión de la producción y gestión administrativa y financiera.

Comercialmente en Venezuela se puede encontrar sistemas SCADA como: LABVIEW de National Instrument, WinCC de Siemens, SYSMAC SCS, de Omron, etc.

En otro punto los SCADA están generalmente distribuidos en áreas muy grandes que dependen de una variedad de sistemas de comunicación, los cuales se utilizan para vigilar y controlar la planta/estación de trabajo o el equipamiento. El control puede llevarse a cabo de forma automática o inicializada por comandos de operador.

La adquisición de datos es lograda en una primera fase por los RTU's que exploran las entradas de información de campo conectadas con ellos o también pueden emplearse PLC's. La misma se lleva a cabo en intervalos de tiempo muy cortos, para que posteriormente la MTU explore los RTU's y así, procesar la información y visualizar condiciones de alarmas, y en caso de que estuviera presente, poder tomar acciones pertinentes.

Los datos procesados pueden ser de tres tipos principales:

1. Datos analógicos (por ejemplo números reales) que quizás sean presentados en gráficos.
2. Datos digitales (on/off) que pueden tener alarmas asociadas a un estado o al otro.
3. Datos de pulso (por ejemplo conteo de revoluciones de un medidor) que sean normalmente contabilizados o acumulados [2].

La representación de la estación de trabajo o equipamiento se realiza mediante una interfaz primaria (display) en forma de gráfica. Los datos vivos (dispositivos) se muestran como dibujo o esquema en primer plano sobre un fondo estático. Mientras los datos cambian en el campo el primer plano es actualizado. [2]

Los datos analógicos se pueden mostrar como número, o gráficamente. El sistema puede tener muchos displays, y el operador puede seleccionar los más relevantes en cualquier momento.

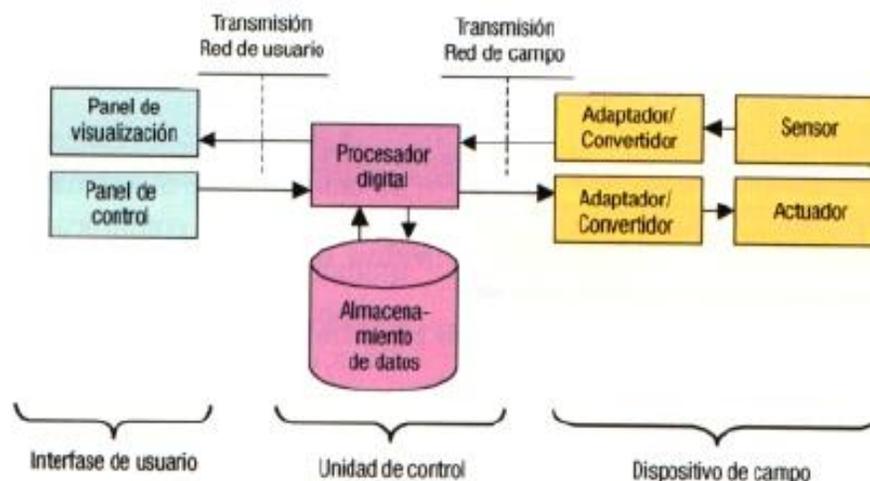


Figura N°7. Esquema básico de un SCADA

Fuente: "Introducción a SCADA"

<http://www.uco.es/grupos/eatco/automatica/ihm/descargar/scada.pdf>

2.9.2.1 Red de Comunicación

Como red de comunicación se puede entender al nivel que gestiona la información que los instrumentos de campo envían a la red de ordenadores desde el sistema. El tipo de Bus utilizado en las comunicaciones puede ser muy variado según las necesidades del SOFTWARE escogido para implementar el sistema SCADA o algún otro sistema de supervisión, esto debido a que no todos los SOFTWARE así como los instrumentos de campo como PLC's pueden trabajar con todos los tipos de Bus. Entre las redes de comunicaciones tenemos:

Fibra óptica: Es un método de transmisión de información de un lugar a otro enviando señales de luz a través de fibra óptica, la luz en forma de ondas electromagnéticas viajeras, es modulada para transmitir información [16]. Presenta la ventaja de que no se ve afectada por la interferencia electromagnética (EMI) o interferencia de radiofrecuencia (RFI), y no genera por sí misma interferencia. Puede suministrar un camino para una comunicación limpia en el más hostil de los entornos.

De la figura N°7 se puede apreciar que el fenómeno físico lo constituye la variable que deseamos medir, dependiendo del proceso, la naturaleza del fenómeno es muy diversa: presión, temperatura, flujo, potencia, intensidad de corriente, voltaje, ph, densidad, etc. Posteriormente este fenómeno debe traducirse a una variable que sea perceptible para el sistema SCADA, es decir, en una variable eléctrica, donde para ello se utilizan los transductores.

Los transductores convierten las variables del fenómeno en variaciones proporcionales de una variable eléctrica. Sin embargo, esta variedad de tipos de señales eléctricas deben ser procesadas para ser entendidas por el computador digital. Para ello se utilizan acondicionadores de señal, cuya función es la de referencia para cambios eléctricos a una misma escala de corriente o voltaje. Además provee aislamiento eléctrico y filtraje de la señal con el objetivo de proteger el sistema de eventualidades y ruidos originados en campo.

Una vez acondicionada la señal, se procede a convertirla en un valor digital mediante un circuito de conversión de datos analógico/digital, para luego ser utilizada y almacenada en registro histórico para su posterior análisis o comparación.

2.9.2.2 Controlador lógico programable

Se trata de un aparato digital electrónico conocido como PLC, con una memoria programable para el almacenamiento de instrucciones, permitiendo la implementación de funciones. El dispositivo en si recibe a través de sus entradas una serie de señales provenientes de la instrumentación de campo, ejecuta un programa a una velocidad alta y gobierna unas salidas conectadas a los actuadores.

Hoy en día el uso de PLC en el ámbito industrial se expande cada vez más, esto debido a que presenta una serie de características entre las que se destacan: bajo costo, facilidad de programación y ahorro en su mantenimiento [2]. En la siguiente figura se podrá observar el esquema básico de un PLC:

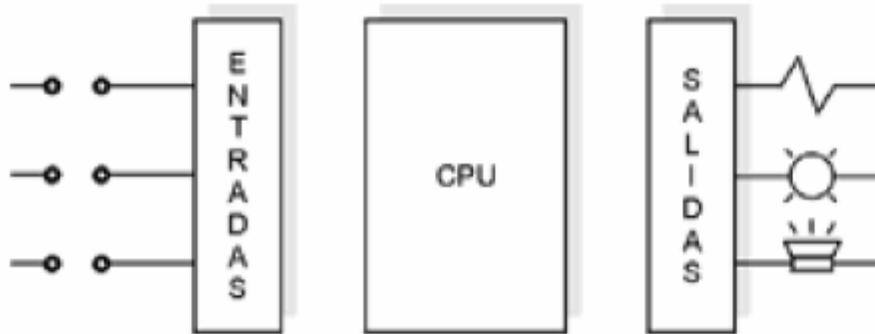


Figura N°8. Esquema básico de un PLC

Fuente: "Zenner Industrial"

http://Zenner.com.ar/elarchivo/e_industrial/PLC/PLC.htm

Donde el CPU es el cerebro del dispositivo (PLC), responsable de la ejecución de los programas realizados por el usuario, el modulo de las entradas reciben las señales de campo y las adapta a un nivel adecuado para que la CPU pueda interpretar como información.

2.9.3 Sistema de control Distribuido

El sistema de control distribuido se trata de un sistema abierto, que permite la integración con equipos de otros fabricantes que realicen funciones específicas, y hace la función de canalizar todos los datos recogidos para, a través de líneas de comunicación de alta velocidad, ponerlos a disposición de los usuarios de la planta [3].

Está especialmente recomendado para llevar a cabo la supervisión de diferentes procesos que se desarrollan en una central, permitiendo a los usuarios disponer de una información procedente de distintos puntos.

Dispone de módulos de software para la resolución de problemas específicos dentro de las plantas, como puede ser el cálculo de rendimientos, cálculos de

consumos o el módulo de mantenimiento. Teniendo una sola base de datos, y su plataforma de programación es multiusuario de forma que varios programadores pueden trabajar simultáneamente sobre el sistema de forma segura sin conflictos de versiones [3]. Entre los niveles de funciones se encuentran los siguientes:

1. Nivel de Operación. Este nivel es el de interacción del sistema con los operadores de la planta y es donde se encuentran los sistemas informáticos para la monitorización del proceso y adquisición de la información en tiempo real, que se almacena en la base de datos transformándola en datos históricos para análisis posteriores. Este nivel gestiona además el intercambio de información con otros sistemas de mantenimiento y planificación de la producción.

2. Nivel de control. En un SCD la responsabilidad del control de las diferentes partes funcionales del proceso, se asignan a varios controladores locales distribuidos por la instalación, en lugar de centralizar estas funciones en un solo punto. Los controladores están conectados entre sí y con las estaciones de operación mediante redes de comunicación. [3]

3. Nivel módulos de Entrada/Salida. En este nivel los módulos de entradas/salidas que utilizan como medio de comunicación señales cableadas, están distribuida por toda la instalación, es lo que se denomina "periferia descentralizada", esto ahorra tiradas de cables de señal aproximando la electrónica del control hasta los elementos de campo. [3]

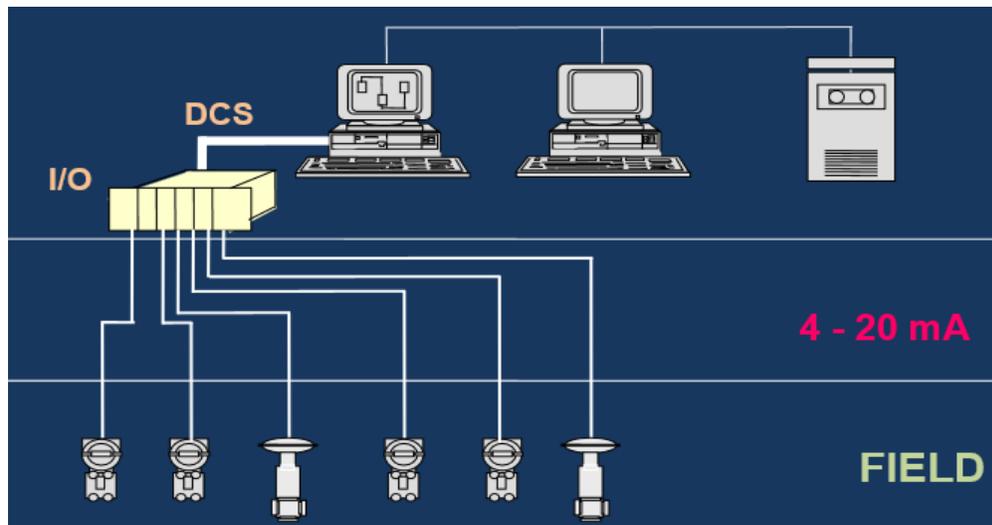


Figura N°9. Esquema básico de un SCD

Fuente: “Tema 1. Redes de Campo”

Clases del profesor Luis Sarco archivo pdf

2.9.4 Diferencias entre un SCADA y SCD

Tabla N°5 Principales diferencias entre un sistema SCADA y SCD

Características	SCADA's	SCD
Tipo de arquitectura	Centralizada	Distribuida
Tipo de control predominante	Supervisorio: Lazos de control cerrados por el operador, control secuencial regulatorio	Regulatorio: Lazos de control cerrados automáticos por el sistema, control secuencial, batch, algoritmo avanzado, etc.
Tipos de variables	Desacopladas	Acopladas
Área de acción	Geográficamente distribuida	Área de la planta
Unidades de adquisición de datos y control	Remotas, PLC's	Controladores de lazo, PLC's
Medios de comunicación	Radio satélite, líneas telefónicas, conexión directa, LAN, WAN	Redes de campo industriales
Bases de datos	Centralizada	Distribuida

2.10 Generación de Energía Eléctrica en el Estado Falcón

Actualmente el parque de generación del SEN, asciende a unos 24.000 megavatios de capacidad instalada y está conformado por un significativo número de infraestructuras, localizadas en diferentes puntos del país. Siendo el estado bolívar la región donde funcionan los complejos hidroeléctricos más grandes, estos ofrecen más del 62% del potencial eléctrico que llega a hogares e industrias de toda Venezuela. El resto de la generación proviene de plantas termoeléctricas, y casi un 3% corresponde al sistema de generación distribuida, conformada por grupos electrógenos. [4]

En el caso particular del Edo. Falcón, el consumo asciende a un valor de 717 MW, los cuales son abastecidos de la siguiente manera:

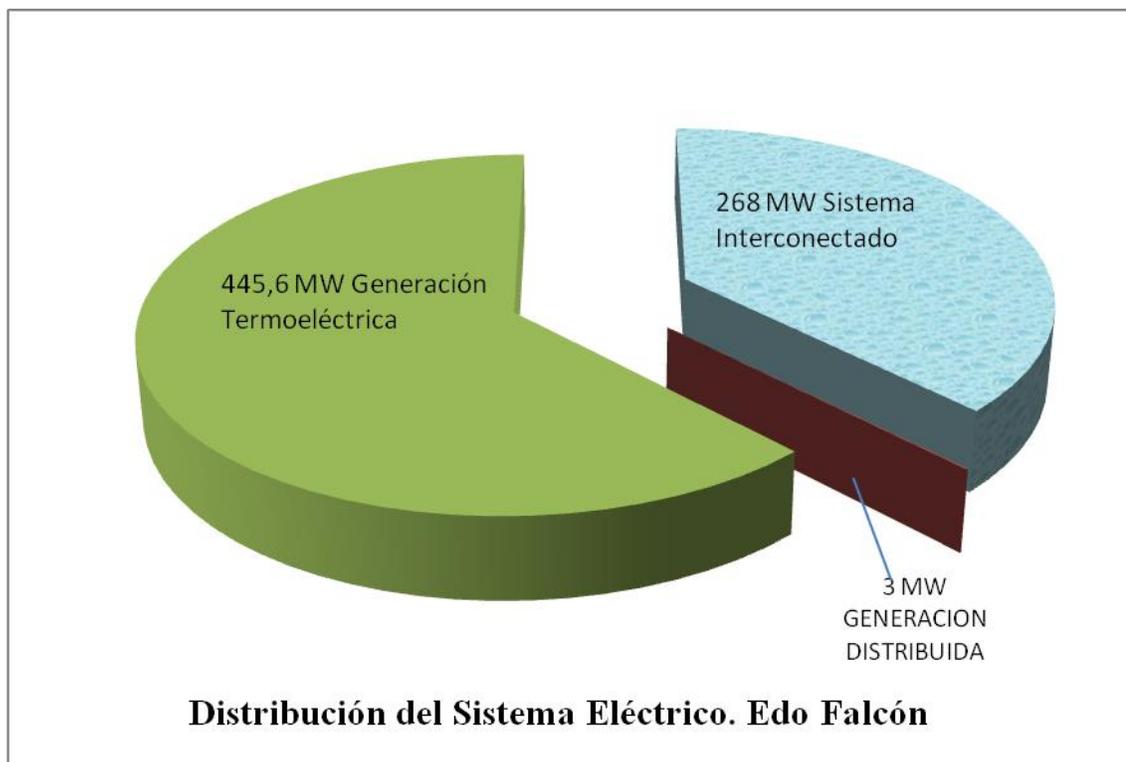


Figura N°10. Distribución del Sistema Eléctrico. Edo Falcón

De la figura anterior se puede apreciar que el estado Falcón no presenta autonomía con respecto a la generación de energía eléctrica, debido a que un 38% de la demanda es suministrada por el sistema interconectado del país, trayendo consigo la dependencia de plantas hidroeléctricas, que son las que aportan la mayor cantidad de energía para abastecer el consumo eléctrico de los usuarios. Por consiguiente es necesario implementar nuevas unidades que aporten energía a los usuarios falconianos, para que en un futuro la misma entregue energía al sistema interconectado y pueda obtener una capacidad instalada que satisfaga el 100% de la demanda.

En este contexto la rehabilitación de plantas eléctricas, mediante la sustitución o reparación de unidades trae consigo un aumento en la capacidad de generación, que beneficia no solo al sistema eléctrico nacional, sino a la independencia de las diferentes regiones del país para así, abastecer su propia demanda. Se debe recordar que debido a fallas o averías que se puedan originar en las unidades turbogeneradoras mediante su funcionamiento es indispensable, que las mismas estén bajo una constante monitorización por parte de los operadores de planta.

CAPÍTULO III

PARÁMETROS DE CONTROL

Este capítulo tiene como objetivo dar una visión general acerca del funcionamiento de los turbogeneradores marca HITACHI, resaltando sus características mecánicas y eléctricas más importantes. Posteriormente se procedió a realizar una evaluación de los parámetros de control que se deben supervisar mediante el proceso productivo explicado anticipadamente para mantener a los operadores de planta informados ante cualquier eventualidad tanto de las unidades como de los demás componentes que conforman las instalaciones de planta Coro.

3.1 Turbogenerador HITACHI

Las unidades que se desean instalar en Planta Coro pertenecientes a la casa HITACHI, son unidades con potencia nominal de 32 MW en condiciones ISO, es decir, bajo los parámetros de temperatura a 15°C, presión 1013 mbar y humedad relativa a 60%, podrán generar su capacidad máxima. Cabe mencionar que dichas condiciones no se cumplen en Planta Coro por consiguientes, en el futuro las unidades tendrán una capacidad de generación bajo las condiciones in situ.

Los turbogeneradores bajo estudio pertenecen a la clasificación de turbogeneradores Industriales o Heavy Duty cuyas características están plasmadas en el capítulo II. Es menester resaltar que las unidades presentan la particularidad de ser dual, es decir, los combustibles empleados en este tipo de turbogenerador son: gasoil líquido, conocido como destilado N°2 que podrán ser transportado en camiones cisternas con un volumen aproximado entre 34.000 y 37.800 litros y combustible gaseoso el cual será suministrado a las unidades mediante tuberías por lo que es necesario tomar en cuenta que estas unidades de última tecnología requieren una

presión de gas superior a la entregada por PDVSA, por tanto se requiere la instalación de una estación de compresión de gas.

Mediante una visita técnica realizada, se recibió una serie de informaciones por parte del personal que allí labora, en la que destaca la falta de dimensionamiento de tuberías necesarias para el suministro de gas, por consiguiente las unidades estarán trabajando solo con combustible líquido, es decir, el compresor a gas no será instalado en una primera fase, más sin embargo, en el futuro la generación de energía térmica utilizará gas en su proceso, esto debido a que en la actualidad la planta no presenta suministro de combustible gaseoso.



Figura 11. Turbogenerador HITACHI

3.2 Características del generador síncrono

El generador síncrono que se encuentra acoplado a la turbina de la unidad H25, es un alternador trifásico con una excitación sin escobilla de imán permanente, teniendo como tensión nominal un valor de 13800 voltios y un factor de potencia de 0.8 a una frecuencia de 60 Hz. Las revoluciones que genera son de 1800 rpm, es decir, posee 4 polos salientes. Para una temperatura mínima de 24°C genera una

potencia aparente de 36,038 kVA, mientras que para una temperatura máxima de 30°C la potencia de salida es de 34,488 kVA. El sistema de enfriamiento que posee es un sistema de intercambio de calor mediante aire, la clase de aislamiento con la cual fue construido pertenece a la clase F de la norma IEC 60034 con un grado de protección IP55, estas características fueron suministradas por el fabricante y las mismas podrán visualizarse en el ANEXO N°4.

3.3 Funcionamiento del turbogenerador H25

Las centrales termoeléctricas con turbogeneradores en general son realizadas con el esquema de ciclo abierto que permiten obtener un bajo costo de la planta mediante las tecnologías de producción de energía eléctrica disponibles hoy en día. Donde en un inicio eran utilizadas para cubrir la punta del diagrama de carga, es decir, en horas picos, con un número de horas de utilización anual no superior a 800-1000. Con el continuo progreso tecnológico en la construcción de turbogeneradores empleados en la producción de energía eléctrica, conocidas como Heavy Duty, se ha podido alcanzar un rendimiento entorno al 38-40%, que ha permitido en una parte aumentar el número de horas de utilización anual de las unidades permitiendo un funcionamiento continuo, característica que presentan las unidades H25.

Los turbogeneradores requieren en el progreso de su funcionamiento el empleo de combustible a gas para evitar el ensuciamiento de la turbina con degradado rápido de prestaciones y ruptura de las álabes permitiendo arrastrar cualquier viscosidad presente, mantenimiento relativamente frecuente sea en la turbina como en el compresor para evitar inconvenientes mencionados en el punto anterior.

Debemos recordar que aunque el turbogenerador base su funcionamiento mediante el ciclo abierto, el mismo no es ideal debido a que los fluidos de aire y gas en el proceso de combustión no son gases perfectos, trayendo como consecuencia una dependencia del calor específico en función de la temperatura. Para el caso del turbogenerador H25 la misma viene relacionada por la siguiente ecuación:

$$C_p = 950 + 0.21T \text{ (T en } ^\circ\text{K)}.$$

Ecuación 1: Calor específico

Donde

C_p = Calor específico.

T= Temperatura del ciclo.

Tomando en cuenta que en el ciclo abierto a combustión interna para cada kg de combustible inyectado en la cámara de combustión es necesario cierta cantidad de kg de aire. Esto es debido a que la temperatura máxima debe estar dentro del límite soportable de los materiales de la turbina, hoy en día admisible entre 1250 °C y 1450 °C. Donde las transformaciones adiabáticas de compresión y expansión no son isoentrópica y el calentamiento no es isobárica a causa de las pérdidas ocasionadas en el compresor, la turbina y de las pérdidas de carga en la cámara de combustión.

Para el caso de las unidades en estudio el rendimiento de su ciclo real aumenta al aumentar la relación de compresión presente en la entrada y salida del compresor, llegando a un valor máximo y posteriormente decrece. Esto es debido al hecho de que en un principio el rendimiento crece proporcionalmente al decrecer el rendimiento interno de la unidad. [5]

Ecuación del rendimiento real:

$$n_r = \left(1 - \frac{1}{\beta^\varepsilon}\right) \frac{\phi}{n_c} \left(1 - \frac{1 - n_c n_t}{1 - \frac{\beta^\varepsilon}{\tau}}\right)$$

Ecuación 2: Rendimiento real de la unidad generadora.

Donde:

n_r = rendimiento real

β = relación de presiones

ϕ = relación de calor

n_c = rendimiento del compresor

τ = relación de temperatura

ε = relación de calor específico

n_t = rendimiento de la turbina

Debido a que la unidad tiene un soporte para altas temperaturas, permite un mayor grado de prestaciones referentes a los materiales con la cual está fabricada. Es importante mencionar que la relación de presión en el compresor no tiene como función maximizar el rendimiento de la unidad sino, maximizar los valores específicos, es decir, la máxima potencia generada del ciclo. De igual modo se tiene que una máxima temperatura del ciclo aumenta el rendimiento interno, sin embargo la elevada temperatura de los gases combustores reduce la resistencia del desplazamiento viscoso de los álabes de la turbina acentuando la formación de incrustaciones aislante debido a la impureza del combustible (polvo, vanadio, etc.) y la corrosión a altas temperaturas sea en la turbina como la cámara de combustión, por consiguiente se verifica la máxima temperatura del ciclo. [5]

Es importante resaltar en este punto la ventaja de tener un solo eje que acopla el compresor, la turbina y el generador síncrono. Donde el compresor es accionado por la turbina, es decir, que de toda la potencia mecánica producida, una pequeña parte es absorbida por el compresor. La potencia absorbida del compresor se puede calcular mediante la variación de parámetros como presión de entrada-salida y la temperatura entrada-salida del mismo con su respectivo rendimiento, lo mismo ocurre para la turbina.

Ecuación de la relación de potencia absorbida del compresor y la turbina:

$$\frac{L_c}{L_t} = \frac{\alpha C_p (T_2 - T_1)}{n_t n_c (T_3 - T_4)}$$

Ecuación 3: Relación de potencia absorbida del compresor y la turbina

L_c = Potencia del compresor

L_t = Potencia de la turbina

T_2 = Temperatura del aire a la salida del compresor

T_1 = Temperatura del aire a la entrada del compresor

T_4 = Temperatura del gas a la salida de la turbina

T_3 = Temperatura del gas a la entrada de la turbina

n_c = Rendimiento del compresor

n_t = Rendimiento de la turbina

C_p = Calor específico

α = cantidad de kilogramos de aire

Como se ha evidenciado, las unidades H25 funcionan bajo el principio del ciclo Joule abierto para aplicaciones estacionarias donde el compresor y la turbina están conectadas mediante un mismo eje y unidas al generador síncrono.

En cuanto a la velocidad de rotación del generador, se tiene que el mismo debe girar a una velocidad fija que depende del número de polos de la máquina, lo cual se debe a que la frecuencia de la red está definida para un valor de 60 Hz. La siguiente ecuación relaciona la velocidad de rotación y la frecuencia eléctrica:

$$f = \frac{np}{60}$$

Ecuación 4: Frecuencia eléctrica de un generador síncrono.

Donde

f = Es la frecuencia de la red en Hz.

n = Es la velocidad de rotación en rpm o (r/min) del grupo compresor-turbina generador

p = Es el par de polos.

Para tener una velocidad constante de rotación en la unidad, será necesario que el compresor con álabes del estator fijos elabore siempre el mismo flujo de aire con una relación de compresión constante. Por consiguiente para regular la potencia entregada por la turbina se varía la entalpía, es decir, variando el acceso de aire en la cámara de combustión función que cumple los álabes variables o variando el flujo de combustible. Si se desea variar la potencia de la turbina manteniendo el rendimiento es aconsejable variar la velocidad de rotación del compresor.

El compresor de aire es impulsado por la turbina que está conectado rígidamente por medio de un mismo eje, y presenta la topología de ser un compresor axial, debido a que los compresores centrífugos son utilizados para una potencia límite igual a 1-2 MW. Este compresor axial esta en grado de elaborar grandes cantidades de flujo con un buen rendimiento desarrollando una buena relación por etapa, las cuales en un inicio son álabes de posición variable.

En cuanto al rendimiento del compresor, la compresión del aire viene como se mencionó en un inicio a través del compresor axial con una transformación adiabática irreversible y entropía creciente, sin embargo hay que tomar en cuenta que debido a este trabajo se producen fricciones entre las partículas del fluido y entre los álabes fijos y móviles del compresor. Recordando que en la transformación real del compresor se debe realizar un trabajo superior al isoentrópico, debido a las pérdidas de fricción que a su vez aumentan la temperatura y presión del fluido. [5]

El compresor en su funcionamiento puede estar sujeto a dos fenómenos conocidos como bloqueo o bombeo, el bloqueo del compresor es un fenómeno que consiste en una interferencia del flujo en las secciones 2 ó 3 de los álabes del rotor trayendo como consecuencia una variación de flujo y presión, que puede provocar

daños graves o incluso la destrucción. El bombeo consiste en una oscilación en los valores del flujo tratada por el compresor. Por consiguiente es importante monitorear en sí los valores de presión y temperatura, así como los movimientos de los álabes del equipo.

La cámara de combustión es aquella que provee y eleva la temperatura del fluido combustible-comburente al valor máximo del ciclo. Siendo la cámara de combustión el lugar donde ocurre la oxidación rápida del combustible por la presencia del oxígeno, ese aire es proveniente del compresor. Esta máxima temperatura con que los gases entran a la turbina es limitada por la máxima temperatura de pared admisible por los álabes del estator y rotor de la primera etapa de la turbina.

Para no tener valores de temperatura no admisibles por el material de la turbina, conviene trabajar en conjunto el exceso de aire que está en la cámara de combustión y la cantidad de combustible empleado, con el objetivo de disminuir la temperatura, esto se logra teniendo un control de la cantidad de kilogramo de aire, la cual se puede controlar mediante los siguientes parámetros tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\alpha = \frac{C_p (T_3 - T_c) - H_i}{C_p (T_2 - T_3)}$$

Ecuación 5: Cantidad de kilogramo inyectado en la cámara de combustión.

Donde

α = Cantidad de kilogramo de aire.

C_p = Calor específico.

T_3 = temperatura del gas en la cámara de combustión.

H_i = Salto entálpico.

T_2 = Temperatura del aire a la salida del compresor.

T_C = Temperatura máxima del ciclo.

El penúltimo punto para la generación de la energía, es el funcionamiento de la turbina componente muy importante, que a su vez es sometida a elevadas temperaturas (inferiores a las presentes en la cámara de combustión), esfuerzos mecánicos, presiones dinámicas causadas por el gas y altas velocidades que afectan los álabes. Por otra parte, los esfuerzos mecánicos admisibles del material de la unidad específicamente de la turbina aceptan una temperatura máxima de 500°C. Esta turbina axial está constituida por varias etapas en serie, el distribuidor que tiene la función de transformar la entalpía del gas en energía cinética que a su vez viene transformada en energía mecánica de rotación de los álabes del rotor.

Una vez puesta en marcha el funcionamiento de la turbina, se procede al acople con el alternador para así obtener la generación de la energía eléctrica, la cual será elevada mediante el transformador de 13.8/115 kV. Finalmente viene la interconexión entre la unidad y la red, por lo que es necesario la supervisión de la frecuencia, nivel de tensión y velocidad, destacando que durante el funcionamiento normal del generador se producen vibraciones, por lo que se requiere un servicio de mantenimiento y monitoreo en las temperaturas de los cojinetes, temperatura de aceite y presión de aceite.

En lo planteado anteriormente se puede concluir que es necesaria la supervisión de una serie de parámetros mecánicos y eléctricos que unidos entre sí, garantizan un correcto funcionamiento de la unidad (compresor, turbina, alternador, transformador elevador y demás equipos). Aunque el objetivo propuesto en el presente trabajo de grado es el estudio de parámetros eléctricos, es de interés acotar que los parámetros mecánicos proporcionan una valiosa información, permitiendo detallar cualquier avería que se pueda originar y las mismas, se podrán supervisar mediante transductores acoplados a los dispositivos de campos que a su vez enviarán información a la sala de control mediante señales eléctricas.

A continuación se presenta una serie de tablas que detallan los parámetros a monitorear en la sala de control para una operación remota, resultado obtenido mediante el estudio de la unidad H25.

3.4 parámetros de supervisión

Compresor a gas

Tabla N°6. Parámetros del compresor a gas

	PARAMETROS	UNIDAD
GAS	PRESION DE SUCCIÓN	BAR
	TEMPERATURA DE SUCCIÓN	°C
	% DE REGULACIÓN DE LA VÁLVULA	%
	TEMPERATURA DE DESCARGA CILINDRO	°C
	TEMPERATURA DE DESCARGA CILINDRO	°C
	PRESIÓN DESCARGA DEL COMPRESOR	BAR
	PRESIÓN DIFERENCIAL DEL SEPARADOR	BAR
	TEMPERATURA DE ENTRADA AL ENFRIADOR	°C
	TEMPERATURA DE SALIDA AL ENFRIADOR	°C
	PRESIÓN DEL ACUMULADOR	BAR
	PRESENCIA DE GAS EN COMPARTIMIENTO. CANAL 1	%
	PRESENCIA DE GAS EN COMPARTIMIENTO. CANAL 2	%
ACEITE	TEMPERATURA DE ACEITE DEL COMPRESOR	°C
	PRESIÓN DE ACEITE DEL COMPRESOR	BAR
MOTORES	TEMP. DEVANADO MOTOR PRINCIPAL. PUNTO 1	°C
	TEMP. DEVANADO MOTOR PRINCIPAL. PUNTO 2	°C
	TEMP. DEVANADO MOTOR PRINCIPAL. PUNTO 3	°C
	VOLTAJE MOTOR PRINCIPAL	V
	CORRIENTE MOTOR PRINCIPAL	A
AIRE	PRESIÓN AIRE DE CONTROL	BAR

Unidad turbogeneradora H25

Tabla N°7. Parámetros del alternador

ALTERNADOR	UNIDAD
POTENCIA ACTIVA	(MW)
POTENCIA REACTIVA	(MVAR)
FACTOR DE POTENCIA	COS ϕ
TENSION DEL ALTERNADOR	(kV)
CORRIENTE DEL ALTERNADOR	(A)
TENSION DE EXCITACIÓN	(V)
CORRIENTE DE EXCITACIÓN	(kA)
TENSION DE SERVICIOS AUXILIARES	(V)
CORRIENTE DE SERVICIOS AUXILIARES	(A)
TEMPERATURA DEL ESTATOR	(°C)
TEMPERATURA AIRE FRIO ALTERNADOR	(°C)
TEMPERATURA AIRE CALIENTE ALTERNADOR.	(°C)

Tabla N°8. Parámetros de la turbina

TURBINA	UNIDAD
TEMPERATURA ESCAPE ANTES TURBINA	(°C)
TEMPERATURA ESCAPE A LA SALIDA DE LA TURBINA	(°C)
VALOR DE REFERENCIA DE TEMPERATURA	(°C)
TEMPERATURA ENTRADA DEL COMPRESOR	(°C)

Tabla N°9. Puntos específicos para la medición de temperatura

TEMPERATURA	UNIDAD
EN EL LADO DE ESCAPE DE LA TURBINA	(°C)
AL LADO DEL COMPRESOR	(°C)
EN EL COJINETE DE EMPUJE LADO TURBINA	(°C)
EN EL COJINETE EMPUJE LADO COMPRESOR	(°C)
EN EL ALTERNADOR (LADO ACCIONAMIENTO)	(°C)
EN EL ALTERNADOR	(°C)
EN EL LUGAR DONDE OCURRE LA EXCITATRIZ DE ACCIONAMIENTO	(°C)
EN EL ENGRANAJE DEL PIÑÓN	(°C)
EN LA CAJA REDUCTORA DE VELOCIDAD.	(°C)
LA TEMPERATURA DE ACEITE DE SALIDA	(°C)

Tabla N°10. Puntos específicos para la medición de vibraciones

VIBRACIÓN DE COJINETES	UNIDAD
EN EL ESCAPE DE LA TURBINA	(uM)
EN LA ENTRADA DEL COMPRESOR	(uM)
AL LADO DEL ENGRANAJE DE ACCIONAMIENTO	(uM)
AL LADO DEL GENERADOR	(uM)
EN EL LUGAR DE EXCITATRIZ DEL ACCIONAMIENTO	(uM)

Tabla N°11. Parámetros de control para el cargador de baterías

CARGADOR DE BATERIAS	UNIDAD
TENSIÓN CARGADOR 125 VOLT.	(V)
CORRIENTE CARGADOR 125 VOLT.	(A)
TENSIÓN CARGADOR 24 VOLT.	(V)
CORRIENTE CARGADOR 24 VOLT.	(A)
TEMPERATURA TRANSF. AUXILIAR	(°C)

Tabla N°12. Parámetros de supervisión para mediciones de presión en la unidad

PRESIONES	UNIDAD
PRESIÓN ACEITE LUBRICANTE ANTES FILTRO	(BAR)
PRESIÓN ACEITE LUBRICANTE DESPUES FILTRO	(BAR)
PRESIÓN ACEITE LUBRICANTE DE EMERGENCIA	(BAR)
PRESIÓN ACEITE DE SEGURIDAD	(BAR)
PRESIÓN DESCARGA DEL COMPRESOR	(BAR)
DIFERENCIAL FILTROS ENTRADA DE AIRE	" H ₂ O
PRESIÓN DE GAS (PANEL GENERADOR)	(BAR)
PRESIÓN DE AGUA ENFRIAMIENTO DEL ALTERNADOR	(BAR)

Tabla N°13. Parámetros de supervisión para el motor del compresor

MOTOR DEL COMPRESOR	UNIDAD
TENSIÓN DEL MOTOR.	(V)
CORRIENTE DEL MOTOR.	(A)
TEMPERATURA EN LOS DEVANADOS.	(°C)

Tabla N°14. Parámetros de supervisión para el transformador elevador

TRANSFORMADOR ELEVADOR	UNIDAD
TENSIÓN EN EL DEVANADO DE BAJA.	(V)
CORRIENTE EN EL DEVANADO DE BAJA.	(A)
TENSIÓN EN EL DEVANADO DE ALTA.	(V)
CORRIENTE EN EL DEVANADO DE ALTA.	(A)
TEMPERATURA EN LOS DEVANADOS.	(°C)

Es menester indicar en este punto que una vez puesta en marcha el funcionamiento de la unidad H25 se originarán gases de efecto invernadero producto de la combustión, lo cual es un inconveniente que se presenta en el uso de combustión de fósiles, originando gases como dióxido de carbono (CO_2), óxido de nitrógeno (NO_x), bióxido de azufre (SO_2), monóxido de carbono (CO), hidrocarburos no quemados (HC) y partículas suspendidas. Para el reglamento venezolano el mismo tiene un límite máximo de 300 ppm, el cual se encuentra bajo los valores permisibles del tratado de Kioto.

Una de las medidas que se puede tomar en cuenta para la disminución de los gases de efecto invernadero es el monitoreo en sí de la unidad, para obtener un máximo rendimiento, condición que hace que se disminuya los niveles contaminantes de emisión. A su vez el poder tener el control de exceso de aire que entra a la cámara de combustión hace que la utilización del combustible sea en la cantidad justa. De igual modo se notifica que la cámara de combustión de la H25 presenta características de diseño que permite un margen adecuado de temperatura para un completo proceso de combustión. De acuerdo a lo descrito anteriormente un primer paso para el control de la emisión de los gases de efecto invernadero se puede obtener mediante la variación de los ángulos de los álabes.

En la figura N°12 se puede observar una interfaz gráfica para el monitoreo de un turbogenerador H25, el cual se realizó con la ayuda del personal calificado que labora en planta Castillito (Edo. Carabobo) mediante el software Mark V. En la misma se puede visualizar una serie de gráficos que hacen alusión al turbogenerador, lo cual permite en una primera instancia poder tener una perspectiva para la supervisión de algunos parámetros de campo.

Para efecto del presente trabajo de grado una vez elegida la casa que será la encargada para la implementación del sistema de supervisión, la misma deberá definir una serie de interfaz gráfica amigable con el usuario haciendo alusión a cada parte de proceso que con lleva a la puesta en marcha de la unidad, permitiendo así, la

compresión rápida de una eventualidad. En la figura N°13 se puede visualizar la supervisión del combustible que es utilizado en el proceso de la combustión de la unidad H25.

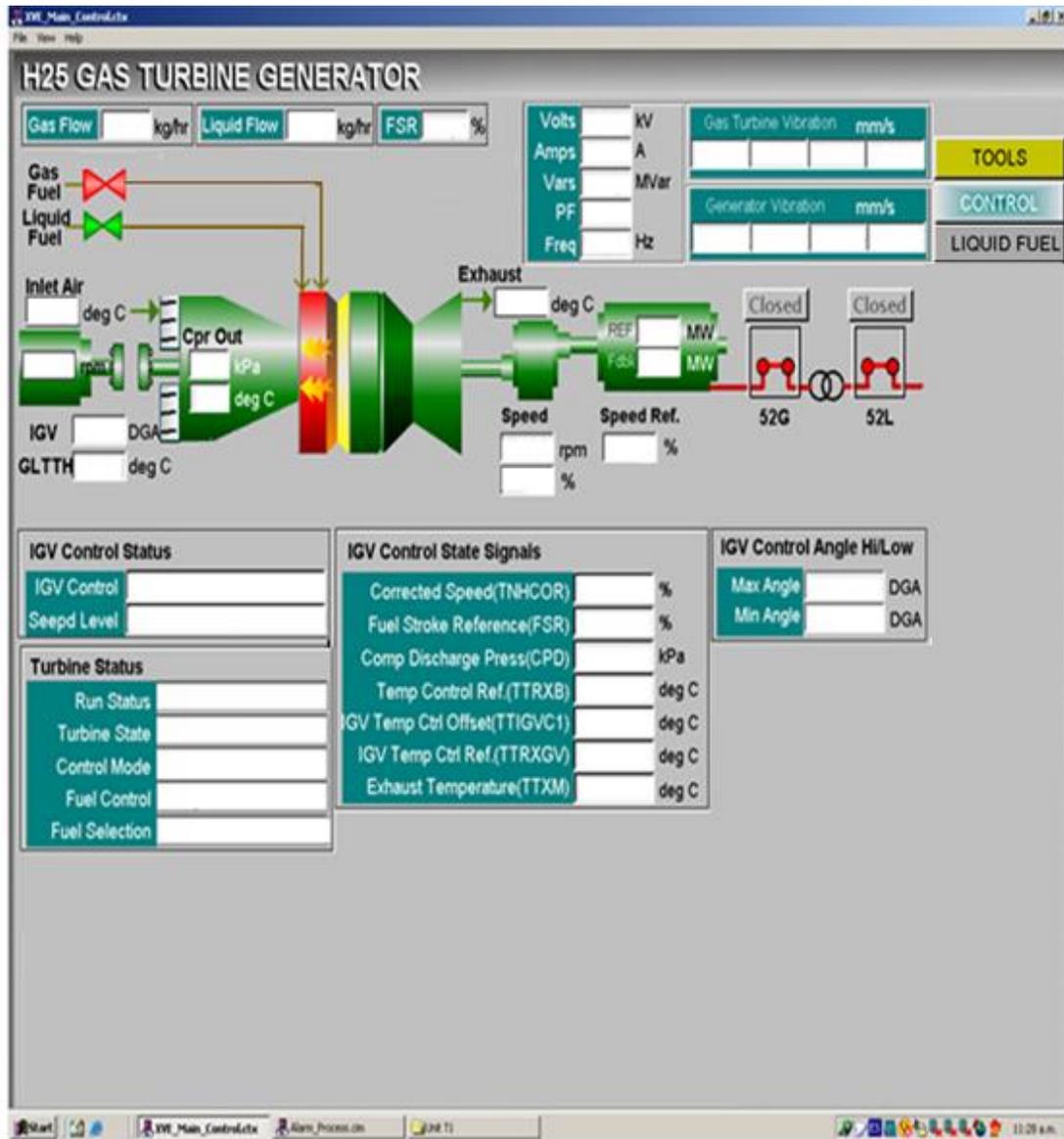


Figura N°12. Interfaz gráfica de la unidad turbogeneradora.

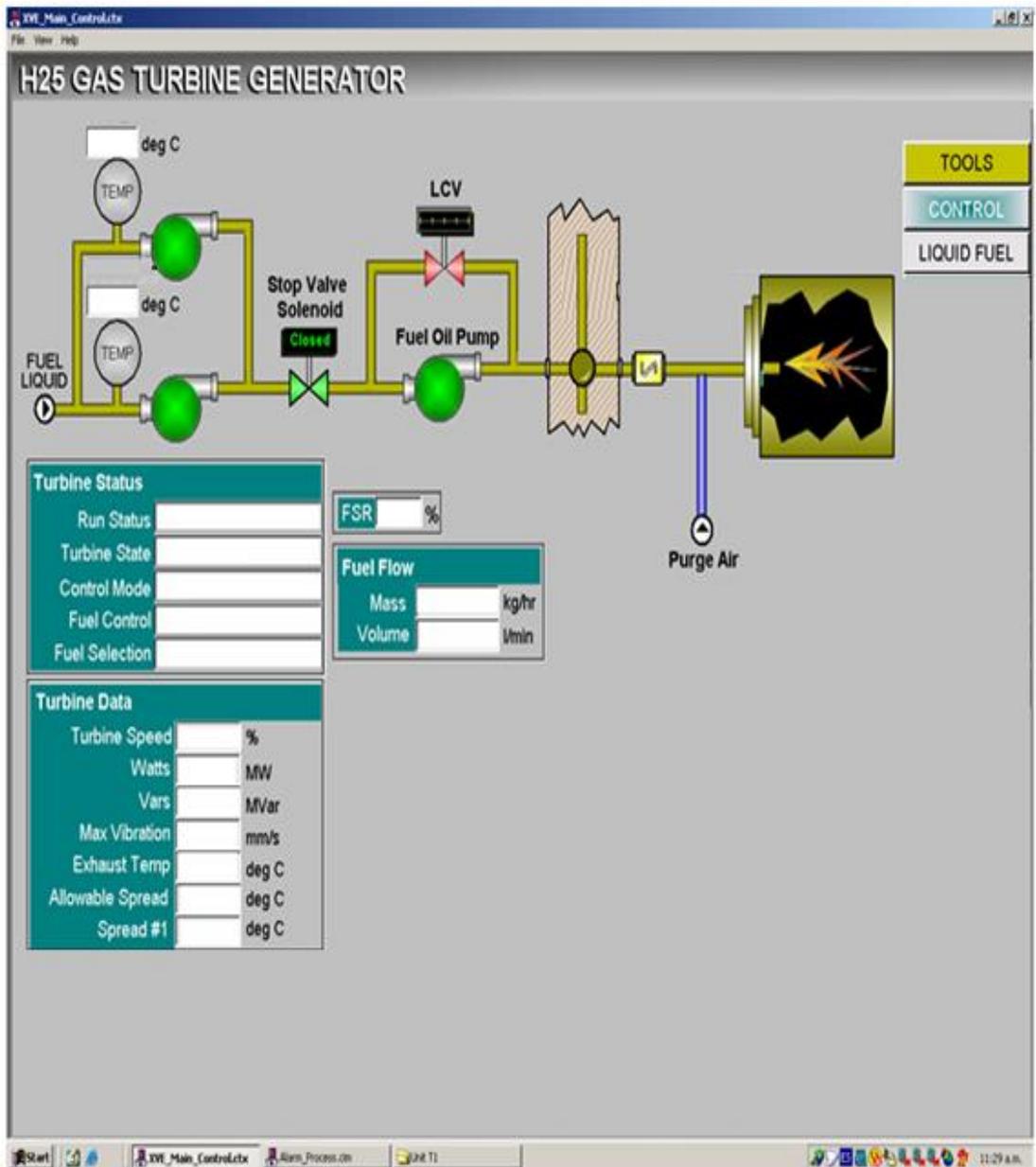


Figura N°13. Interfaz gráfica para el monitoreo del gas.

CAPÍTULO IV

SINCRONIZACIÓN DE LOS GENERADORES

La instalación de unidades turbogeneradoras trae consigo un aumento en la capacidad instalada de una planta de generación y a su vez un mayor respaldo al SEN, debido al aumento de los megavatios que se puedan originar. Siendo necesaria la adquisición de dispositivos que puedan indicar en el momento exacto la conexión de los alternadores a la barra para así, entregar energía al sistema. Por consiguiente el presente capítulo tiene la finalidad de dar de forma resumida el estudio referente a la sincronización de las unidades a la red de forma manual y automática.

4.1 Sincronización manual

La globalización que se está presentando en los últimos tiempos, ha permitido que el hombre cumpla ciertas funciones de forma sencilla y práctica con ayuda de la tecnología aumentando así, la eficiencia y la productividad en ciertos procesos, no olvidando que varios de ellos pueden ejecutarse de forma automática sin la supervisión o presencia de un personal capacitado.

Sin embargo, los diferentes mecanismos existentes de automatización están sujetos a fallas, provocando la paralización parcial o total de un proceso que a su vez originan pérdidas de vidas humanas, económicas, entre otras y siendo precisa la intervención del hombre para la solución del percance originado, y así generar el menor costo en pérdidas.

En referencia al proceso de generación de energía eléctrica podemos encontrar hoy en día, sistemas SCADAS que internamente llevan el control automático de ciertos parámetros que permiten la interconexión del alternador a la red para el

suministro de energía. Dicho proceso debe contar con la supervisión y control de un personal capacitado que a la hora de una avería o falla puedan intervenir y realizar dicho procedimiento de forma manual.

Para la interconexión de un alternador sobre un sistema en funcionamiento debe cumplirse ciertas características, las cuales se mencionan a continuación:

1. Igual módulo de tensión en las tres tensiones de fase.
2. Igual fase o polaridad en las tres tensiones de fase.
3. Igual frecuencia, para el caso de la República Bolivariana de Venezuela presenta un valor de 60 Hz.
4. Igual secuencia en ambas ternas de tensión.

Lo anterior se puede verificar o supervisar con instrumentos especializados que permitan al operador de planta visualizar el cumplimiento de las características antes descritas. Dichos instrumentos deben estar ubicados en un área del campo estratégico y así, permitir el acceso al personal que allí labora para poder llevar una supervisión in situ, luego de la verificación y cumplimiento de los parámetros exigidos se puede proceder a una sincronización mediante la activación del disyuntor.

La operación debe ser realizada por personal que presente ciertos entrenamientos en dicha labor, debiéndose tener en cuenta los tiempos de estabilización de la máquina como la actuación del interruptor principal (Disyuntor) el cual será el encargado de permitir la conexión de la unidad a la red.

Es aconsejable que el personal que manipulará la unidad H25 elabore un manual de sincronismo, el cual se encuentre bajo llave y que sea utilizado por personal capacitado en caso de ser necesaria la realización de una sincronización manual.

4.2 Sincronización automática

La implementación de un sistema de sincronismo automático puede ser realizada bajo el mismo software del SCADA permitiendo así, una alta confiabilidad de la unidad al momento de la conexión de los megavatios generados a la red, para lo anterior es necesario que se cumpla ciertos parámetros relacionados con la tensión, fase y frecuencias como se mencionó en párrafos anteriormente.

Es importante destacar que la realización de una sincronización automática no debe impedir bajo ninguna circunstancia que la misma, puede ser efectuada de forma manual por personal capacitado, en caso de no poderse realizar de forma automática debido a una alteración o daño originado en el sistema diseñado.

Para el caso en estudio podemos mencionar que el turbogenerador H25 posee internamente un control automático de sincronismo, en donde destaca un regulador de velocidad que permite el control de la frecuencia, donde el control del voltaje deberá ser constante y ser supervisado por la planta y el CND.

La comunicación del sistema de sincronismo debe ser precisa y establecer un enlace entre el sistema SCADA de la planta y el SCADA del CND, lo anterior se menciona por la obligación que tiene el CND en el control de la frecuencia, voltajes, control de generación de las unidades e intercambio de información en referencia a todas las unidades de generación del país que se encuentren conectada al SEN, de igual manera debe manejar alarmas, datos, históricos y otros datos para la elaboración de reportes.

La planta debe poseer una unidad terminal remota (RTU) que se comunique con el sistema maestro SCADA ubicado en el CND.

CAPÍTULO V

ACOMETIDAS E INSTRUMENTACIÓN

En la implantación de un sistema de supervisión es necesario realizar el diseño adecuado de las acometidas e instrumentos de campo que permitan establecer una excelente comunicación con la sala de control, es decir, en el caso en que se desee emplear el uso de fibra óptica y protocolos que utilicen como medio de transmisión conductores, será indispensable el correcto dimensionamiento que acceda a una máxima eficiencia, por consiguiente este capítulo tiene como objetivo dar la visión global de la situación actual que presenta la planta termoeléctrica en una evaluación in situ para las acometidas y sistemas de controles existentes y la realización de un nuevo dimensionamiento de acometidas de una futura sala de control para la instalación del sistema de monitoreo.

5.1 Situación actual de planta Coro

Mediante la visita técnica realizada en planta Coro se pudo evidenciar que la misma no cuenta con una infraestructura diseñada para la supervisión remota de las unidades generadoras que actualmente están en funcionamiento, es decir, no presenta un dimensionamiento de acometidas que permita tener una comunicación entre los dispositivos de campo y la sala de operación, de igual modo se observó un deterioro en el galpón uno (Ver ANEXO N°5), siendo este el espacio previsto para la ubicación de las unidades H25 a ser instaladas. En cuanto a la parte de iluminación, el galpón no presenta luminarias que permitan tener una visión adecuada para el personal que opera en el lugar (Ver ANEXO N°6), lo anterior se menciona debido a la poca visibilidad que se observó en la visita técnica.

En cuanto al tratamiento del combustible líquido, la planta no cuenta con un sistema de centrifugado, el sistema de recepción y filtrado requiere mantenimiento y

uno de los tanques de almacenamiento de combustible sufrió un incidente en años anteriores provocando una disminución en la autonomía de combustible.



Figura N°14: Incidente en el tanque de almacenamiento de combustible.

En otro aspecto se pudo constatar el espacio disponible para la construcción de la sala de control el cual puede observarse en la siguiente figura:

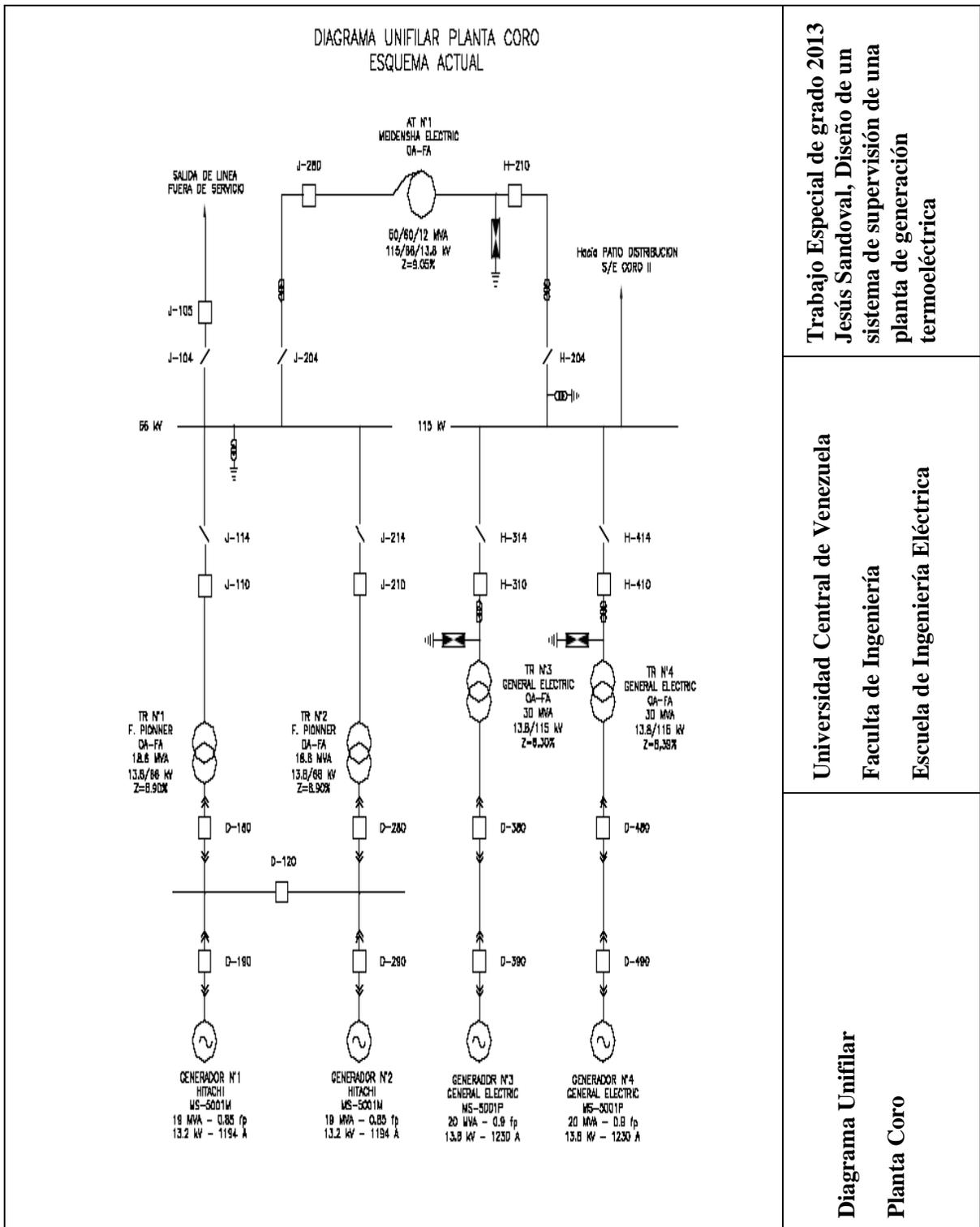


Figura N°15: Terreno disponible.

En cuanto a la interacción entre CORPOELEC y PDVSA relacionados con el tema de la construcción de las tuberías de gas, se obtuvo la información que la directiva de la primera está en conversación con la segunda arrojando como alternativa la realización de un proyecto donde, el punto de entrega por parte del ente correspondiente en la zona estará a una distancia de 5 km de los compresores de gas a utilizar. Los equipos auxiliares presentes in situ serán reemplazados por la compañía que oferta a los turbogeneradores, debido a que los transformadores elevadores actuales son de menor capacidad, por consiguiente el sistema de protección será actualizado junto con el resto de los equipos auxiliares que vienen en conjunto con las unidades a ser instaladas.

5.2 Sistemas de supervisión existentes

En los actuales momentos la planta tiene una capacidad de generación de 54 MW provenientes de 4 unidades generadoras, tal como se puede observar en el diagrama unifilar de la figura N°16. Tres unidades no cuentan con sistemas de supervisión a distancia, siendo el mecanismo de monitoreo manual, presentando inconvenientes a la hora de solventar una avería. Aunque la unidad 2 que posee un mecanismo de monitoreo a distancia implementado con equipos de la Allen-Bradley la ubicación del mismo se encuentra en un galpón junto con los dispositivos de potencia siendo las condiciones de trabajo no aptas para el sistema de monitoreo ni para el personal que supervisa.



Trabajo Especial de grado 2013
Jesús Sandoval, Diseño de un
sistema de supervisión de una
planta de generación
termoeléctrica

Universidad Central de Venezuela
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Eléctrica

Diagrama Unifilar
Planta Coro

Figura N° 16: Diagrama unifilar de planta Coro

5.3 Dimensionamiento de la sala de control

En la siguiente figura se puede visualizar el diseño que se realizó para una sala de control en concordancia con el espacio que se tiene disponible en planta Coro, pudiendo ser utilizado en la construcción de la infraestructura. Los espacios utilizables fueron considerados para definir la cantidad de monitores que puedan adquirirse en la implantación del sistema.

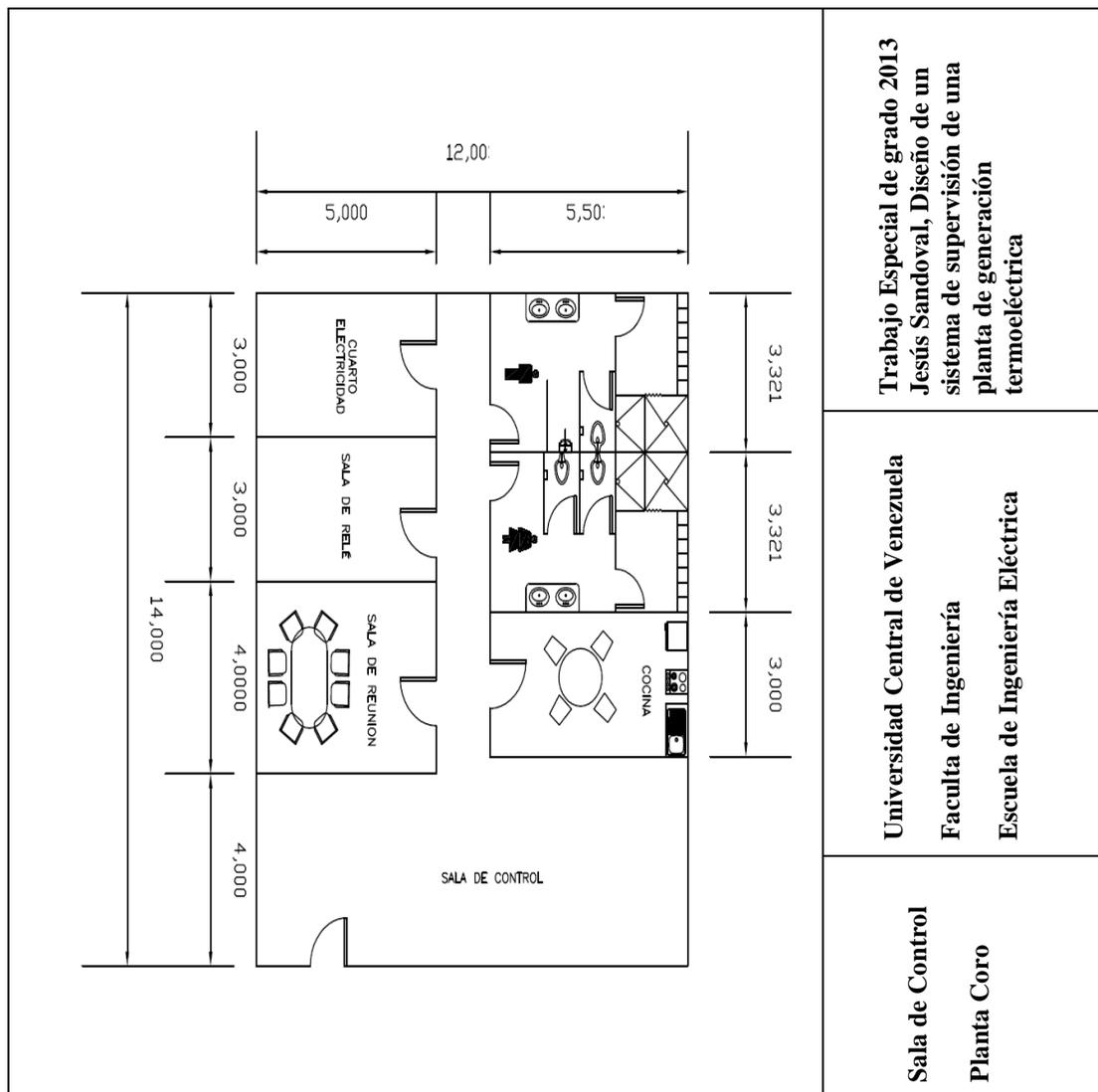


Figura N° 17: Layout Sala de Control

Nota: Los números presentes en la figura N°17 se encuentran en unidades de metros.

5.4 Dimensionamiento del Sistema Eléctrico

El sistema eléctrico es el sistema relativo en la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, servicio necesario para el desarrollo de nuestra sociedad. Su importancia radica en la electrificación de casi la totalidad de los equipos y difusiones de la automatización de los procesos, la cual en la actualidad han estado variando por el mercado.

El sistema eléctrico debe ser considerado como una visión global de generación, transmisión y distribución. Recordando que la calificación de expertos es importante para asegurar la prevención y la seguridad, destacando que el riesgo eléctrico existe y continuará existiendo, por estos motivos suscitados debemos seguir las normativas pertinentes para la proyección de un sistema eléctrico. [6]

5.4.1 Consideraciones y criterios para el diseño de un sistema eléctrico.

En el cálculo de las cargas eléctricas para la sala de control, las mismas serán determinadas, según la norma (I) de CORPOELEC la cual establece lo siguiente:

1. Para la distribución de la energía con un nivel de tensión de 13.8 kV a 208V, se establece una caída de tensión en el conductor máxima de 2%.
2. Se considera aire acondicionado en toda la sala de control.
3. Sistema de toma corriente de uso general y de fuerza.
4. La carga por concepto de toma corriente de uso general y de fuerza son determinados mediante los parámetros que establece la sección 406 de la **Norma Venezolana COVENIN 200:2009: Código Eléctrico Nacional**.
5. Sistema de iluminación normal y de emergencia.
6. La selección del nivel de iluminación requerido, se utilizó la **Norma Venezolana COVENIN 2249:93: Iluminación en campo y área de trabajo**.
7. El número de luminarias para cada una de las áreas del proyecto en estudio fueron obtenidas mediante el curso de iluminación Interior e Industrial:

Criterios, Diseños y Aplicaciones del Ing. Miguel Ereú [15] con las siguientes ecuaciones:

$N = \frac{(EmxS)}{(\Phi txcuxfm)}$	<p>Em= Nivel medio de iluminación sobre el plano de trabajo (en lux).</p> <p>Φt= Flujo luminoso total de la instalación en el área de la sala de control (in lúmenes).</p> <p>cu= Coeficiente del uso en la instalación.</p> <p>fm= Factor de mantenimiento.</p> <p>S= Área total de la sala de control (m²).</p> <p>N= Numero de luminarias.</p>
$K_1 = 5 x h_m x \frac{a + l}{axl}$	<p>h_m= Altura del montaje de la luminaria sobre el plano de trabajo (m).</p> <p>a=ancho (m).</p> <p>l= largo (m).</p>
<p>Factor de mantenimiento</p>	<p>En general, oscila en 0.8, 0.7, 0.6. Para este proyecto se utilizara el valor de 0.8.</p>

8. El sistema de comunicación telefónica se deberá realizar mediante la sección 800 de la **Norma Venezolana COVENIN 200:2009: Código Eléctrico Nacional**.
9. La selección de los conductores será mediante la tabla 310.16: Ampacidad admisible de los conductores aislados para tensiones nominales de 0 a 2000 voltios en 60°C a 90°C (140°F a 194°F) con no más de tres conductores de corriente en una canalización, la temperatura ambiente del conductor es de 30°C. Sección 310 (Conductores para el cableado general) de la **Norma**

Venezolana COVENIN 200:2009: Código Eléctrico Nacional no inferior a AWG #12 para circuitos de iluminación y toma corrientes.

10. La selección de las tuberías será a lo establecido en la tabla N° C1: Número máximo de conductores o cables de aparatos en tuberías eléctricas metálicas tipo EMT. **Norma COVENIN 200:2009 Código Eléctrico Nacional.**
11. El conductor a tierra será elegido de acuerdo a lo que establece la tabla 250:66 Conductor de electrodo tierra, para sistemas de corriente alternas de la sección 250 (Puesta a Tierra y Conexión Equipotencial) sistema de tierra. **Norma venezolana COVENIN 200:2009 Código Eléctrico Nacional.[14]**
12. Los toma corrientes de uso general y de uso especial son seleccionados con base en los parámetros de la sección 406.2 (B): (Toma corriente, cable y conectores). **Norma venezolana COVENIN 200:2009 Código Eléctrico Nacional.**
13. Los símbolos del plano en estudio, lo establece la Norma COVENIN 398:1984: Símbolos Gráficos para Instalaciones Eléctricas en inmuebles.

5.5 Sistema de baja tensión

La alimentación eléctrica se realizará mediante el módulo de medición y protección que oferta la corporación del servicio eléctrico venezolano, en la cual cada circuito será de dos fases, cuatro hilos, con nivel de tensión de 208V a una frecuencia de 60 hz, el cual alimentará mediante un interruptor principal ubicado en el cuarto eléctrico toda la carga (Iluminación, cargas, toma corrientes). En referencia al sistema de iluminación normal y de emergencia se deberá realizar mediante un punto de luz alimentado a 120V por cada circuito ramal, el cual se encontrará conectado al cuadro eléctrico principal. Por tratarse de un espacio de trabajo destinado para la supervisión de equipos el nivel de iluminación debe ser óptimo.

Para el control de los circuitos de iluminación interna que incluya baños, sala de reuniones, sala de control, etc., se deberá emplear interruptores en 125V-15A.

5.5.1 Sistema de toma corrientes e interruptores de uso general

El sistema de toma corrientes de uso general estará conformado por tomas de 180VA simples y dobles de acuerdo a la aplicación de uso o según la función que ejecute en la infraestructura. En relación a los interruptores dobles de pared con capacidad de 20A-125V deberán ser instalados a una altura de 0,40m para uso general y a 1,20m para uso particular.

5.5.2 Sistema de comunicación telefónica

La red telefónica asociada a la sala de control se deberá efectuar por una canalización que proviene de la compañía telefónica CANTV a la red de distribución principal FXB que se encuentra en planta Coro. La red telefónica interna comenzará de la caseta de distribución FXB, como se mencionó en un principio hasta cada punto pertinente de la sala de control. Siendo la instalación en escritorio a una altura de 0,40m y a 1,50m para la caseta de distribución telefónica.

5.6 Cálculo de iluminación

Tabla N° 15. Cálculo de Iluminación

Área	Nivel de iluminación solicitado[lux]	Nivel de iluminación obtenido [lux]	Característica de las luminarias a emplear	Total de luminarias	Potencia [W]
Cuarto eléctrico	300	317,44	120x60cm con 3x32W	2	192
Cuarto de relé	300	317,44	120x60cm con 3x32W	2	192
Sala de reuniones	500	595,2	120x60cm con 3x32W	5	480
Baño 1	200	245,2	120x60cm con 3x32W	3	288
Baño 2	200	245,2	120x60cm con 3x32W	3	288
Cocina	200	252,51	120x60cm con 3x32W	2	192
Sala de control	500	545,46	120x60cm con 3x32W	11	1056
Total				28	2688 W

Es importante mencionar que los cálculos de la iluminación resaltados en la tabla N°14 se encuentran de forma detallada en el ANEXO N°7.

5.6.1 Cálculo de los conductores para el circuito de iluminación normal

Tabla N° 16. Cálculo de la potencia (Iluminación normal)

(3x32Wx28unidades)/0,8	3360VA x fd=1,0	3360VA
TOTAL		3360VA

La corriente del circuito de Iluminación es:

$$I = \frac{3,360Kva}{120V} = 28A$$

Ecuación 6: Corriente del circuito de iluminación

Para el circuito de iluminación se debe emplear conductores #12 AWG @75°C, donde la tabla 310.16 del CEN establece una corriente nominal de 25A. Recordando que la temperatura ambiente es de 30°C, es decir, para temperaturas superiores se deberá aplicar un factor menor a uno. Siendo el número de luminarias máximo por circuito #12 (75°C) el siguiente:

$$\frac{N^{\circ} \text{ de Luminarias } 120 \times 60 \text{ cm de } 3 \times 32 \text{ W}}{C_{to}} = \frac{\left(\frac{I_{conductor}}{1,25}\right) V_N}{\frac{S(VA)}{Lum}} = \frac{20A \times 120V}{\frac{96VA}{0,8}} = \frac{2400VA}{120VA}$$

= 20 luminarias

$$Potencia_{3 \times 32W} = 20 \text{ luminarias} \times 120VA = 2400VA$$

Ecuación 7: Número de luminarias por circuito

5.6.2 Carga por concepto de iluminación de emergencia

Para el caso de iluminación de emergencia se considerara luminarias fluorescente de tipo compacta con dos lámparas de 9W por cada una en el área de salida y evacuación de la sala de control. Por consiguiente se establece 4 luminarias con 2 lámparas de 9W=72W.

5.6.2.1 Cálculo del conductor para el circuito de emergencia:

Tabla N° 17. Cálculo de la Potencia (Iluminación de Emergencia)

(2x9W x 4unidad)/0,8	112,5VA x fd=1,0	90VA
TOTAL		90VA

La corriente para el circuito de iluminación es de:

$$I = \frac{90VA}{120V} = 0,75A$$

Ecuación 8: Cálculo de la corriente (Iluminación de Emergencia)

De la tabla 310.16 del CEN 200:2009, es elegido el conductor #14 con corriente nominal de 20 ampere, pero por ser un circuito de iluminación se deberá seleccionar un conductor #12THW (75°C) y una tubería tipo EMT de ½ “, con capacidad de 4 conductores.

5.6.2.2 Cálculo de tomacorrientes de uso general.

Para el cálculo tomacorrientes se empleará un valor de 18 unidades, la cual se considera suficiente para los equipos que se utilizaran en la sala de control, la distribución de las mismas se puede visualizar en el ANEXO N°8.

Tabla N° 18. Calculo de potencia (Tomas de Uso General)

(180VA x 18unidades)	3240VA x fd=0,6	1944VA
TOTAL DE PRESA DE USO GENERALE		1944VA

La corriente del circuito es:

$$I = \frac{1944VA}{120V} = 16,2A$$

Ecuación 9: Calculo de corriente (Tomas de Uso General)

Para el circuito de tomacorriente de uso general se seguirá empleando el conductor #12 con corriente de 25 ampere, pero por ser una instalación nueva se usara solo 80% de la capacidad nominal equivalente a 20 ampere.

El número de tomas que se puede alimentar con el circuito de conductores #12 es:

$$N^{\circ}detomas = \frac{20Ax\ 120V}{180VA} = \frac{2400VA}{180VA} = 13\ tomas$$

Ecuación 10: Número de tomas por circuito

Por consiguiente se utilizará 2 circuitos con 9 tomas cada uno.

5.6.2.3 Cálculo de toma corrientes de fuerza.

Tabla N° 19. Calculo de potencia (Tomas de Fuerza)

(1100VA x 1unidad)	1.100VA x fd=1	1.100VA
TOTAL		1.100VA

Como carga de fuerza se puede considerar un secador a instalar en el baño de damas de la sala de control.

La corriente para el circuito de toma de fuerza es:

$$I = \frac{1.100VA}{120V} = 9,1667A$$

Ecuación 11: Corriente para la toma de fuerza

5.6.2.4 Cálculo de la carga por concepto del aire acondicionado

Airea condicionado de 5hp:

$$POTENCIA_{VA} = 5hp \times \frac{746W}{1hp} \times \frac{1}{0,8} = 4.662,5VA$$

Tabla N° 20. Calculo de potencia (Aire Acondicionado)

(4.662,5VA x 1unidad)	4.662,5 x fd=0,8	3730VA
TOTAL		3730VA

La corriente para el circuito es:

$$I = \frac{3730VA}{208V} = 17,9327A$$

Ecuación 12: Corriente del circuito

$$I_{UNIDAD AA} = \frac{4.662,5VA}{208V} = 22,4159A$$

Ecuación 13: Corriente que demanda la unidad de aire acondicionado

Por consiguiente se debe emplear un conductor #8 (75°C) con corriente nominal de 50 ampere y una tubería tipo EMT de ½ “.

5.7 Calculo de la Cabina Eléctrica

Tabla N° 21. Cálculo de cabina eléctrica.

Elementos	Cantidad	Potencia individual [VA]	Factor de utilización	Producto UND x VA x FD	Total [VA]
Toma Corrientes de Uso General	18	180	0,6	1944	1944
Toma De fuerza	1	1.100	1	1.100	1.100
Luminaria 3x32W	28	120	1	3360	3360
Aire Acondicionado 5hp (208 – 2 fase)	1	4663	0,8	3730	3730
TOTAL					10.134

5.8 Diseño de las Canalizaciones entre las Unidades H25 y la Sala de Control

En la automatización de un proceso es imperativo el buen dimensionamiento de las canalizaciones eléctricas entre la sala de control y el proceso a controlar, lo anterior se deriva al hecho de poder contar con un mecanismo de comunicación y sistema eléctrico que brinde confort y respaldo a la transmisión de datos que tiene como destino final la sala de control para su monitoreo y actuación ante cualquier hecho que pueda perturbar el buen funcionamiento del proceso.

Se deberá instalar un conjunto de PLC como demás equipos de comunicación, que permita la transmisión y recepción de información de todos los parámetros de control tal y como se estudio en el capítulo III de presente trabajo, es decir, el PLC será el órgano encargado de poder establecer un enlace y así, efectuar el envío y recepción de todos los parámetros eléctricos de las unidades de generación a ser incorporadas en Planta Coro, entre las características a monitorear se encuentran:

- Frecuencia
- Potencia eléctrica
- Potencia reactiva
- Voltaje de todas las fases
- Estado de los interruptores
- Corriente de todas las fases
- Punto de energía de los generadores, para el caso en estudio tiene un valor en tensión de 13.8 kV, etc.

Es menester indicar en este punto que para poder contar con una mejor confiabilidad las señales de control debe llevarse por separado con respecto a las señales de protección, de igual manera se hace público que todos los sistemas eléctricos de la sala de control serán alimentados por la misma planta.

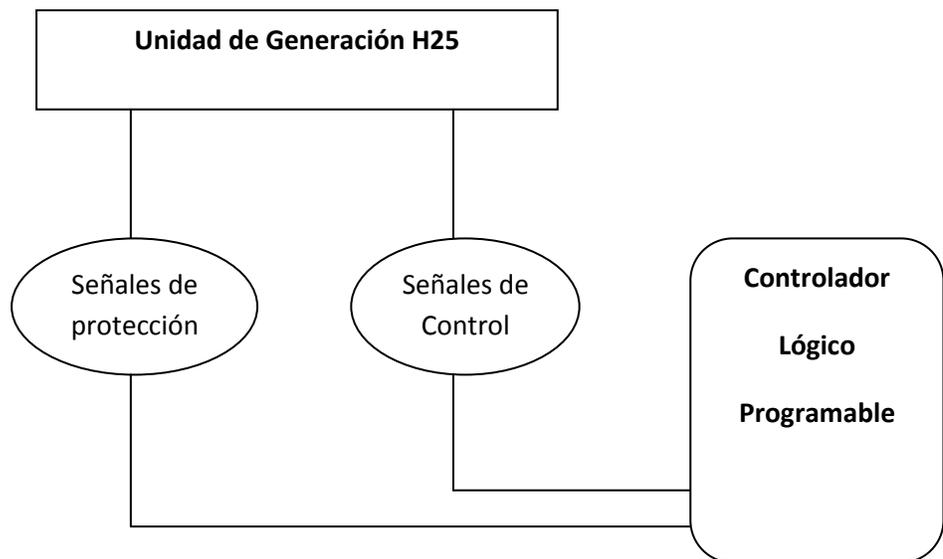
5.9 Suministro de Energía Eléctrica

La obtención de energía para la alimentación de todos los sistemas eléctricos de la sala de control será mediante la compañía CORPOELEC quien es la encargada de suministrar la energía en alta y baja tensión en todo el territorio nacional.

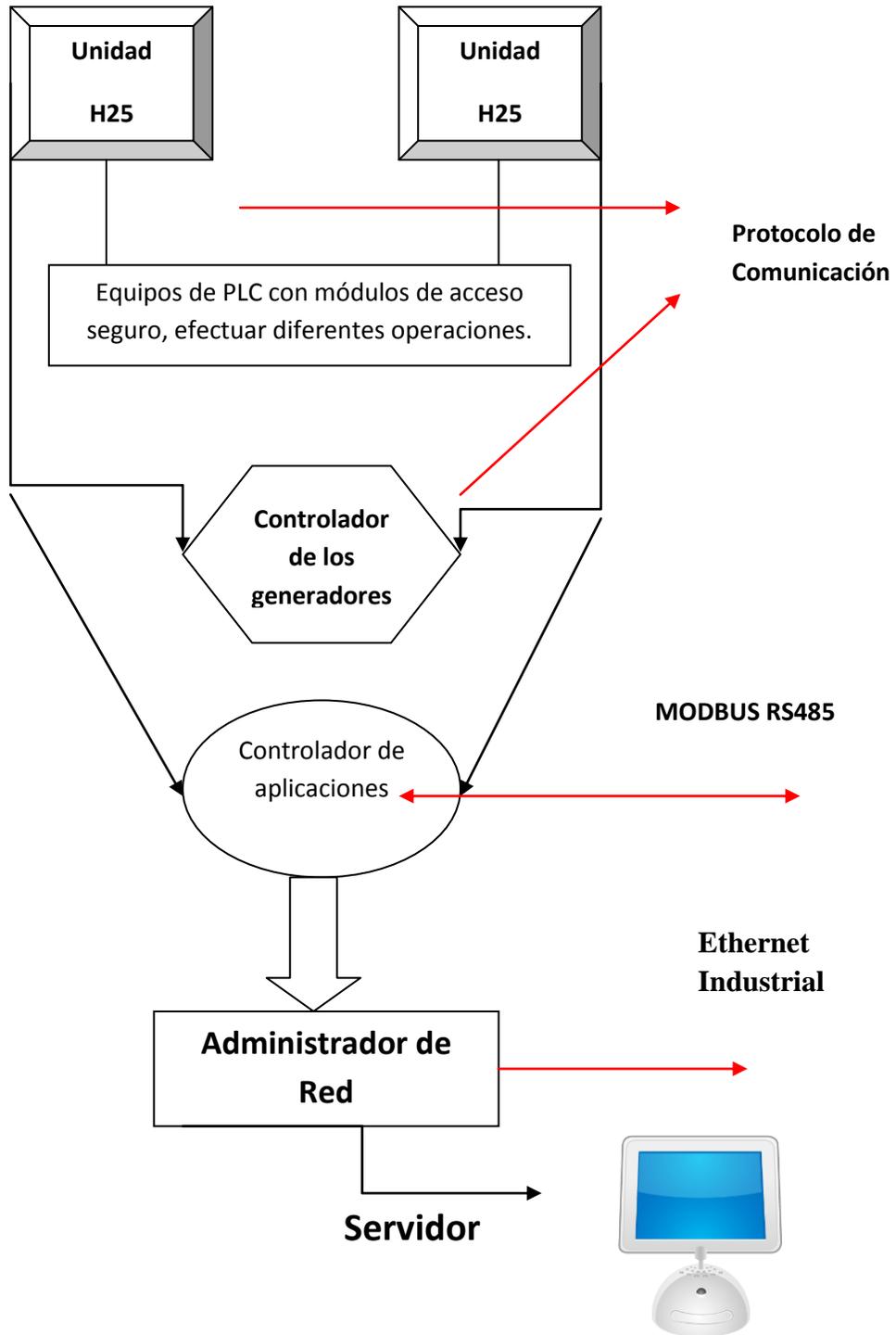
Planta Coro dispone de un punto en baja tensión, mediante un transformador de 250 kVA que se alimenta de la red y proporcionará una tensión en 208 entre fase y 120V entre fase y neutro, los cuales son valores de tensión utilizados en el dimensionamiento de los sistemas eléctricos diseñados en el presente capítulo, es decir, desde el transformador de la Planta se tomará la corriente para el suministro de la sala de control.

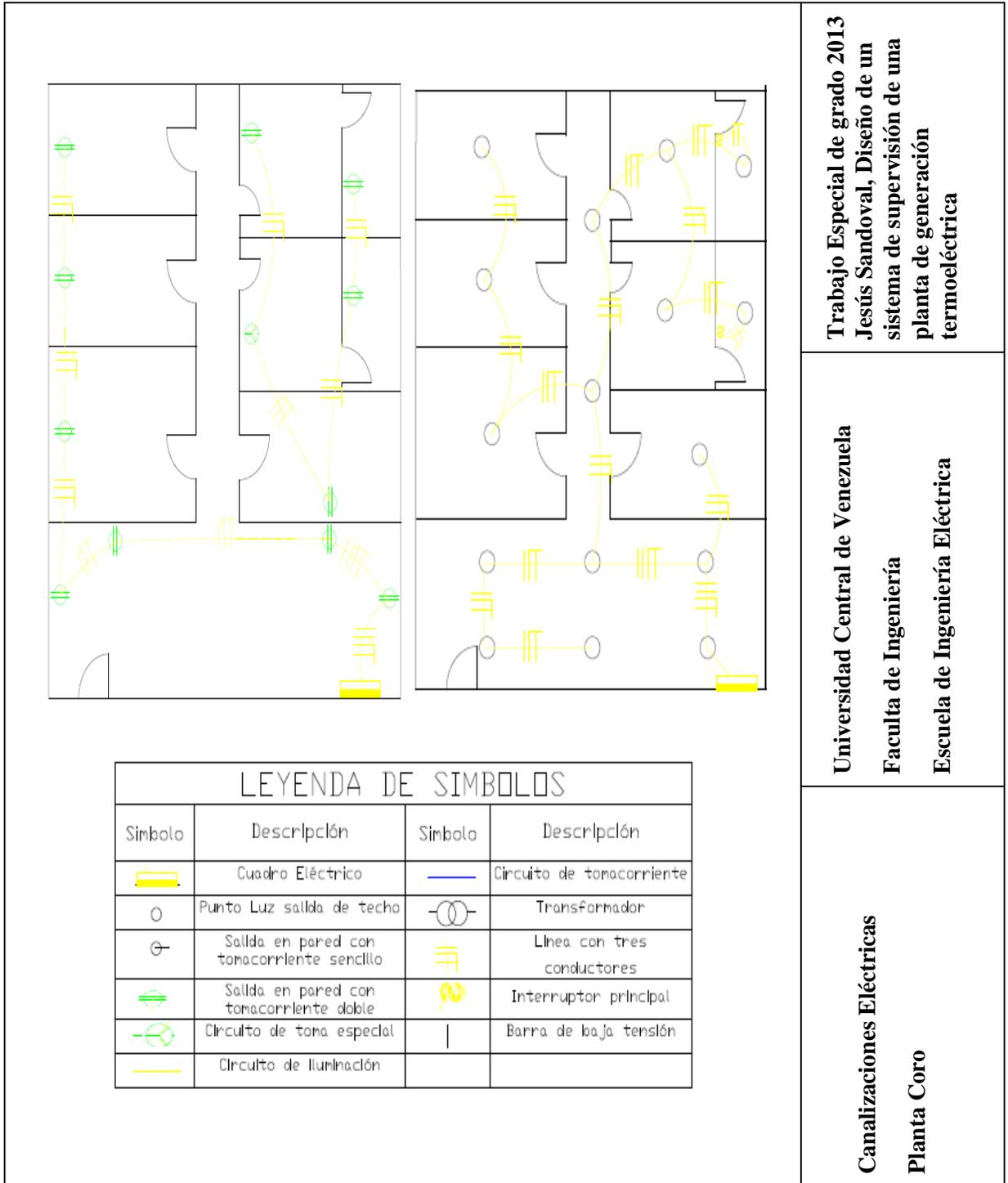
En el caso de las acometidas, se deja por escrito que a nivel de exteriores entiéndase esto como las afueras de la infraestructura de la sala de control ira enterrada al suelo con tubos de PVC, es decir, la acometida de las instalaciones comprendida entre la red de distribución en baja tensión hasta la caja general de protecciones ira en canalizaciones subterráneas, mientras que dentro de la sala de control la misma será empotrada a la pared.

5.10 Esquema de Comunicación



5.10 Esquema de Comunicación





Trabajo Especial de grado 2013
 Jesús Sandoval, Diseño de un
 sistema de supervisión de una
 planta de generación
 termoeléctrica

Universidad Central de Venezuela
 Facultad de Ingeniería
 Escuela de Ingeniería Eléctrica

Canalizaciones Eléctricas
 Planta Coro

Figura N° 18: Canalizaciones de la Sala de Control

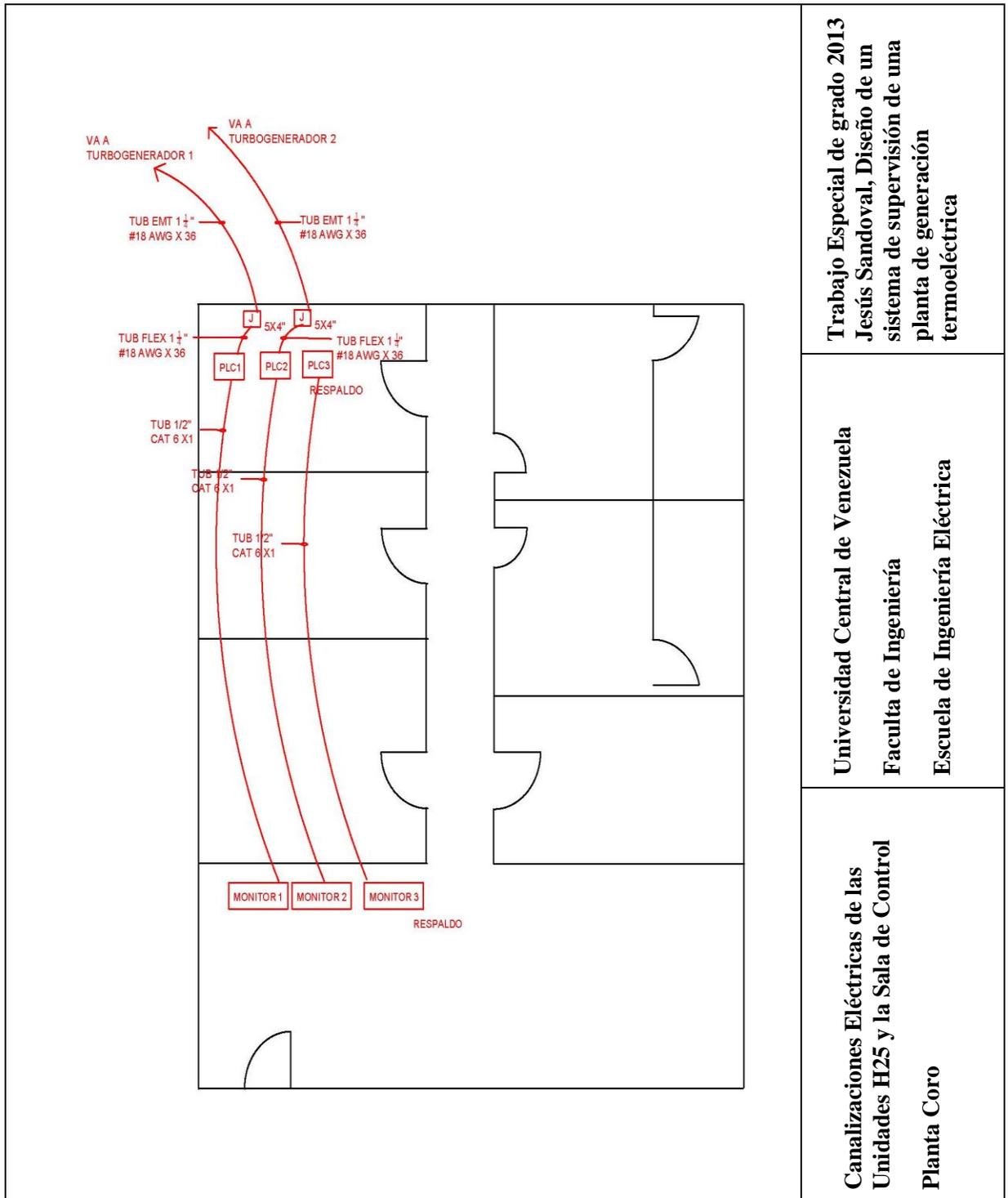
5.11 Tablero Eléctrico

PROYECTO: Tesis de Grado
 REF: 0
 CLIENTE: CORPOELEC
 FECHA: 15-nov-13

HOJA DE TABLERO															
IDENTIFICACIÓN		T1		ALIMENTADOR				FACTOR DE COINCIDENCIA:		1,00					
UBICACIÓN		TIPO: Residencial		FASES		COLOR		FACTOR DE DEMANDA:		0,82					
Sala de Control		# FASES: 2		#8 AWG THW CU		NEGRO		CARGA CONECTADA (VA): 12.363,00							
VIENE DE: TRANSFORMADOR		# HILOS: 4		NEUTRO		COLOR		FASE A 40 FASE B 31							
INST.: EMB - NEMA 13		# CIRC.: 12		#8 AWG THW CU		MARRON									
DIMENSIONES (l x a x p) [m]		AMPS.: 125		TIERRA		COLOR									
0,5 x 0,7 x 0,4		kAcc: 15		#10 AWG CU		VERDE									
INTERRUPTOR PRINCIPAL						CANALIZACION									
TIPO		MARCA		TIPO: EMT		D (PUL): 3/4"		VOLTAJE							
CORRIENTE NOMINAL (A)		VOLTAJE (V)		VOLTAJE FASE-FASE (V)		208									
No. DE POLOS		C.I. (KA)		VOLTAJE FASE-NEUTRO (V)		120									
CARGA (VA)	DESCRIPCION CARGA	FACTOR DE DEMANDA	CABLE		PROTECC.		CIRCUITO N°	PROTECC.		CABLE		DESCRIPCION CARGA	CARGA (VA)		
			ASLANTE	CALIBRE	In (A)	TIPO		TIPO	In (A)	CALIBRE	ASLANTE			FACTOR DE DEMANDA	
1680	Luminarias	1,00	THW	12	20	QO	1	2	QO	20	12	THW	0,60	Tomas de uso general	1620
1680	Luminarias	1,00	THW	12	20	QO	3	4	QO	20	12	THW	0,60	Tomas de uso general	1620
4663	Aire acondicionado	0,80	THW	8	50	QO	5	6	0	0	0	0	0,00	Reserva	0
1100	Tomas de fuerza	1,00	THW	12	20	QO	7	8	0	0	0	0	0,00	Reserva	0
0	Reserva	0,00	0	0	0	0	9	10	0	0	0	0	0,00	Reserva	0
0	Reserva	0,00	0	0	0	0	11	12	0	0	0	0	0,00	Reserva	0
							13	14							

SELECCIÓN DEL ALIMENTADOR						
POR CAP. AMPERIMETRICA			POR CAIDA DE TENSION			SELECCION FINAL
DEMANDA DIVERSIFICADA	(A)	(KVA)	DIST. (m):	20	A:	50
RESERVA 25%	40	8	ΔV (%):	2	A.m:	1155,73
CARGA AL 80% Icond.	50	10	COS (θ):	0,85	KVA:	10
	63	13	F.CORRECCION:	0,87	KVA.m:	240,39
#10 AWG THW CU			#12 AWG THW CU			#8 AWG THW CU

5.12 Canalizaciones Entre Las Unidades H25 y La Sala De Control



Trabajo Especial de grado 2013
 Jesús Sandoval, Diseño de un
 sistema de supervisión de una
 planta de generación
 termoeléctrica

Universidad Central de Venezuela
 Facultad de Ingeniería
 Escuela de Ingeniería Eléctrica

Canalizaciones Eléctricas de las
 Unidades H25 y la Sala de Control
 Planta Coro

Figura N° 19: Canalizaciones de la Sala de Control y las Unidades H25.

De la figura N°19 se puede visualizar la conexión que tendrían las unidades H25 con la sala de control en Planta Coro, es decir, mediante una tubería EMT de ¼” se establecerá el enlace por medio de un conductor calibre #18 las señales a supervisar, para el caso en estudio el número de señales a monitorear son 36, tal y como se pudo observar en el capítulo 3 del presente trabajo de grado. Es importante acotar que dichas unidades estarán a una distancia aproximada de 150 metros con respecto a la sala de control.

Posterior al enlace del conductor #18 a las unidades, se unirán a una caja de paso 5x4”, para poder enlazarse a los PLC mediante una tubería flexible de dimensiones ¼” lo permitirá hacer conexiones y desconexiones de ser necesarias. Para poder enlazar la información de campo a los monitores de la sala de control se utilizará el protocolo ETHERNET Industrial mediante una tubería de ½” categoría 6, es importante destacar que para el caso de los PLC y de los monitores se tendrá uno de respaldo antes las condiciones a futuro que se puedan originar.

CAPÍTULO VI

SISTEMA DE SUPERVISIÓN

De acuerdo al proceso de generación estudiado y descrito en los capítulos anteriores, es necesario un control y una supervisión que permita al jefe de operaciones de la planta y demás trabajadores autorizados, tener el monitoreo y control de las unidades generadoras y de los diferentes equipos que conforman la planta; en una primera fase se desea el control de la unidad H25 y de los diferentes equipos que conjuntamente efectúan un funcionamiento adecuado para la generación de electricidad.

Destacando que la instalación de un sistema de supervisión requiere de edificaciones o de espacios adecuados, con ciertas características que permitan la adecuada ejecución de las funciones de supervisión y control, los protocolos a utilizar y así, tener la integración del software, hardware e instrumentos de campo que intervengan en el proceso. Por tratarse de un sistema de supervisión aplicado en el parque industrial específicamente en el área de la industria eléctrica, dicho sistema debe cumplir con una serie de normas, códigos y estándares, para garantizar un correcto funcionamiento, con tal fin el presente capítulo tiene como objetivo definir un sistema de supervisión que pueda ser considerado en la toma de decisión final para el monitoreo de unidades de planta Coro, el cual se ajustará a las condiciones de operación de la planta.

Es importante resaltar que en el capítulo II del presente trabajo de grado se realizó un confronto entre los sistemas SCADA y SCD, tomando como opción para la elaboración de la matriz de decisión el sistema SCADA, esto se debe en primer lugar a las condiciones del lugar donde será implementado, es decir, debido al poco espacio que se tiene en las instalaciones de Planta Coro es recomendable tener un sistema

SCADA, sin embargo la misma no representa la mejor alternativa si se desea implementar con una adquisición de datos centralizado. Para un mejor aprovechamiento del sistema y para tener un mejor respaldo de los datos de campo se debería tener un sistema SCADA, con su base de datos centralizados, pero la adquisición de datos distribuida.

6.1 Proceso de supervisión y control

El sistema de supervisión que se desea implementar en un tiempo relativamente corto, debe poseer la capacidad de monitorear y controlar las variables de campo que se presentaron en las tablas de los parámetros de control especificado en el capítulo III, así como otras variables de campos que sean de interés asociadas a la unidad turbogeneradora, de igual modo el sistema en elección debe tener el potencial de monitorear y controlar otras variables in situ, como el parámetro asociado al disyuntor de línea para la sincronización de la unidad a la red, los valores de tensión y corriente del transformador elevador conectado a la salida del generador, y a su vez tener la oportunidad de expansión para una futura integración de los demás equipos de generación que se encuentran en la planta, estos son: turbinas solares, grupos electrógenos distribuidos y futuros turbogeneradores que se unan a la ampliación de la capacidad de generación, recordando que en esta primera etapa se realizará la instalación de dos turbogeneradores, pero en el futuro se desea la implantación de cuatro turbogeneradores adicionales para la sustitución total de las unidades existente en planta Coro.

6.2 Estrategia de una Matriz de Decisión

La matriz de decisión que se presenta en el desarrollo de este capítulo pretende establecer una serie de criterios en la toma de decisión concerniente a las especificaciones de un sistema de supervisión, tomando como base fundamental la capacidad de integración tecnológica, gestión de redes de transmisión y la visión en un futuro para nuevos equipos que se unan al sistema definido con anterioridad.

La matriz propone una serie de variables y criterios para tener prioridad en temas estratégicos de una forma simple y flexible, obteniendo de esta forma la decisión del sistema de supervisión, en la que se pueda canalizar la información de campo y la comprensión del observador mediante los monitores que reflejan el proceso a controlar y supervisar representado por una interfaz gráfica, tal como se planteó en las figuras N°12 y N°13 del capítulo III; disminuyendo así la incertidumbre del sistema de supervisión en la detección de fallas o averías originadas sin olvidar temas de interés como: beneficios económicos, adiestramiento y transferencia de tecnología.

Debido a que el presente trabajo de grado está dirigido específicamente para la empresa CORPOELEC, los mismos han establecido como requisito inicial que el sistema de supervisión a elección para la sala de control sea reconocido a nivel internacional, teniendo como mínimo 5 años disponible en el mercado y que sea reconocido por diferentes organismos, por consiguiente esta condición se encuentra establecida en la matriz de decisión.

6.3 Matriz de Decisión

Es una herramienta que pretende responder de una forma efectiva y oportuna las necesidades de temas, disciplinas y tecnologías, que se puedan enfrentar día a día. Esto debido a que los parámetros generales de un mercado global están enfrentados a una constante mejora y actualización.

En este sentido, es necesario entender que una matriz de decisión es un mecanismo de consulta que empleada adecuadamente facilita la toma de decisión con respecto al problema planteado. Esto se debe tener en cuenta para establecer o asignar calificaciones, sea cualitativa o cuantitativa. [7]

6.4 Ventaja de la Matriz de Decisión

La realización de esta matriz brinda la oportunidad de crear criterios para la evaluación de diferentes sistemas encontrados en el mercado y así, establecer una

jerarquía mediante un conjunto de variables. Estas variables están combinadas para tener una evaluación cualitativa con calificaciones subjetivas, es decir, que puedan ponderarse y calificarse, en donde los factores en estudio permitieron obtener una ponderación para su posterior votación y consenso.

En este sentido, es necesario entender un poco más sobre una matriz de decisión, para un máximo aprovechamiento.

6.5 Variables de una Matriz

Una matriz de decisión se puede componer de variables que pueden clasificarse como variables de nivel interno y externo, las cuales al ser evaluadas individualmente permite situar a cada una, en un sistema general para una oportuna decisión.

Cada variable elegida estará asociada a una serie de criterios establecidos en una tabla homogenizada.

6.5.1 Variables Internas

Estas variables están asociadas al sistema de supervisión en sí, sin tomar en cuenta factores económicos o de transferencia tecnológica, es decir, se tomaran aspectos relacionados con la tecnología a utilizar y su desarrollo como software y hardware, estas son:

1. Software libre: Capacidad de poder implementar nuevas rutinas, entiéndase esto como el acceso que puedan tener un personal capacitado para la expansión del sistema de supervisión.
2. Compatibilidad de protocolos: Cuando un sistema tiene oportunidad de recibir información por diferentes protocolos encontrados hoy en día, aceptación de diferentes instrumentos de campo para un mismo fin.
3. Sintonía en el mercado: Cuando existe una gran experiencia en el mercado internacional, específicamente para el campo en el que se desea emplear.

4. Facilidad tecnológica: Se refiere a la comunicación eficiente entre el usuario y la interfaz gráfica.
5. Talento humano: Capacidad del proveedor en referencia a especialistas altamente calificados.

Cada una de estas variables internas son evaluadas por una ponderación que varía de 1/5 a 5/5, y estas a su vez representan un alcance como inexistente, insuficiente, regular, bueno, excelente.

Inexistente: Cuando no lo ofrece.

Insuficiente: Presenta la característica pero de forma incipiente.

Regular: Cumple con lo exigido pero con las condiciones mínimas.

Buena: Cuando cumple de una manera efectiva la característica exigida.

Excelente: Cumple de manera amplia la característica, y permite actualizaciones.

6.5.2 Variables Externas

Son definidas para obtener un balance, que permita englobar el aspecto económico y otras variables que sean de interés relacionadas a largo y corto plazo con la temática en estudio. Para el caso del sistema de supervisión se consideraron las siguientes:

1. Transferencia de tecnología: Esta definida como la capacidad que oferta el proveedor para la capacitación de nuevo talento humano y así, poder establecer una independencia por parte del solicitante.
2. Valor económico: Entiéndase esto como, el valor que se requiere para la adquisición del producto, el cual será evaluado por el comprador, es decir, que tan accesible será.
3. Logística: Programa realizado por el proveedor para la instalación del sistema y la capacitación del personal.

4. Tendencia internacional: Reconocimiento por organismos internacionales, así como experiencia alcanzada a lo largo de los últimos 5 años.

Cada variable externa tiene una ponderación asignada para poder diferenciar su nivel de importancia y alcanzar una relevancia en los sistemas en confronto. Estas al igual que las variables internas están calificadas por una ponderación que se encuentran entre los valores de 1/5 y 5/5 (1/5 inexistente, 2/5 insuficiente, 3/5 regular, 4/5 bueno, 5/5 excelente), para el aspecto económico se utilizó la misma ponderación pero el significado se relacionan con valores accesibles, mediamente accesibles hasta un valor muy elevado en referencia al nivel adquisitivo.

6.6 Matriz de variables internas

Tabla N°22 Matriz de variables internas.

Características	Rockwell automation	General Electric	Siemens	ABB
Software libre	4/5	4/5	5/5	5/5
Compatibilidad de protocolo	5/5	5/5	5/5	5/5
Sintonía en el mercado	5/5	5/5	5/5	3/5
Facilidad tecnológica	5/5	5/5	5/5	5/5
Talento Humano	4/5	4/5	5/5	2/5
Total	23	23	25	20

Mediante la realización de la matriz de variables internas se puede concluir en una primera fase que el sistema de control que oferta la casa Siemens presenta una ventaja en referencia con el resto de los diferentes fabricantes, debido al mayor número de profesionales capacitados en el uso de este software y a la disposición que ofrece en la expansión de los programas pre-definidos.

6.7 Matriz de variables Externas

Tabla N°23. Matriz de variables externas.

Características	Rockwell automation	General Electric	Siemens	ABB
Transferencia tecnológica	3/5	3/5	5/5	2/5
Valor económico	5/5	3/5	3/5	4/5
Logística	4/5	4/5	4/5	3/5
Tendencia internacional	4/5	4/5	5/5	3/5
Total	16	14	17	12

La matriz de variables externas arrojó como resultado que la casa Siemens puede ofrecer un precio accesible en cuanto a una logística que permita una transferencia tecnológica en un tiempo relativamente corto mejorando así, el tiempo empleado en la implementación de un sistema SCADA. La conclusión anterior se

obtuvo mediante un análisis de mercado, donde se evidencio como la Rockwell Automation y ABB pueden ofertar un mismo servicio pero con un costo más elevado en comparación con la casa Siemens, una de las razones que obedece a lo antes expuesto es la condición que presenta la casa ABB que por no poseer sucursal en Venezuela hace que la logística a implementar sea de mayor estudio trayendo como consecuencia un mayor precio a nivel de adquisición, mientras que la Rockwell Automation ha desarrollado en los últimos tiempos una confiabilidad y escalabilidad de sus sistemas y a su vez una capacidad de sus equipos de expertos para implementar sistemas en plazos delimitados haciendo que sus acciones sean de mayor costo.

En general para la adquisición de un sistema de supervisión existen diferentes parámetros y puntos interés que deben tomarse en consideración, sin embargo la realización de una matriz de decisión puede aportar un avance para la contratación siendo los expertos los encargados en la toma final de decisión.

6.8 Sistema de supervisión propuesto

Para el monitoreo y control de las unidades H25, se recomienda la casa matriz Siemens; esta casa fue elegida tomando en consideración los resultados de la matriz de decisión realizada y en la indagación de opiniones de expertos en el área, aunque la matriz de decisión está realizada para el asesoramiento en la toma de decisión, esta alternativa representa una buena garantía para las condiciones requeridas. A través del SCADA que realizará dicha casa, se podrá contar con un monitoreo en tiempo real y a distancia de los turbogeneradores y demás equipamientos que trabajen en conjunto.

Ante la presencia de alguna anomalía o falla en uno de ellos o inclusive en ambos (turbogeneradores), se estará en la capacidad de detectar de forma inmediata y tomar las acciones correctivas para una rápida solución que no ponga en juicio la garantía de los equipos y unidades.

6.9 Equipos a utilizar

El área disponible en la sala de control (48,00 m²), se recomienda la adquisición de tres monitores de 21 pulgadas. Esta decisión fue tomada con base en la investigación que se realizó mediante visitas técnicas efectuadas a diferentes plantas termoeléctricas del país con sistemas de supervisión ya definidos y puestos en marcha, debido a que en la actualidad no existe una norma CORPOELEC que establezca una cantidad en particular de monitores para la supervisión de un proceso.

La futura construcción de la sala de control tendrá como objetivo la centralización de todas las unidades, sin embargo, en una primera etapa se utilizará solo para supervisar dos unidades pero a futuro será un punto en común para la información proveniente de todas las unidades de la planta. No obstante se recuerda que el sistema a implantar en planta Coro deberá cumplir o tomar en consideración una serie de normas y códigos que permitan una máxima eficiencia.

Más sin embargo, en la actualidad la corporación no cuenta con normas aprobadas que detallen o regulen especificaciones técnicas de un sistema de supervisión para el monitoreo de unidades de una planta eléctrica por consiguiente, CORPOELEC se encuentra en la búsqueda de la unificación de normas internacionales para establecer un criterio propio y así, tener una serie de pasos basadas en normas y códigos que le permitan establecer las normativas necesarias para la implantación de futuros sistemas.

La adquisición de PLC debe ser de tal manera que permita la triple redundancia en el sistema SCADA permitiendo así, una mejor estabilidad y garantía de funcionamiento. Tomando en cuenta que los PLC deben garantizar un máximo rango en referencia a: Capa física, características de entradas, interfaz de comunicación, conjunto de instrucciones y número de salidas, lo anterior se menciona con el objetivo de tener un mayor rango en la adquisición de instrumentos y expansión del sistema a futuro [8]. La triple redundancia se deberá implementar de tal manera que los parámetros de control descritos en el capítulo III sean supervisados

por tres sensores c/u, de esta manera se tendrá tres registros históricos de cada parámetro que ante cualquier falla presente, deberán coincidir para así poder descartar ruido en la transmisión de datos o cualquier otra anomalía. La triple redundancia no debe confundirse con el sistema redundante, el cual deberá ser implementado para poder solventar cualquier inconveniente presente en los PLC y evitar la paralización del proceso, es decir, ante una falla que afecta al PLC otra unidad deberá estar preparada para tomar el control en caso de ser necesario.

La comunicación debe ser mediante fibra óptica y Ethernet Industrial esto, debido a las condiciones a las que serán sometidas entre las que destacan: altas temperaturas, vibraciones, humedad, etc. No se recomienda la comunicación mediante radio frecuencia ya que los campos magnéticos originados in situ ocasionan interrupciones que va en perjuicio para la supervisión del proceso.

Recordando que la selección del software de supervisión es la acción principal para definir las cualidades de los parámetros y características del sistema, que permita la recepción de medidas discretas, analógicas y digitales de los equipos a monitorear en tiempo real. El diseño detallado del sistema de supervisión deberá estar bajo la tutoría de ingenieros de proyectos instrumentistas y de analistas de control, quienes serán los encargados de la investigación asociada a los elementos de software, hardware y plan de ejecución del proyecto.

CONCLUSIONES

La instalación de las unidades H25 trae consigo un aumento no solo en la capacidad instalada de la planta, sino también en la capacidad de generación de la energía eléctrica del Estado Venezolano, donde la selección de equipos auxiliares en conjunto con el software e instrumentos de campo permiten en tiempo real el control y la supervisión del proceso de generación de energía, logrando un aumento en la eficiencia y calidad del servicio eléctrico, mediante el desarrollo de infraestructuras eléctricas con criterios de eficiencia, cálida, continuidad, confiabilidad y respeto al medio ambiente. Debido a lo antes mencionado, el análisis de los parámetros internos y externos evaluados en la matriz de decisión y los estudios adicionales realizados, permiten presentar las siguientes conclusiones:

- El estudio de parámetros eléctricos y mecánicos de la unidad turbogeneradora permitió conocer el funcionamiento de la unidad H25, lo cual fue de gran importancia para realizar la interfaz gráfica que servirá como referencia en la futura contratación de la Siemens y así, tener un nuevo modelo para los posteriores diseños de interfaz gráfica. Así mismo esta permitirá el monitoreo del proceso y permitirá comprender la comunicación mediante diferentes dispositivos e instrumentos, lo ocurrido en campo y así, tener una mejor interpretación de cualquier eventualidad que pueda presentarse, permitiendo una utilización más eficiente y razonable, debido a la actuación rápida ante cualquier falla o avería que se origine.
- La puesta en paralelo de los generadores, trajo consigo un estudio en donde se estableció que parámetros o condiciones debían cumplirse en

la interconexión del alternador al SEN para evitar daños severos a las unidades ante cualquier eventualidad, donde la frecuencia, tensión y secuencia del generador y la red juegan un papel fundamental en el cierre del interruptor principal. De igual manera es importante incluir la automatización del sincronismo de la unidad a la red, sin que ello implique la imposibilidad de efectuarlo manualmente ante un descontrol o desperfecto que pueda presentarse en el sistema de supervisión, ya que de lo contrario podría originarse una serie de percances no a favor de la unidad y del SEN.

- En Planta Coro el sistema actual de supervisión se encuentra en el área de los instrumentos de potencia, lo que no es adecuado debido a la interferencia que se produce y al calor que se origina en ese espacio. Debido a esto se propone el diseño de un espacio destinado exclusivamente para la supervisión remota de las unidades con las siguientes características: Una sala de reuniones con un área de 20 m², dos baños de 18,265 m² c/u, una sala de control de 48 m², una cocina de 16.5 m², cuarto eléctrico de 15 m² y un cuarto de relé de 15 m², siendo el sistema a implantar, un sistema de tecnología avanzada, que utilice fibra óptica como medio de comunicación y dispositivos que en si se integren para una óptimo funcionamiento.
- Es totalmente factible el diseño de acometidas y canalizaciones eléctricas en el dimensionamiento de una nueva sala de control, empleando conductores #12 AWG, tomacorrientes con capacidad de 20A-125V y luminarias que permitan obtener un flujo luminoso adecuado para cada área de trabajo, esto debido a que Planta Coro no presenta un espacio destinado exclusivamente para la supervisión remota de las unidades turbogeneradoras en funcionamiento, ni para las futuras unidades a ser instaladas.

- La realización de una matriz de decisión permitió la elección de una casa matriz (Siemens), la misma tendrá la responsabilidad de realizar la implementación de un sistema de supervisión el cual se ajustará a las condiciones de Planta Coro, lo que proporcionaría un mayor rendimiento en la generación, distribución y transmisión de energía del SEN.

RECOMENDACIONES

Balancear la decisión del sistema de supervisión mediante el método de Abaco para así poder tener la opinión de expertos para la decisión definitiva del sistema de supervisión a implementar in situ. Esto implica la indagación por parte de expertos en el área de control para poder tener una conclusión acorde y evitar inconvenientes en un futuro.

Realizar un estudio de suelo para determinar si el espacio destinado en la construcción de la sala de control es apropiado.

La construcción de un nuevo tanque de almacenamiento de combustible líquido, debido a que una falla en el traslado de cisternas ocasionaría la paralización temporal de las unidades provocando pérdidas económicas y generando descontento en los usuarios.

Realizar un mantenimiento constante al sistema de supervisión, unidades, equipos auxiliares, etc., para tener un mayor rendimiento.

En caso de ser favorable y puesta en marcha esta alternativa, aplicar la propuesta en la implantación de los posteriores turbogeneradores a sustituir en las diferentes plantas del país, para así poder obtener un sistema unificado y tener un control más eficiente de la generación de energía eléctrica.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Manual. Mantenimiento de una turbina. Ing. Carlos Díaz, Caracas 2007.
- [2] Proyecto del diseño de un sistema de supervisión para UPS. Caracas 2008. Ing. Dany Carrero.
- [3] Informe de introducción a sistemas distribuidos. Caracas 2012, biblioteca de CORPOELEC.
- [4] Informe del Centro Nacional de Despacho. Caracas 2013.
- [5] Fabio M, Gatta. Impianti di produzione dell'Energia Elettrica- Centrali con turbine a gas. Primera edición. Roma Italia, 2007.
- [6] Guillen E, Manuel A. Diagnóstico de las instalaciones eléctricas del edificio sur del ministerio del poder popular para el turismo (MINTUR). (Tesis). -Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2011.
- [7] Informe de la Universidad del Valle. Colombia 2011. Matriz de priorización para la toma de decisiones.
- [8] Vales M, Elena E. Diseño de un sistema de control automático para la aspiración y dosificación de reactivos requeridos en el proceso de elaboración de aceite vegetal. (Tesis). -Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2011.
- [9] _____. (2003). **Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad**. Gaceta Oficial N° 37.825 del 25/11/2003.
- [10] _____. (2010). **Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico**. Gaceta Oficial N° 39.573 del 14/12/2010.

- [11] _____: (2006). **Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional 2005-2024** (PDSEN). Ministerio del Poder Popular de Energía y Petróleo.
- [12] Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica: (2010). **Memoria**. Oficina de Planificación, Presupuesto y Organización Coordinación de Planificación.
- [13] _____: (2006). **Manual de Trabajos de Grado de Especialización y Maestría y Tesis Doctorales de la UPEL**. 4ª Edición. Caracas. Editorial FEDUPEL.
- [14] (2009). Código Eléctrico Nacional, Norma COVENIN 200:2009.
- [15] Miguel Ereú, Curso de iluminación interior e industrial: Criterios, Diseños y Aplicaciones 2010.

BIBLIOGRAFÍAS

Tesis.

Dany N, Carrero T. Diseño de un sistema de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA) para el monitoreo remoto de los sistemas de energía ininterrumpida (UPS) perteneciente al sistema de eléctrico de una refinería en el país. (Tesis). — Valencia: Universidad de Carabobo, 2008.

Guillen E, Manuel A. Diagnóstico de las instalaciones eléctricas del edificio sur del ministerio del poder popular para el turismo (MINTUR). (Tesis). -Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2011.

Vanessa C, Laverde M. Ingeniería básica de subestación eléctricas 34,5-4,16 kV para la alimentación de una planta de acondicionamiento del gas del mercado interno. (Tesis). — Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2007.

Losada Malpica, Luis Alberto. Plan preliminar del proyecto actualizado del sistema de control digital C.V.G. BAUXILUM operadora de alúmina. (Tesis). —Puerto Ordaz: Universidad Católica Andrés Bello, 2007.

Vales M, Elena E. Diseño de un sistema de control automático para la aspiración y dosificación de reactivos requeridos en el proceso de elaboración de aceite vegetal. (Tesis). —Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2011.

Libros.

Williams Silva. Grupo Electrógeno distribuido, CADAPE. Caracas Venezuela 2005

Carlos A, Díaz P. Manual de mantenimiento de una turbina solar TITAN 130. Caracas Venezuela 2013.

Instructivo y Normalización para la Elaboración de Trabajos Especiales de Grado
Universidad Central de Venezuela Facultad de Ingeniería Escuela de Ingeniería
Eléctrica. Lic. Belkys Vásquez. Prof. Julio Molina. Caracas, noviembre de 2008.
Revisión Versión 1.1

Elías Mejía. Técnicas e Instrumentos de Investigación. Unidad de Post Grado de la
Facultad de Educación de la UNMSM. Serie: Textos para la Maestría en Educación.
Primera edición. Lima, noviembre de 2005.

Fabio M, Gatta. Impianti di produzione dell'Energia Elettrica- Centrali con turbine a
gas. Primera edición. Roma Italia, 2007.

ANEXOS

ANEXO N°1

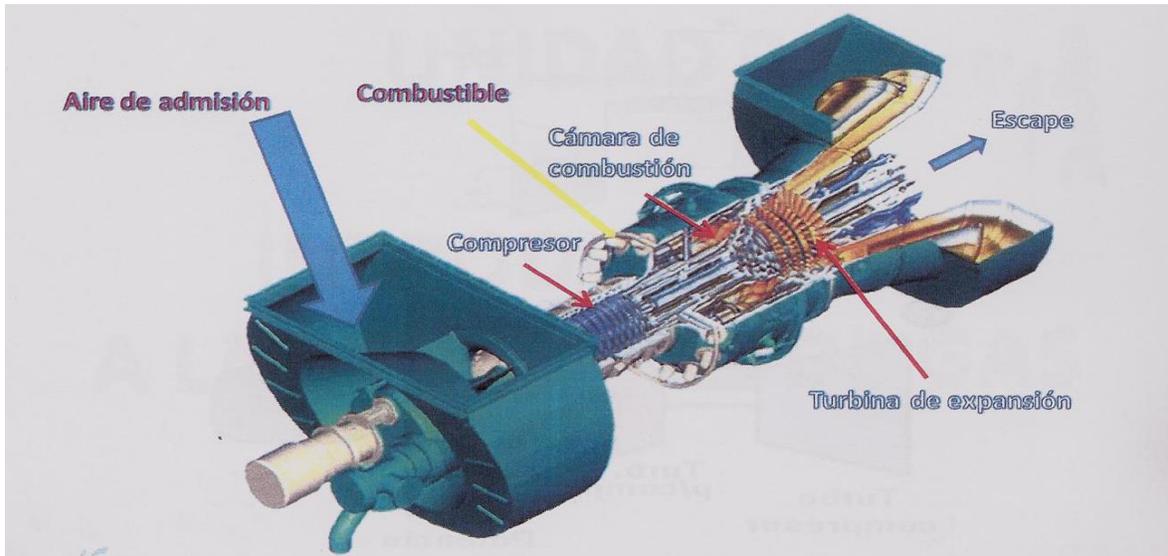


Figura N°1 Componentes principales de una turbina (turbina de un solo eje).



Figura N°2 Turbina de un solo eje.

ANEXO N°2



Figura N° 3 Turbina Heavy Duty.

ANEXO N°3

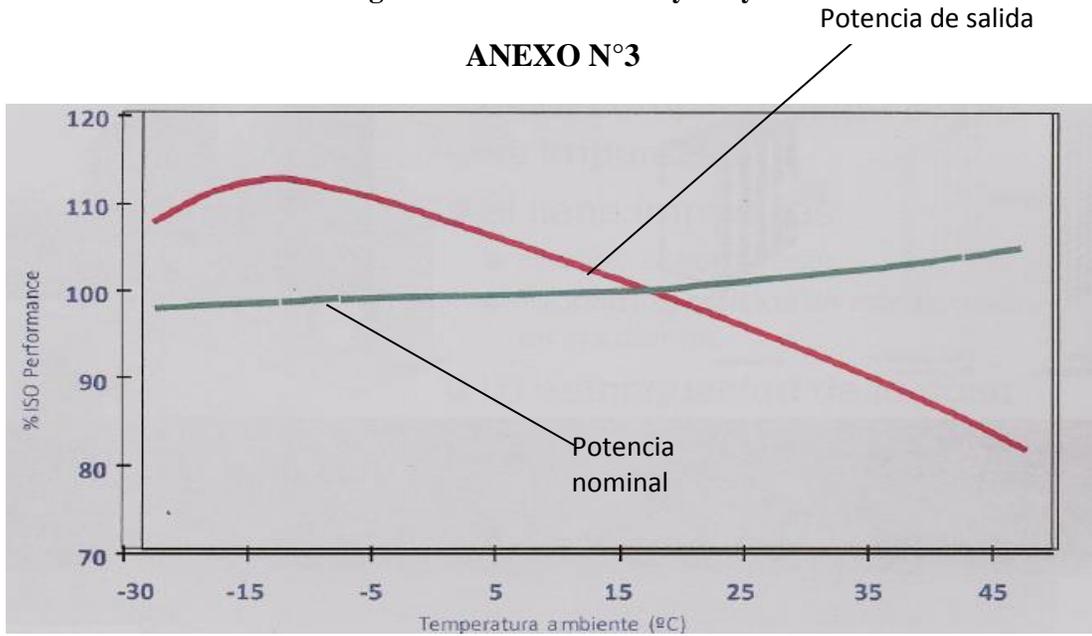


Gráfico N°1 Variación de la potencia en función de la temperatura ambiente.

ANEXO N°4

Datos del generador suministrado por el fabricante.

6.3 Generator

Items	CORO	URDANETA	PUNTO FIJO
54. Type	Synchronous generator	Synchronous generator	Synchronous generator
55. Coolant	Air	Air	Air
56. Type of Enclosure	Air to Air Heat Exchange Cooling Type (CACA)	Air to Air Heat Exchange Cooling Type (CACA)	Air to Air Heat Exchange Cooling Type (CACA)
57. Cooler	35%x3	35%x3	35%x3
Rating			
58. kVA	Rated 34,488kVA (*) (at temp.: 30°C) Maximum 36,038kVA (*) (at temp.: 24°C)	Rated 34,600kVA (*) (at temp.: 30°C) Maximum 36,100kVA (*) (at temp.: 24°C)	Rated 34,488kVA (*) (at temp.: 30°C) Maximum 36,038kVA (*) (at temp.: 24°C)
59. Power Factor	0.8	0.8	0.8
60. Volts	13,800V	13,800V	13,800V
61. RPM	1,800	1,800	1,800
62. SCR	Not less than 0.35	Not less than 0.35	Not less than 0.35
Total Temperature Limit of Generator Winding			
63. Armature Coil by Temperature Detector	B class temperature rise (IEC 60034)	B class temperature rise (IEC 60034)	B class temperature rise (IEC 60034)
64. Field coil by resistance	B class temperature rise (IEC 60034)	B class temperature rise (IEC 60034)	B class temperature rise (IEC 60034)
65. Insulation class	F class (IEC 60034)	F class (IEC 60034)	F class (IEC 60034)
66. Degree of protection	IP55	IP55	IP55
67. Excitation	Brushless excitation with PMG	Brushless excitation with PMG	Brushless excitation with PMG

(*): Generator capacity is considered to apply the natural gas in future.

- Data Sheet for CORO (SPE30072.WGN Version 0)
- Data Sheet for URDANETA (SPE30074.WGN Version 0)
- Data Sheet for PUNTO FIJO (SPE30073.WGN Version 0)

BASIC DATA		ELECTRICAL DATA	
Date	2013-05-15	Standards	IEC 60034-1
Quotation no.	OPP-03792	Gen. stator resistance	0,0101 Ohm at 20 °C
Enquiry from	Hitachi	Gen. rotor resistance	0,0731 Ohm at 20 °C
Destination	Coro, Venezuela	Exc. stator resistance	4,7 Ohm at 20 °C
Type	DG185ZP-04 Design no:2112260ZP1	REACTANCES	Unsaturated saturated
Rated voltage	13800 V, 60 Hz	d-axis synchronous	2,26 p.u. 1,90 p.u.
Rated output	34488 kVA, at p.f. 0,80	transient	0,31 p.u. 0,26 p.u.
Speed	1800 rpm	sub transient	0,19 p.u. 0,18 p.u.
Rated current	1443 A	q-axis synchronous	1,16 p.u. 0,97 p.u.
Rated temperature	30 °C, ambient	sub transient	0,28 p.u. 0,25 p.u.
Method of cooling	IC616	Negative sequence	0,24 p.u. 0,22 p.u.
Degree of protection	IP55	Zero sequence	0,13 p.u.
Mounting arrangement	IM1005	Poller reactance	0,30 p.u.
Insulation class Stator	F, temp rise to B	Leakage reactance	0,13 p.u.
Insulation class Rotor	F, temp rise to B	Short Circuit Ratio	0,47
Insulation class Exciter	F, temp rise to B	TIME CONSTANTS	
Type of excitation	Brushless	d-axis transient short circuit	1,21 sec.
Exciter type	DGBP60/15	d-axis transient open circuit	8,8 sec.
P. M. G.	ND 540/40	d-axis subtransient short circuit	0,03 sec.
Exciter response	2,66 1/sec	d-axis subtransient open circuit	0,05 sec.
No load voltage	Stator	q-axis subtransient short circuit	0,03 sec.
No load current	13	q-axis subtransient open circuit	0,13 sec.
Rated voltage	2,1	armature	0,25 sec.
Rated current	40	Short Circuit Conditions	
Rated current	6,5	3 phase Peak	21409 A
Short-circuit (300% of rated current for 10 seconds):		3 phase RMS	7384 A
Cailling voltage	83	2 phase Peak	16203 A
Cailling current	13,6	Steady state	2071 A
Doc. no.	SPE30072.WGN	Version 0	1,4 p.u.

DATA SHEET SYNCHRONOUS MACHINES



CURVES
 Capability 3WGN0515101
 Efficiency 3WGN0515102
 No-Load & Short-Circuit 3WGN0515103
 Output at B-rise 3WGN0515104
 V-Curves 3WGN0515105

MECHANICAL PROPERTIES
 Acceleration time Tj 3,5 sec
 Inertia constant H 1,40 KWsec/KVA
 Damping factor kd 2,5 MW/Hz
 Direction of rotation CW
 Rotortype salient poles
 Poles are massive without damperwinding
 Shaft extension flange

reactance values are subject to a +/- 15% tolerance.

DATA SHEET SYNCHRONOUS MACHINES

BASIC DATA		ELECTRICAL DATA	
Date	2013-05-15	Standards	IEC 60034-1
Quotation no.	OPP-03794	Gen. stator resistance	0,0101 Ohm at 20 °C
Enquiry from	Hitachi	Gen. rotor resistance	0,0731 Ohm at 20 °C
Destination	Urdaneta, Venezuela	Exc. stator resistance	4,7 Ohm at 20 °C
Type	DG185ZF-04 Design no:2112260ZF1	REACTANCES	Unsaturated saturated
Rated voltage	13800 V, 60 Hz	d-axis synchronous	2,26 p.u. 1,90 p.u.
Rated output	34600 KVA, at p.f. 0,80	transient	0,31 p.u. 0,26 p.u.
Speed	1800 rpm	sub transient	0,20 p.u. 0,18 p.u.
Rated current	1448 A	q-axis synchronous	1,16 p.u. 0,98 p.u.
Rated temperature	30 °C, ambient	sub transient	0,28 p.u. 0,26 p.u.
Method of cooling	IC616	Negative sequence	0,24 p.u. 0,22 p.u.
Degree of protection	IP55	Zero sequence	0,13 p.u. p.u.
Mounting arrangement	IM1005	Potter reactance	0,31 p.u.
Insulation class Stator	F, temp rise to B	Leakage reactance	0,13 p.u.
Insulation class Rotor	F, temp rise to B	Short Circuit Ratio	0,46
Insulation class Exciter	F, temp rise to B	TIME CONSTANTS	
Type of excitation	Brushless	d-axis transient short circuit	1,21 sec.
Exciter type	DGBP60/15	d-axis transient open circuit	8,8 sec.
P.M.G.	ND 540/40	d-axis subtransient short circuit	0,03 sec.
Exciter response	2,66 Stator 1/sec Rotor	d-axis subtransient open circuit	0,05 sec.
No load voltage	13 V	q-axis subtransient short circuit	0,03 sec.
No load current	2,1 A	q-axis subtransient open circuit	0,13 sec.
Rated voltage	40 V	armature	0,25 sec.
Rated current	6,6 A	Short Circuit Conditions	
Short-circuit (300% of rated current for 10 seconds):			
Ceiling voltage	83 V	3 phase Peak	21479 A
Ceiling current	13,6 A	3 phase RMS	7408 A
		2 phase Peak	16255 A
		Steady state	2077 A
Doc. no.	SPE30074.WGN	Version	0



CURVES
 Capability 3WGN0515301
 Efficiency 3WGN0515302
 No-Load & Short-Circuit 3WGN0515303
 Output at B-rise 3WGN0515304
 V-Curves 3WGN0515305

MECHANICAL PROPERTIES
 Acceleration time Tj 3,5 sec
 Inertia constant H 1,39 kWsec/KVA
 Damping factor kd 2,5 MW/Hz
 Direction of rotation CW
 Rotor type salient poles
 Poles are massive without damperwinding
 Shaft extension flange

reactance values are subject to a +/- 15% tolerance.

BASIC DATA		ELECTRICAL DATA	
Date	2013-05-15	Standards	IEC 60034-1
Quotation no.	OPP-03793	Gen. stator resistance	0,0101 Ohm at 20 °C
Enquiry from	Hitachi	Gen. rotor resistance	0,0731 Ohm at 20 °C
Destination	Punto Fijo, Venezuela	Exc. stator resistance	4,7 Ohm at 20 °C
Type	DG1852P-04 Design no:21122602P1	REACTANCES	Unsaturated saturated
Rated voltage	13800 V, 60 Hz	d-axis synchronous	2,26 p.u. 1,90 p.u.
Rated output	34488 kVA, at p.f. 0,80	transient	0,31 p.u. 0,26 p.u.
Speed	1800 rpm	sub transient	0,19 p.u. 0,18 p.u.
Rated current	1443 A	q-axis synchronous	1,16 p.u. 0,97 p.u.
Rated temperature	30 °C, ambient	sub transient	0,28 p.u. 0,25 p.u.
Method of cooling	IC616	Negative sequence	0,24 p.u. 0,22 p.u.
Degree of protection	IP55	Zero sequence	0,13 p.u.
Mounting arrangement	IM1005	Potter reactance	0,30 p.u.
Insulation class Stator	F, temp rise to B	Leakage reactance	0,13 p.u.
Insulation class Rotor	F, temp rise to B	Short Circuit Ratio	0,47
Insulation class Exciter	F, temp rise to B	TIME CONSTANTS	
Type of excitation	Brushless	d-axis transient short circuit	1,21 sec.
Exciter type	DGBP60/15	d-axis transient open circuit	8,8 sec.
P.M.G.	ND 540/40	d-axis subtransient short circuit	0,03 sec.
Exciter response	2,66 1/sec	d-axis subtransient open circuit	0,05 sec.
No load voltage	Stator 13 Rotor 23	q-axis subtransient short circuit	0,03 sec.
No load current	2,1 240	q-axis subtransient open circuit	0,13 sec.
Rated voltage	40 70	armature	0,25 sec.
Rated current	6,5 741	Short Circuit Conditions	
Short-circuit (300% of rated current for 10 seconds):			
Ceiling voltage	83	3 phase Peak	21409 A 14,8 p.u.
Ceiling current	13,6	3 phase RMS	7384 A 5,1 p.u.
Doc. no.	SPE30073.WGN	2 phase Peak	16203 A 11,2 p.u.
		Steady state	2071 A 1,4 p.u.
		Version 0	



CURVES
 Capability 3WGN0515201
 Efficiency 3WGN0515202
 No-Load & Short-Circuit 3WGN0515203
 Output at B-rise 3WGN0515204
 V-Curves 3WGN0515205

MECHANICAL PROPERTIES
 Acceleration time Tj 3,5 sec
 Inertia constant H 1,40 KWsec/KVA
 Damping factor kd 2,5 MW/Hz
 Direction of rotation CW
 Rotortype salient poles
 Poles are massive without damperwinding
 Shaft extension flange

ANEXO N°5



Figura N°7 Condición del galpón a utilizar para la instalación de las unidades turbogenerador

ANEXO N°6



Figura N°8 Sistema de Iluminación.



Figura N°9 Espacio disponible in situ para la construcción de la sala de control

Nota: En el espacio visualizado en la figura N°9, se puede aproximar a un área de 220 m².

ANEXO N°7

Calculo detallado de la Iluminación

Sección del cuarto eléctrico:

Características:

Largo	5m.
Ancho	3m.
Altura con respecto al techo	2,56m
Altura del plano de trabajo (h_{PT})	0,75m.
Altura total (h)	3,5m.
Altura del montaje de la luminaria sobre el plano de trabajo (h_m)	1,81m.
Superficie (S)	15m ²

En base a la norma Venezolana COVENIN 2249-93, se establece que la iluminación optima para un área trabajo privado es de 300 lux, siendo el índice del establecimiento calculado por la siguiente expresión:

$$K_1 = 5 \times h_m \times \frac{a + l}{a \times l} = 5 \times 1,81m \times \frac{3 + 5}{3 \times 5} = 6,633$$

Por tratarse de un área de trabajo, el techo presenta una reflexión de 80% y en la pared un 50%, en función a lo anterior, se considera que para el cálculo de la iluminación se tendrá un factor de mantenimiento (f_m) igual a 0,8.

En consideración a los datos escritos previamente se tiene que el coeficiente de utilización de la tabla del curso de Iluminación de Interior e Industrial (Criterios, Diseños y Aplicaciones del Ing. Miguel Ereú.) es igual a: $cu=0,32$.

Se considera para toda la instalación luminarias fluorescentes de 120x60cm con tres (3) tubos di 32w con flujo luminoso total de 9300 lume (3100 lume por cada tubo).

Para determinar la cantidad de luminarias se empleo la siguiente ecuación:

$$N = \frac{(EmxS)}{(\phi txcuxfm)} = \frac{(300lux \times 15m^2)}{9300lum \times 0,32 \times 0,8} = 2 \text{ luminarias de } 120 \times 60 \text{ cm con } 3 \times 32 \text{ W.}$$

Con el número de luminarias calculado es determinado el nivel de iluminación:

$$\frac{N \times (\phi txcuxfm)}{S} = \frac{2 \text{ luminarias} \times 9300lum \times 0,32 \times 0,8}{15m^2} = 317,44lux.$$

Para la adquisición de luminarias del cuarto de relé se empleará una cantidad exacta las calculadas en la sección del cuarto eléctrico, debido a que ambas presentan iguales características.

Sala de reuniones

En referencia a lo que establece la norma COVENIN 2249-93 un nivel de referencia de 500 lux, es un nivel óptimo que permitirá a los futuros trabajadores de la sala de control una visión agradable a la hora de efectuar reuniones u otras actividades, tal como se describe a continuación:

Características

Largo	5m.
Ancho	4m.
Altura con respecto al techo	2,56m
Altura del plano de trabajo (h_{PT})	0,75m.
Altura total (h)	3,5m.
Altura del montaje de la luminaria sobre el plano de trabajo (h_m)	1,81m.
Superficie (S)	20m ²

Calculo del índice del establecimiento:

$$K_1 = 5 \times h_m \times \frac{a + l}{a \times l} = 5 \times 1,81m \times \frac{4 + 5}{4 \times 5} = 4,0725$$

Por tratarse de un área de trabajo, presenta un nivel de reflexión en el techo igual a 80% y en la pared un 50%, en función a lo anterior, se considera que para el cálculo de la iluminación se tendrá un factor de mantenimiento (f_m) igual a 0,8.

En consideración a los datos escritos previamente se tiene que el coeficiente de utilización es de $cu=0,32$.

Para determinar la cantidad de luminarias se empleo la siguiente ecuación:

$$N = \frac{(EmxS)}{(\emptyset txcuxfm)} = \frac{(500lux \times 20m^2)}{9300lum \times 0,32 \times 0,8} = 5 \text{ luminarias de } 120 \times 60 \text{ cm con } 3 \times 32W.$$

Con el número de luminarias calculado es determinado el nivel de iluminación:

$$\frac{Nx(\emptyset txcuxfm)}{S} = \frac{5 \text{ luminarias} \times 9300lum \times 0,32 \times 0,8}{20m^2} = 595,2lux.$$

Baños

Las dimensiones de los baños en el plano presentan las mismas medidas de diseño por consiguiente, el cálculo realizado en un solo servirá como referencia para la instalación de luminarias al otro.

Características:

Largo 5,500m.

Ancho 3,321m.

Altura con respecto al techo	2,56m
Altura del plano de trabajo (h_{PT})	0,75m.
Altura total (h)	3,5m.
Altura del montaje de la luminaria sobre el plano de trabajo (h_m)	1,81m.
Superficie (S)	18,205m ²

Para el cálculo de luminarias destinadas al baño se tomara como nivel de referencia 200 lux, tal como lo establece la norma Venezolana COVENIN 2249-93 en áreas privadas.

Calculo del índice del establecimiento:

$$K_1 = 5 \times h_m \times \frac{a + l}{a \times l} = 5 \times 1,81m \times \frac{3,321 + 5,500}{3,321 \times 5,500} = 4,37$$

Por tratarse de un área de privada, el nivel de reflexión en el techo igual a 80% y en la pared un 50%, en función a lo anterior, se considera que para el cálculo de la iluminación se tendrá un factor de mantenimiento (f_m) igual a 0,8.

En consideración a los datos escritos previamente se tiene que el coeficiente de utilización para un área privada es de $cu=0.20$, el valor anterior se obtuvo de la tabla que se facilito en el curso dictado por el Ing. Miguel Ereú (Iluminación de Interiores e Industrial).

Para determinar la cantidad de luminarias se empleo la siguiente ecuación:

$$N = \frac{(EmxS)}{(\emptyset txcuxfm)} = \frac{(200lux \times 18,205m^2)}{9300lum \times 0,2 \times 0,8} = 3 \text{ luminarias de } 120 \times 60 \text{ cm con } 3 \times 32W.$$

Con el número de luminarias calculado es determinado el nivel de iluminación:

$$\frac{Nx(\emptyset txcuxfm)}{S} = \frac{3 \text{ luminarias} \times 9300lum \times 0,2 \times 0,8}{18,205m^2} = 245,20lux.$$

Cocina

Características:

Largo	5,500m.
Ancho	3m.
Altura con respecto al techo	2,56m
Altura del plano de trabajo (h_{PT})	0,75m.
Altura total (h)	3,5m.
Altura del montaje de la luminaria sobre el plano de trabajo (h_m)	1,81m.
Superficie (S)	16,5m ²

En base a la norma Venezolana COVENIN 2249-93: Iluminación en trabajo y área publica el nivel de iluminación (E_m) óptimo para cocinas se encuentran entre los 100 lux y 200 lux.

Calculo del índice del establecimiento:

$$K_1 = 5 \times h_m \times \frac{a + l}{a \times l} = 5 \times 1,81m \times \frac{3 + 5,500}{3 \times 5,500} = 4,66$$

Por tratarse de un área de privada, el nivel de reflexión en el techo es igual a 80% y en la pared un 50%, en función a lo anterior, se considera que para el cálculo de la iluminación se tendrá un factor de mantenimiento (f_m) igual a 0,8.

En consideración a los datos escritos previamente se tiene que el coeficiente de utilización de la instalación para un área pública es de $cu=0,28$, valor obtenido de la tabla del curso de Iluminación de Interiores e Industrial.

Para determinar la cantidad de luminarias se empleo la siguiente ecuación:

$$N = \frac{(EmxS)}{(\phi txcuxfm)} = \frac{(200lux \times 16,50m^2)}{9300lum \times 0,28 \times 0,8} = 2 \text{ luminarias de } 120 \times 60 \text{ cm con } 3 \times 32 \text{ W.}$$

Con el número de luminarias calculado es determinado el nivel de iluminación:

$$\frac{Nx(\phi txcuxfm)}{S} = \frac{2 \text{ luminarias} \times 9300lum \times 0,28 \times 0,8}{16,50m^2} = 252,51lux.$$

Sala de control

Características:

Largo	12,003m.
Ancho	4m.
Altura con respecto al techo	2,56m
Altura del plano de trabajo (h_{PT})	0,75m.
Altura total (h)	3,5m.
Altura del montaje de la luminaria sobre el plano de trabajo (h_m)	1,81m.
Superficie (S)	48,012

En base a la norma Venezolana COVENIN 2249-93: Iluminación en área de trabajo el nivel de iluminación (E_m) óptimo se encuentra entre los 400 lux y 500 lux.

Calculo del coeficiente de utilización:

$$K_1 = 5 \times h_m \times \frac{a + l}{a \times l} = 5 \times 1,81m \times \frac{4 + 12,003}{4 \times 12,003} = 3,016$$

Por tratarse de un área de privada, el nivel de reflexión en el techo es igual a 80% y en la pared un 50%, en función a lo anterior, se considera que para el cálculo de la iluminación se tendrá un factor de mantenimiento (f_m) igual a 0,8.

En consideración a los datos escritos previamente se tiene que el coeficiente de utilización de la instalación para un área privada es de $cu=0.32$, valor obtenido de la tabla del curso de Iluminación de Interiores e Industrial.

Para determinar la cantidad de luminarias se empleo la siguiente ecuación:

$$N = \frac{(EmxS)}{(\phi txcuxfm)} = \frac{(500lux \times 48,012m^2)}{9300lum \times 0,32 \times 0,8} = 11 \text{ luminarias de } 120 \times 60 \text{ cm con } 3 \times 32W.$$

Con el número de luminarias calculado es determinado el nivel de iluminación:

$$\frac{Nx(\phi txcuxfm)}{S} = \frac{11 \text{ luminarias} \times 9300lum \times 0,32 \times 0,8}{48,012m^2} = 545,46lux.$$

