



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS Y AUTOMÁTICA



**DISEÑO DE UN SISTEMA DE MANDO REMOTO PARA EL CONTROL Y
SUPERVISIÓN DE OPERACIONES EN LA SUBESTACIÓN PLANTA CENTRO**

DOUGLAS J. CASTELLANOS F.

C.I.: 16.242.473

BÁRBULA, DICIEMBRE DE 2012



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS Y AUTOMÁTICA



**DISEÑO DE UN SISTEMA DE MANDO REMOTO PARA EL CONTROL Y
SUPERVISIÓN DE OPERACIONES EN LA SUBESTACIÓN PLANTA CENTRO**

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO PRESENTADO ANTE LA ILUSTRE
UNIVERSIDAD DE CARABOBO PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO
ELECTRICISTA**

Tutor:

Prof. Wilmer Sanz F.

Autor:

Douglas J. Castellanos F.

BÁRBULA, DICIEMBRE DE 2012



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE SISTEMAS Y AUTOMÁTICA



CERTIFICADO DE APROBACIÓN

Los abajo firmantes, miembros del jurado asignado para evaluar el trabajo especial de grado titulado " **DISEÑO DE UN SISTEMA DE MANDO REMOTO PARA EL CONTROL Y SUPERVISIÓN DE OPERACIONES EN LA SUBESTACIÓN PLANTA CENTRO**", realizado por el bachiller: Castellanos Flores, Douglas Javier, C.I: 16.242.473, hacemos constar que hemos revisado y aprobado dicho trabajo.

Prof. Wilmer Sanz F.

TUTOR

Prof. Aída Pérez

JURADO

Prof. Whendy García

JURADO

BÁRBULA, DICIEMBRE DE 2012



AGRADECIMIENTOS



A Dios, primero que nada, quiero dedicarle este trabajo y las gracias por las bendiciones recibidas en toda esta trayectoria, por darme salud y fuerza para poder realizar este sueño que con tanto esmero y dedicación he alcanzado.

A mis padres, Douglas y Maira, por darme la estabilidad emocional y económica para poder llegar a este momento. Mi triunfo es el de ustedes.

A mis hermanos, tías, padrinos, que me apoyaron incondicionalmente en todos los aspectos y por tenerme paciencia, y a mi familia en general, quienes me brindan cariño, comprensión y apoyo, dándome con ello momentos muy gratos.

A mis amigos, por ayudarme a crecer y madurar como persona en cada etapa de mi vida, por apoyarme en todas las circunstancias posibles, también son parte de esta alegría, a pesar de la distancia los recuerdo.

A mi tutor, Ing. Wilmer Sanz F. por toda la ayuda, asesoramiento y tiempo prestado para que este trabajo especial de grado finalizara de buena manera.

Al Ing. Domingo Ramírez, por su incondicional apoyo, asesoramiento y tiempo invertido, que fueron de vital importancia en el desarrollo de este proyecto de grado.

A la familia Aguilar Rivas, gracias por su apoyo y colaboración, aquí está ese granito de arena, gracias de verdad.

Douglas J. Castellanos F.



DEDICATORIAS



Dedicado primordialmente a dios porque en el deposite toda le fe y esperanza en la realización de este proyecto de grado. A mis padres, porque creyeron en mi y porque me alentaron a seguir adelante, dándome ejemplos dignos de superación y entrega, porque gracias a ustedes, hoy puedo ver alcanzada mi meta, ya que siempre estuvieron impulsándome en los momentos más difíciles de mi carrera. Va por ustedes, por lo que valen, porque admiro su fortaleza y por lo que han hecho de mí. A mis hermanos, tíos, primos, abuelos y amigos. A mi tutor Wilmer Sanz y al Ing. Domingo Ramírez por su apoyo y confianza brindada en la elaboración de este trabajo. Gracias por haber fomentado en mí el deseo de superación y el anhelo de triunfo en la vida.

Douglas J. Castellanos F.



ÍNDICE GENERAL

	Página
Dedicatorias	iv
Agradecimientos	v
Resumen	vi
Índice General	vii
Índice de figuras	xii
Índice de tablas	xv
Introducción	xvi
Capítulo I. El problema	1
1.1 Planteamiento del problema	2
1.2 Justificación del problema	3
1.3 Objetivos	4
1.3.1 Objetivo general	4
1.3.2 Objetivos específicos	5
1.4 Alcance de la investigación	5
Capítulo II. Marco Teórico	7
II.1 Antecedentes	8
II.2 Bases Teóricas	10
2.1 Conceptos básicos de un sistema SCADA	10
2.1.1 Introducción	10
2.1.2. Conceptos asociados a un sistema SCADA	12
2.1.3. Prestaciones	13
2.1.4. Requisitos	14
2.1.5 Módulos de un SCADA	14
2.1.6 Funciones principales	15
2.1.7 Componentes de un sistema SCADA	16
2.2 Entorno de desarrollo LabVIEW	17



ÍNDICES



2.2.1 Programación gráfica	19
2.2.2 Características principales	22
2.2.3 Aplicaciones de LabVIEW	23
2.3 Bases teóricas sobre subestaciones eléctricas	23
2.3.1 Definición	23
2.3.2 Clasificación	24
2.4 Equipos que integran una subestación eléctrica	26
2.4.1 Transformador de potencia	26
2.4.2 Equipos de maniobra	28
2.4.3 Transformadores de medida	30
2.4.4 Equipos e instrumentos de medición	32
2.4.5 Servicios auxiliares	33
2.4.6 Casa de mando y edificaciones auxiliares	35
2.5 Esquemas de barras en subestaciones	36
2.6 Importancia de una subestación	43
2.7 Nomenclatura de equipos	43
2.8 Diagrama unifilar	45
2.9 Enclavamiento	52
2.9.1 Criterios generales de enclavamiento	53
2.10 Disposiciones generales de operación	54
Capítulo III. Marco Metodológico	55
3.0 Introducción	56
3.1 Tipo de investigación	56
3.2 Metodología a utilizar	57
3.3 Diseño de la investigación	58
3.3.1 Fase I: selección del entorno de programación	58
3.3.2 Fase II: selección de la documentación	59
3.3.3 Fase III: diseño de la interfaz Gráfica	59



3.3.4 Fase IV: diseño del protocolo de comunicación	59
3.3.5 Fase V. simulación de la interfaz gráfica y la Unidad Remota	60
3.3.6 Fase VI: elaboración del manual de usuario para los operadores	60
Capítulo IV: diseño del sistema de mando remoto	61
4.1 Estudio y documentación del sistema de mando remoto	62
4.1.1 Sistema de mando remoto a diseñar	63
4.1.1.1 Sistema de mando remoto. Definiciones	63
4.1.1.2 Descripción de la Unidad Remota	64
4.1.1.3 protocolo de comunicación Modbus	68
4.1.1.4 Funcionamiento y elementos de una red Modbus	69
4.2 NI LabVIEW 2010 como entorno de desarrollo del sistema de mando remoto	70
4.2.1 Presentación y entorno de trabajo de NI LabVIEW 2010	71
4.2.2 MAIN_UNI.vi	76
4.2.3 Controles e indicadores del VI MAIN_UNI.vi	85
4.2.3.1 Control e indicador para apertura y cierre de interruptores	86
4.2.3.2 Control para elección de modo local-remoto de interruptores	87
4.2.3.3 Control para apertura y cierre de seccionadores	88
4.2.3.4 Indicador-contador de carga	88
4.2.3.5 Registro de eventos y alarmas	89
4.2.3.6 Fecha y hora del sistema	91
4.2.4 REMOTA VIRTUAL.vi	91
4.2.4.1 Control de seccionadores en la Remota Virtual	94
4.2.4.2 Generación aleatoria de alarmas	96
4.2.5 Comunicación entre la Remota Virtual y el programa principal	100
Capítulo V. Conclusiones y recomendaciones	100
5.1 Conclusiones	105
5.2 Recomendaciones	106



ÍNDICES



Anexos	107
Anexo 1. Diagrama unifilar Subestación Planta Centro.	108
Anexo 2. Unifilar 13.8 kV del VI MAIN_UNI.vi	109
Anexo 3. Unifilar 115 kV del VI MAIN_UNI.vi	109
Anexo 4. Unifilar 115kV_2 del VI MAIN_UNI.vi	110
Anexo 5. Unifilar 230 kV del VI MAIN_UNI.vi	110
Anexo 6. Unifilar 400 kV del VI MAIN_UNI.vi	111
Anexo 7. Alarmas 13.8 kV del VI MAIN_UNI.vi	111
Anexo 8. Alarmas 115 kV1 del VI MAIN_UNI.vi	112
Anexo 9. Alarmas 115 kV2 del VI MAIN_UNI.vi	112
Anexo 10. Alarmas 230 kV del VI MAIN_UNI.vi	113
Anexo 11. Alarmas 400 kV del VI MAIN_UNI.vi	113
Anexo 12. Diagrama de bloques completo del VI MAIN_UNI.vi	114
Anexo 13. Diagrama de bloques completo del VI MAIN_UNI.vi (continuación)	115
Anexo 14. Diagrama de bloques completo del VI MAIN_UNI.vi (continuación)	116
Anexo 15. Seccionadores del unifilar 13.8 kV del VI REMOTA VIRTUAL.vi	117
Anexo 16. Seccionadores del unifilar 115 kV del VI REMOTA VIRTUAL.vi	117
Anexo 17. Seccionadores del unifilar 115 kV_2 del VI REMOTA VIRTUAL.vi	118
Anexo 18. Seccionadores del unifilar 230 kV del VI REMOTA VIRTUAL.vi	118
Anexo 19. Seccionadores del unifilar 400 kV del VI REMOTA VIRTUAL.vi	119
Anexo 20. Panel de alarmas del unifilar 13.8 kV del VI REMOTA VIRTUAL.vi	119
Anexo 21. Panel de alarmas del unifilar 115 kV1 del VI REMOTA VIRTUAL.vi	120
Anexo 22. Panel de alarmas del unifilar 115 kV2 del VI REMOTA VIRTUAL.vi	120
Anexo 23. Panel de alarmas del unifilar 230 kV del VI REMOTA VIRTUAL.vi	121
Anexo 24. Panel de alarmas del unifilar 400 kV del VI REMOTA VIRTUAL.vi	121
Anexo 25. Diagrama de bloques del VI REMOTA VIRTUAL.vi	122
Anexo 26. Diagrama de bloques del VI REMOTA VIRTUAL.vi (continuación)	123
Anexo 27. Diagrama de bloques del VI REMOTA VIRTUAL.vi (continuación)	124



ÍNDICES



Anexo 28. Diagrama de bloques del VI REMOTA VIRTUAL.vi (continuación)	125
Apéndice A. Manual de usuario	126
Manual de usuario	127



ÍNDICE DE FIGURAS

	Página
2.1. Esquema de los elementos de un sistema SCADA	11
2.2. Esquema de conexiones de equipos e interfaces de comunicación	17
2.3. Ventana principal de LabVIEW	18
2.4. Panel frontal de un VI	21
2.5. Diagrama de bloques de un VI	22
2.6. Transformador de potencia y sus partes	27
2.7. Disyuntor y sus partes principales	28
2.8. Seccionador y sus partes principales	29
2.9. Transformador de corriente	30
2.10. Transformador de potencial	31
2.11. pararrayos	31
2.12. Instrumentos indicadores	32
2.13. Esquema de barra simple	37
2.14. Esquema de barra seccionada por un disyuntor	38
2.15. Esquema de barra simple con seccionador en derivación	39
2.16. Esquema de barra principal y transferencia	40
2.17. Esquema de barra doble (mixtas)	41
2.18. Esquema de barra doble con disyuntor y medio	42
2.19. Designación del 1er carácter en la nomenclatura de un equipo	44
2.20. Diagrama unifilar de una subestación	46
2.21. Tramo de generación de una subestación	47
2.22. Tramo de llegada de transformador a barra lado alta tensión	48
2.23. Tramo de llegada de transformador a barra lado baja tensión	49
2.24. Tramo de salida de línea	50
2.25. Tramo de acople compuesto por un seccionador	50
2.26. Tramo de acople compuesto por un disyuntor extraíble	50



2.27. Tramo de acople compuesto por un disyuntor y dos seccionadores asociados	51
2.28. Tramo de salida y de transferencia	52
4.1. Esquema general de control de la S/E	63
4.2. Elemento de control principal	65
4.3. Ventana principal de trabajo de NI LabVIEW 2010	71
4.4. Elección de un nuevo VI para la construcción de la interfaz grafica	72
4.5. Panel frontal y diagrama de bloques de un VI en blanco	73
4.6. Opción para crear un nuevo proyecto	74
4.7. Ventana demostrativa de un proyecto	74
4.8. Ventana del proyecto del sistema de mando remoto	75
4.9. Unifilar 13.8 kV del VI MAIN_UNI.vi	76
4.10. Unifilar 115 kV del VI MAIN_UNI.vi	77
4.11. Unifilar 115 kV del VI MAIN_UNI.vi (continuación)	78
4.12. Unifilar 115 kV-2 del VI MAIN_UNI.vi	79
4.13. Unifilar 115 kV-2 del VI MAIN_UNI.vi (continuación)	79
4.14. Unifilar 230 kV del VI MAIN_UNI.vi	80
4.15. Unifilar 230 kV del VI MAIN_UNI.vi (continuación)	81
4.16. Unifilar 400 kV del VI MAIN_UNI.vi	81
4.17. Unifilar 400 kV del VI MAIN_UNI.vi (continuación)	82
4.18. Panel de alarmas de los interruptores del unifilar 13.8 kV	83
4.19. Panel de alarmas de los interruptores del unifilar 115 kV1	83
4.20. Panel de alarmas de los interruptores del unifilar 115 kV2	84
4.21. Panel de alarmas de los interruptores del unifilar 230 kV	84
4.22. Panel de alarmas de los interruptores del unifilar 400 kV	85
4.23. Panel frontal y diagrama de bloques del control-indicador de apertura y cierre de interruptores	86
4.24. Panel frontal y diagrama de bloques del control de modo local-remoto de un interruptor	87



ÍNDICES



4.25. Panel frontal y diagrama de bloques del control de seccionadores	88
4.26. Panel frontal y diagrama de bloques de un contador-indicador	89
4.27. Panel frontal y diagrama de bloques del VI registro de alarmas	90
4.28. Fecha y hora del sistema	91
4.29. Control de seccionadores de 13.8 kV del VI REMOTA VIRTUAL.vi	92
4.30. Control de seccionadores de 115 kV1 del VI REMOTA VIRTUAL.vi	92
4.31. Control de seccionadores de 115 kV2 del VI REMOTA VIRTUAL.vi	93
4.32. Control de seccionadores de 230 kV del VI REMOTA VIRTUAL.vi	93
4.33. Control de seccionadores de 400 kV del VI REMOTA VIRTUAL.vi	94
4.34. Diagrama de bloques del control de seccionadores	95
4.35. Diagrama de bloques del control de seccionadores (continuación)	95
4.36. Diagrama de bloques de la función aleatoria de generación de alarmas	97
4.37. Diagrama de bloques de la generación de alarmas de 13.8 kV	97
4.38. Diagrama de bloques de la generación de alarmas de 115 kV	98
4.39. Diagrama de bloques de la generación de alarmas de 115 kV2	98
4.40. Diagrama de bloques de la generación de alarmas de 230 kV	99
4.41. Diagrama de bloques de la generación de alarmas de 400 kV	100
4.42. Modulo Modbus para escritura de registros de entrada (medición)	101
4.43. Modulo Modbus para lectura de registros de entrada (medición)	102
4.44. Modulo Modbus para escritura de registros de entrada (alarmas)	102
4.45. Modulo Modbus para lectura de registros de entrada (alarmas)	103



ÍNDICES



ÍNDICE DE TABLAS

	Página
2.1 Nomenclatura para equipos normalizada por CORPOELEC	43
4.1 Entornos de desarrollos para sistemas SCADA y protocolos de comunicación disponibles para la UTR	64
4.2 Conectores disponibles en la UTR	65
4.3 Buses de interfaces disponibles en la UTR	66



INTRODUCCIÓN

Actualmente el desarrollo creciente de la tecnología ha permitido poder expandir los sistemas de mando y control, debido a la implementación de equipos de alta eficacia, que permiten comunicar y supervisar diferentes elementos y dispositivos de un proceso industrial como son los PLC's, controladores y switches, facilitando las operaciones en los diferentes procesos industriales en general, por tanto las empresas de energía eléctrica no escapan de esta expansión de sus sistemas de supervisión y control.

La Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC), ha desarrollado un plan para automatizar los procesos y operaciones en cada una de sus subestaciones, de manera de convertirlas en las llamadas “Subestaciones de control numérico”, y Planta Centro, que es el caso en estudio, también requiere de tecnología de punta en el área de automatización y control.

Para realizar el estudio de las necesidades que tiene Planta Centro en cuanto a su sistema de supervisión y control, fue necesario realizar un chequeo de los dispositivos disponibles en el sistemas de mando, supervisión y control instalado actualmente, para tener un punto de partida en cuanto a la instalación de nuevas tecnologías que mejoren el mando remoto de los equipos interconectados en el patio de la subestación.

La Subestación Planta Centro, tiene dispositivos, controladores, equipos y sistemas, entre otros, que se pueden aprovechar; que al programarse, sus tareas puedan ser compatibles y usadas como recursos de manera que potencien al máximo el buen funcionamiento de los mismos; por ello es necesario delinear sus puntos críticos para así organizar los factores importantes y dar ejecútese al optimizar. En particular, las operaciones de la Subestación Planta Centro, se consolidarían eficientemente con el desarrollo de un sistema de mando remoto, un software propio que bajo un ambiente tecnológico transforme y optimice los resultados, y oportunamente comunicarla en tiempo real, con esto se mejora no solo el beneficio del tiempo de trabajo de la



INTRODUCCIÓN



mano calificada (operador) si no que de igual forma mejore el rendimiento de cada uno de los equipos de transmisión y distribución de la energía eléctrica interconectada.

La subestación Planta Centro, por ser una de las más importantes en la Región Centro-Occidental, a diario debe tomar decisiones que si no son tomadas, con la utilización de los instrumentos necesarios con el sistema adecuado, pueden afectar en forma parcial o total el proceso, por tanto se hace necesario la optimización del sistema, específicamente el mando a distancia, la cual se presenta como alternativa para una función de excelencia para las futuras operaciones del servicio.

El trabajo consta de cinco capítulos, el primero de los cuales muestra el planteamiento del problema, los objetivos que se han planteado, la justificación del problema y el alcance.

En el segundo capítulo están incluidos los antecedentes de la investigación y las bases teóricas que abarca todo lo que se debe tener en cuenta para la realización de este proyecto como las bases teóricas de los sistemas SCADA y de subestaciones eléctricas, como están constituidas respectivamente y normas que pueden sustentar dicho proyecto.

El capítulo tres establece como se llevara a cabo la metodología de los objetivos planteados, a través de las investigaciones, mediciones de muestras, equipos, normas y cualquier otra herramienta que permita el progreso para concluir los objetivos en este trabajo.

El cuarto capítulo contiene el diseño del sistema de mando remoto, las herramientas utilizadas dentro del entorno de desarrollo NI LabVIEW 2010, paletas de funciones y control, módulos de comunicación y elaboración de códigos de programación específicos para el funcionamiento correcto del sistema.

Y por último el capítulo cinco donde está incluido las conclusiones y recomendaciones obtenidas de los resultados obtenidos en el capítulo cuatro.



RESUMEN

El presente Trabajo Especial de Grado trata sobre el diseño de un sistema de mando remoto para el control y supervisión de operaciones en la Subestación Planta Centro, utilizando como entorno de programación el software NI LabVIEW 2010 de la National Instruments, es por ello que se plantea el desarrollo de un sistema de control donde se puedan visualizar las diferentes operaciones y maniobras.

La metodología para el cumplimiento de los objetivos se basó en la realización de entrevistas no estructuradas con el personal encargado del área de servicios, la observación directa del sistema de mando y recopilación documental con la finalidad de conocer detalladamente cada uno de los componentes y condiciones de operación de los dispositivos que se encuentran en la subestación.

En la planificación se realizaron las revisiones detalladas de los tableros y equipos de maniobra, protección, medición y comunicación instalados en la subestación, para saber exactamente cuáles serán reemplazados y cuales seguirán siendo utilizados en el nuevo diseño. Esta planificación permite obtener un sistema de mando remoto más efectivo que el mando remoto existente, ya que se elimina el uso de perillas o switches mecánicos y de pesados y obsoletos tableros de control, también se soluciona el problema de la obsolescencia del sistema de comunicación vía telefónica por medio de CANTV y onda portadora, que seguirán formando parte del sistema pero de manera mejorada, además de la adición de un software SCADA instalado en un computador, que permitirá al operador de guardia ver en tiempo real el status de las operaciones y visualizar el lugar exacto donde ocurre la falla, asimismo se prevén reservas tanto de hardware como de software para una futura ampliación del sistema.

Palabras claves: LabVIEW, mando remoto, control, supervisión, automatización, SCADA.



CAPÍTULO I

El problema



CAPÍTULO I

I.1 EL PROBLEMA

1.1. Planteamiento del problema

La tendencia empresarial a nivel mundial es integrar sistemas informáticos a sus procesos como herramienta y estrategia para mejorar su eficacia y eficiencia, al tiempo de superar las expectativas de efectividad en términos de su desempeño productivo, esta tendencia se ha convertido hoy por hoy en un criterio de riguroso cumplimiento para las empresas que tienen como meta ocupar posiciones de vanguardia a nivel internacional. Para las empresas energéticas no escapa esta idea de integrar procesos que beneficien las actividades, sobre todo en las Subestaciones Eléctricas, especialmente las de Venezuela, es deseable acometer dicha integración.

En todo sistema es necesario y fundamental, poseer mecanismos de control y supervisión de las variables involucradas en el mismo, de manera que en determinado momento se puedan realizar los análisis necesarios para comprobar el estado del sistema. Un sistema de control implica monitorear en detalle lo que está sucediendo con los datos e informar su acción; y cuando el método es automatizado y digital se persigue simplificar lo existente en tiempo y respuesta.

Actualmente en las subestaciones eléctricas afiliadas a la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC), el control y la supervisión empleada en las operaciones carecen de tecnología basada en el uso de microprocesadores y las disposiciones de comunicación utilizando redes de alta velocidad. Una comunicación telefónica y por radio, (como hasta ahora es utilizada dentro de la sala de mando), en esta era de la comunicación digital, retrasa la interpretación de las lecturas de los equipos registradores de las variables eléctricas de interés, por ello es necesario transformarlas y optimizar la data en tiempo real, para así mejorar con eficacia el comportamiento de los equipos de protección, transmisión y distribución de energía eléctrica que



se encuentran interconectados en las mismas. Todo el sistema de control en CORPOELEC se maneja por un método manual, no existe un software que permita supervisar las operaciones en red, al mismo tiempo y desde cualquier lugar de la subestación o subestaciones.

Es por eso que se plantea el diseño del sistema de mando remoto, de manera que permita automatizar y actualizar las diferentes operaciones que se llevan a cabo en la subestación, facilitando así las labores de los operadores que laboran en ella, y brindándole herramientas tecnológicas para un mejor desempeño de cada uno de ellos, y por ende se verá reflejado en los tiempos de respuesta en cada una de las operaciones diarias dentro de Planta Centro.

1.2. JUSTIFICACIÓN

La Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC), es la empresa de energía eléctrica de mayor participación a nivel nacional, aportando a Venezuela el soporte técnico y humano en las áreas de protecciones, generación, transmisión, distribución, entre otras. Esta industria debe tomar decisiones a diario para solucionar los problemas y fallas técnicas de acuerdo a la magnitud de los mismos, por lo que una inadecuada manipulación en los equipos de maniobra usados como mecanismos de control, puede afectar en forma parcial o total un proceso.

Para evitar tales fallas, es necesario diseñar un sistema de control automatizado que permita manejarse sobre un mando remoto y retroalimentar la información en tiempo real, con la intención a su vez de mejorar el desempeño del operador en la ejecución de las diferentes operaciones e incrementar la eficiencia del proceso, para que los datos recolectados por el software sean analizados y procesados posteriormente. Es preciso acentuar que con la implementación de un sistema automatizado se busca proporcionar una nueva herramienta para conocer el estado de los procesos con la finalidad de obtener un mayor control en las operaciones.



Una de las herramientas tecnológicas más utilizadas en las grandes industrias a nivel mundial basado en la teoría del control automático son los Sistemas de Control y Adquisición de Datos SCADA. En la actualidad constituyen la herramienta tecnológica, para llevar información en tiempo real del estado y funcionamiento de equipos y/o sistemas instalados en la planta y así optimizar las respuestas del proceso. Por tal motivo, se hace necesario un sistema de operaciones automatizado, que sea capaz de reemplazar efectivamente el sistema de control instalado actualmente, por un ordenador y un software SCADA, que permita al operador de la subestación monitorear los diferentes equipos de maniobra, protección y medición, así como los equipos de potencia, que se encuentran interconectados en la Subestación Planta Centro.

Es por ello que se planteó el desarrollo de un sistema de mando a distancia para el control y supervisión de las operaciones, que sea capaz de monitorear las diferentes variables del sistema (Ej. tensión y corriente de la barra principal), en tiempo real, para su supervisión y control en la Subestación Planta Centro, de manera que se pueda visualizar a través de un software SCADA en un computador, las diferentes operaciones realizadas, tales como: apertura y cierre de interruptores, seccionadores, manipulación de equipos de medición, así como también la activación de una alarmas en el momento de registrarse un evento, que puede ir desde la manipulación de un interruptor hasta una falla en la subestación.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. Objetivo general

Diseñar un sistema de mando remoto para el control y supervisión de operaciones en la Subestación Planta Centro.



1.3.2. Objetivos específicos

- Seleccionar el software para el diseño del sistema de control y supervisión de las operaciones.
- Desarrollar una interfaz gráfica que permita mostrar en tiempo real las diferentes operaciones que se llevan a cabo por parte del operador.
- Diseñar un archivo de registro de eventos con NI LabVIEW 2010, para almacenar eventos y operaciones que se ejecuten en la subestación a diario.
- Utilizar un puente de comunicación entre la interfaz y la Unidad Remota, usando como protocolo de comunicación el sistema Modbus, de manera que permita el flujo de datos entre el SCADA y los equipos instalados en el patio de la subestación.
- Elaborar un manual de usuario, que permita a los operadores de la subestación, familiarizarse con el software y que sirva de material de apoyo a la hora de presentarse dudas acerca del uso del SCADA.

1.4. ALCANCE

En este proyecto, se realizará el diseño de un sistema de supervisión y control, para realizar las diferentes operaciones de maniobra y mantenimiento en la Subestación Planta Centro, centrándose específicamente en las referentes a la apertura y cierre de interruptores y seccionadores para desenergizar y energizar un tramo en específico, transferir una barra en servicio y operaciones de prueba y mantenimiento de equipos de protección y medición.



CAPÍTULO I: EL PROBLEMA



Cabe destacar que esta aplicación tendrá funciones de control bajo condiciones especiales de habilitación, de manera que pueda correrse simultáneamente en distintas subestaciones, otorgando privilegios de mando remoto a una de ellas en específico.

En resumidas cuentas, esta propuesta aporta conocimiento factible en distintos campos, primordialmente en la automatización de procesos industriales, seguido de la reingeniería de los sistemas de mando remoto para el control de subestaciones eléctricas, así como también la administración de tareas, equipos, sistemas, dispositivos, entre otros.

CAPÍTULO II

Marco teórico



II.1 Antecedentes

El Marco teórico orienta la forma en la cual se puede encarar el estudio; el contenido que cumple el marco teórico es el de citar el diseño de un sistema de mando remoto para el control y supervisión de operaciones en la Subestación Planta Centro, es así que a continuación se hace mención de las investigaciones encontradas que sirvieron de consulta valiosa para el desarrollo de como ha sido tratado este tipo de estudios, de tal modo que permita orientar y ofrecer una conceptualización adecuada de los términos que se emplean.

Oscar A. Ordoñez, Saúl E. Guzmán, René F. Hernández, MSc. Manuel N. Cardona,(2.011) ***“Desarrollo de un Sistema de Monitoreo en Tiempo Real para Subestaciones Eléctricas Utilizando LabVIEW”*** realizado por los ingenieros en la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Sonsonate; En el presente documento se presenta el desarrollo de un sistema de monitoreo para subestaciones eléctricas utilizando LabVIEW, se analizan los diferentes requerimientos para el diseño, tal como la adquisición y el procesamiento de datos. Se evalúan las diferentes alternativas para la adquisición de datos y se explica el protocolo de comunicación utilizado. Posteriormente, se explica el diseño de la interfaz hombre-máquina, la instalación y la puesta en marcha del sistema. Finalmente, se comparan los resultados de las mediciones obtenidas con el sistema propuesto con las mediciones proporcionadas por AES CLESA para poder validar los datos obtenidos y establecer la precisión del sistema propuesto. Este trabajo de grado es el que más relación guarda con el proyecto a realizar, ya que la metodología de trabajo es muy parecida, utilizando LabVIEW como entorno de programación y el uso de MODBUS como protocolo de comunicación para establecer la conexión entre los equipos conectados y la interfaz hombre-máquina. [1]

Eduardo Ramos y Eduardo Sojo. Universidad de Carabobo, año 2005. ***“Análisis Espectral de Corriente Para la Determinación de Problemas de Excentricidad en el Motor de Ilusión”***. Este trabajo de investigación busca lograr un diagnóstico confiable de fallas de excentricidad utilizando el análisis de corriente mediante una herramienta virtual como es el



LabVIEW y un hardware compuesto de una tarjeta de adquisición de datos y de esta manera obtener una metodología sencilla que se pueda aplicar en un futuro en el ámbito industrial a través de un enlace técnico con la Universidad de Carabobo. De aquí se toma como antecedente la utilización del entorno de programación LabVIEW, ya que dicho lenguaje permite crear aplicaciones de software más amigables y fáciles de utilizar, y con mayor interacción con otros paquetes de software existentes en el mercado (MATLAB, SIMULINK, etc.). [2]

Miguel Salcedo y Edgar Piña realizaron el siguiente trabajo en la Universidad de Carabobo (2004). ***"Elaboración de una Herramienta Computacional Para el Cálculo de Aislamiento de las Líneas de Transmisión a partir de 400 V"***, este trabajo describe y explica los conceptos básicos asociados al aislamiento de las líneas aéreas de transmisión, identifica los problemas por los cuales se ve afectado el aislamiento en las líneas, se analizan los principales criterios, normas y métodos de cálculos para el diseño del aislamiento, se seleccionan los modelos, normas y criterios matemáticos más adecuados que permitan establecer el diseño eléctrico del aislamiento, para todo lo antes mencionado se elaboró una herramienta computacional capaz de ejecutar el cálculo eléctrico del aislamiento. Este trabajo de grado se toma como antecedente debido a que el sistema de mando remoto que se desea desarrollar también se basa en la elaboración de una herramienta computacional, en este caso un software de supervisión y control por medio de una computadora, y dicha aplicación también pretende solucionar problemas en redes de potencia. [3]

Echezuría Cortéz y Liesuye del Carmen en la Universidad de Carabobo en el año 2004. ***"Diseño y Análisis de un Sistema Supervisorio de Control y Adquisición de Datos (SCADA) Para la Subestación de Distribución no Atendida 34,5/18,8 KV, 10 MVA de ELECENRO, ubicada en Tocarón, Estado Aragua."*** Mediante este trabajo se evalúan las variables y parámetros a configurar en el estudio y diseño del sistema de control y adquisición de datos (SCADA), se elaboró un software en el ambiente VISUAL BASIC y LabVIEW para el tratamiento y análisis de la información arrojada por el sistema SCADA. De dicho proyecto se toma como herramienta para la elaboración del software el entorno de programación LabVIEW,



y también presentan muchas similitudes ya que las aplicaciones se elaboran con la finalidad de presentar una herramienta tecnológica para el mejoramiento y actualización de los sistemas de control en subestaciones eléctricas. [4]

II.2 BASES TEÓRICAS

En la presente sección se muestran los conceptos que resumen los aspectos primordiales para el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado.

2.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE UN SISTEMA SCADA

2.1.1. Introducción

Los sistemas SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) son aplicaciones de software, diseñadas con la finalidad de controlar y supervisar procesos a distancia. Se basan en la adquisición de datos en procesos remotos. Se trata de una aplicación de software, especialmente diseñada para funcionar sobre computadoras en el control de producción, proporcionando comunicación con los dispositivos instalados en campo (controladores autónomos, autómatas programables, etc.) y controlando el proceso de forma automática desde una computadora. Además, envía la información generada en el proceso productivo a diversos usuarios, tanto del mismo nivel como hacia otros supervisores dentro de la empresa, es decir, que permite la participación de otras áreas como por ejemplo: control de calidad, supervisión, mantenimiento, etc. Cada uno de los ítems de SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de datos) involucran muchos subsistemas, por ejemplo, la adquisición de los datos puede estar a cargo de un PLC (Controlador Lógico Programable) el cual toma las señales y las envía a las estaciones remotas usando un protocolo determinado, otra forma podría ser que una computadora realice la adquisición a través de un hardware especializado y luego esa información la transmita hacia un equipo de radio vía su puerto serial, y así existen muchas otras alternativas (ver figura 2.1). Las

tareas de Supervisión y Control generalmente están más relacionadas con el software *SCADA*, en él, el operador puede visualizar en la pantalla del computador cada una de las estaciones remotas que conforman el sistema, los estados de ésta, las situaciones de alarma y tomar acciones físicas sobre algún equipo lejano, la comunicación se realiza mediante buses especiales o redes LAN. [5]

Todo esto se ejecuta normalmente en tiempo real, para dar al operador de planta la posibilidad de supervisar y controlar dichos procesos. Estos sistemas actúan sobre los dispositivos instalados en la planta, como son los controladores, autómatas, sensores, actuadores, registradores, etc. Además permiten controlar el proceso desde una estación remota, para ello el software brinda una interfaz gráfica que muestra el comportamiento del proceso en tiempo real. Generalmente se vincula el software al uso de una computadora o de un PLC, la acción de control es realizada por los controladores de campo, pero la comunicación del sistema con el operador es necesariamente vía computadora. Sin embargo el operador puede gobernar el proceso en un momento dado si es necesario. Un software *SCADA* debe ser capaz de ofrecer al sistema la posibilidad de crear paneles de alarma, que exigen la presencia del operador para reconocer una parada o situación de alarma, con registro de incidencias

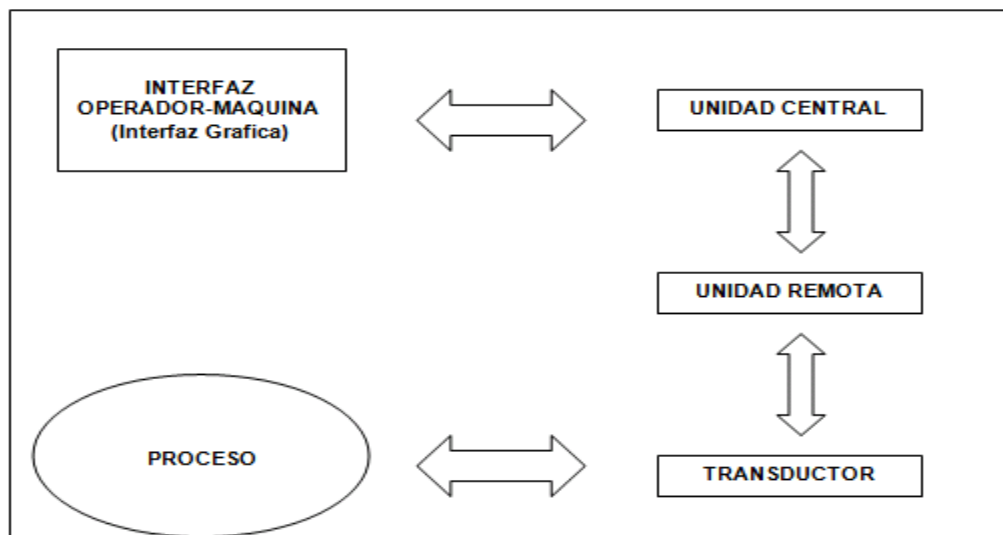


Figura 2.1. Esquema de los elementos de un sistema SCADA.



2.1.2. Conceptos asociados a un sistema SCADA:

- **Sistema:** es un grupo de elementos que trabajan de manera conjunta para el logro de un objetivo.
- **Sistema de adquisición de datos:** sistema cuyo fin principal es la recolección y procesamiento de datos para su posterior almacenamiento, despliegue, transmisión o manipulación matemática, para la obtención de información adicional.
- **Control:** es la acción de ejercer algún tipo de poder o mando para obligar el comportamiento de cierto elemento con el fin de lograr un objetivo específico.
- **Control supervisorio:** es un sistema en el que la información de diferentes parámetros dispersos se concentra en un lugar para su procesamiento y como criterio para ejecutar alguna acción de control. Se divide en:
 - ✓ **Control de lazo abierto:** sistema de control en donde la señal de salida no determina el valor de la señal de entrada, generalmente son sistemas temporizados.
 - ✓ **Control de lazo cerrado:** sistema en donde la señal de salida se retroalimenta y afecta la señal de entrada con la intención de mantener una relación preestablecida entre la entrada y salida. [5]

Las acciones de control se pueden clasificar de la siguiente forma:

- ✓ **Manual:** donde el usuario decide 100% las acciones a ejecutar.
- ✓ **Semiautomático:** algunas actividades se realizan de manera automática, algunas se dejan a discreción del usuario.



- ✓ **Automático:** todas las acciones se ejecutan de manera automática.
- **Señal analógica:** está definida como aquella que es continua en el tiempo y que puede tener un valor cualquiera dentro de un rango definido; es generada por algún tipo de fenómeno electromagnético y que es representable por una función matemática continua en la que es variable su amplitud y periodo en función del tiempo.
- **Señal digital:** está definida como aquella que solamente puede tener dos valores (1 ó 0) y es discreta en el tiempo.
- **Tiempo real:** significa que un dispositivo de medida es capaz de mostrar el valor de una variable en el instante preciso en que la misma efectivamente tiene ese valor. Cuando se emplean computadoras, controladores o cualquier dispositivo que funciona en base a un programa de computación para procesar información de campo, aparece un desfase en el tiempo o un retardo, que puede incidir en la exactitud instantánea del valor mostrado. Esta falta de exactitud puede pasar desapercibida, particularmente en la medición de variables “lentas” o puede ser considerable si se trata de variables “rápidas”.

2.1.3. Prestaciones

Un sistema SCADA debe estar en disposición de ofrecer las siguientes prestaciones:

- Posibilidad de visualizar situaciones de emergencia por medio de alarmas que requieran la identificación y corrección inmediata por parte del operador
- Registro de eventos para análisis posteriores
- Registro de parámetros en una base de datos secuencial compatible con aplicaciones de análisis de datos tales como hoja de cálculo
- Posibilidad de programar archivos de comando específicamente destinados a realizar procesos adicionales
- Posibilidad de programación para realizar cálculos aritméticos.



De esta manera es posible capturar datos, analizar señales y enviar los resultados a pantalla, archivo magnético ó impresora.

Al utilizar lenguajes de programación de uso general, los SCADA ofrecen muchas facilidades para crear aplicaciones. Además utilizando librerías de funciones específicas permiten personalizar la aplicación a crear.

2.1.4. Requisitos.

Para explotar totalmente un sistema SCADA es necesario que este cumpla:

- Poseer arquitectura abierta. Capacidad de crecer y adaptarse según las necesidades cambiantes de la empresa
- Deben comunicarse con total facilidad y de forma transparente, entre el usuario, el equipo y el resto de la empresa (redes locales y de gestión)
- Deben ser programas sencillos de instalar, sin excesivas exigencias de hardware, y fáciles de utilizar, con interfaces amigables con el usuario.

2.1.5. Módulos de un SCADA.

Usualmente un sistema SCADA dispone de los siguientes módulos:

- **Configuración:** permite al usuario definir el entorno de trabajo de su SCADA, adaptándolo a la aplicación particular que se desea desarrollar.
- **Interfaz gráfica del operador:** proporciona al operador las funciones de control y supervisión del proceso. El proceso se representa mediante gráficos sinópticos almacenados en el ordenador de proceso y generados desde el editor incorporado en el SCADA o importados desde otra aplicación durante la configuración del paquete.



- **Módulo de proceso:** ejecuta las acciones de mando pre-programadas a partir de los valores actuales de variables leídas.
- **Gestión y archivo de datos:** se encarga del almacenamiento y procesado ordenado de los datos, de forma que otra aplicación o dispositivo pueda tener acceso a ellos.
- **Comunicaciones:** se encarga de la transferencia de información entre la planta y la arquitectura hardware que soporta el SCADA, y el resto de elementos informáticos de gestión. [5]

2.1.6. Funciones principales

Dentro de las funciones principales realizadas por el sistema SCADA están las siguientes:

- **Supervisión:** el operador podrá observar desde el monitor el comportamiento de las variables de control, aquellos cambios que se produzcan en la operación diaria de la planta, lo que permite dirigir las tareas de mantenimiento y estadística de fallas.
- **Control:** mediante el sistema se puede activar o desactivar los equipos remotamente (por ejemplo abrir válvulas, activar interruptores, encender motores, etc.), de manera automática y manual. El operador puede ejecutar acciones de control y podrá modificar la evolución del proceso en situaciones irregulares que se generen en el proceso.
- **Adquisición de datos:** recolectar, procesar, almacenar y mostrar la información recibida en forma continua desde los equipos de campo.
- **Generación de reportes:** con los datos adquiridos se pueden generar representaciones gráficas, predicciones, control estadístico, gestión de la producción, gestión administrativa y financiera, etc.

- **Representación de señales de alarma:** a través de las señales de alarma se logra alertar al operador en caso de una falla o la presencia de una condición anormal o fuera de lo aceptable, estas pueden ser tanto visuales como sonoras.

2.1.7. Componentes de un sistema SCADA

Se pueden ubicar a los componentes de un SCADA en dos grupos principales (ver figura 2.2):

- **Hardware:** un sistema SCADA necesita ciertos componentes inherentes de *hardware* en su sistema para poder tratar y gestionar la información captada:
- ✓ **Unidad Terminal Maestra (MTU):** la MTU es el computador principal del sistema, el cual supervisa y recoge la información del resto de las subestaciones; soporta una interfaz hombre-máquina. El sistema SCADA más sencillo es el compuesto por un solo computador, el cual es la MTU que supervisa toda la estación.
- ✓ **Unidad Remota de Telemetría (RTU):** la RTU es un dispositivo instalado en una localidad remota del sistema, está encargado de recopilar datos para luego ser transmitidos hacia la MTU. Esta unidad está provista de canales de entrada para detección o medición de las variables de un proceso y de canales de salida para control o activación de alarmas y un puerto de comunicaciones; físicamente estos computadores son tipo armarios de control. Una tendencia actual es la de dotar a los Controladores Lógicos Programables (PLC's) con la capacidad de funcionar como RTU.
- ✓ **Red de comunicación:** el sistema de comunicación es el encargado de la transferencia de información entre la planta y la arquitectura *hardware* que soporta el sistema SCADA, puede ser construida con cables o puede ser inalámbrica, haciendo uso de cualquier protocolo industrial de comunicación existente en el mercado, como por ejemplo: CANbus, Fieldbus, Modbus, etc.

- ✓ **Instrumentación de campo:** los instrumentos de campo están constituidos por todos aquellos dispositivos que permiten tanto realizar la automatización o control del sistema (PLC's, controladores de procesos industriales, y actuadores en general) y son los encargados de la captación de información del sistema.
- **Software:** es un programa que permite construir la interfaz hombre-máquina (*Machine Interface*), debe ser capaz de restringir la generación de señales de alarma entre dispositivos de campo, niveles de supervisión, niveles gerenciales y administrativos. *HMI* puede ser una simple lámpara indicadora, o constar de un conjunto de pantallas donde se encuentra representado gráficamente el proceso que se desea monitorear. En otras palabras, es el mecanismo que permite la interacción del ser humano con el proceso.

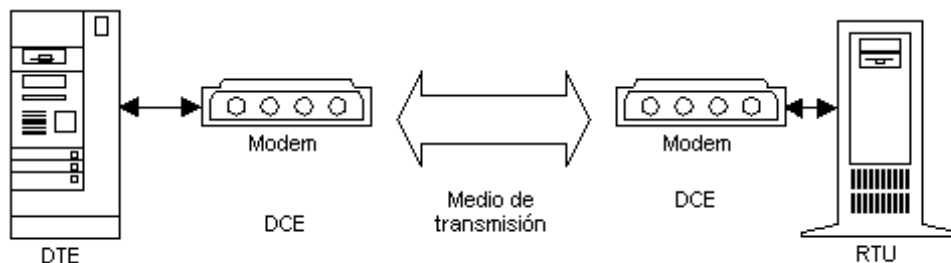


Figura 2.2. Esquema de conexión de equipos e interfaces de comunicación.

2.2. ENTORNO DE DESARROLLO LabVIEW

Cuando se habla de instrumentos de medida, es normal pensar en una carcasa rígida en la que se destaca un panel frontal lleno de botones, LED's y demás tipos de controles e indicadores. En la cara oculta del panel están los contactos de esos controles que los unen físicamente con la circuitería interna. Esta circuitería interna se compone de circuitos integrados y otros elementos

que procesan las señales de entrada en función del estado de los controles, devolviendo el resultado a los correspondientes indicadores del panel frontal (ver figura 2.3). [6]



Figura 2.3. Ventana principal de LabVIEW.

¿Qué se entiende por instrumentación virtual?

Un instrumento virtual es un módulo software que simula el panel frontal de un instrumento de medida y, apoyándose en elementos de hardware accesibles al ordenador (tarjetas de adquisición de datos, tarjetas DSP, instrumentos accesibles vía GPIB, VXI, RS-232, Serie, Paralelo, USB), realiza una serie de medidas como si fuese un instrumento real. [6]

De este modo, cuando se ejecuta un programa que funciona como instrumento virtual o VI (Virtual Instrument), el usuario ve en la pantalla de su computador un panel frontal cuya función es idéntica a la de un instrumento físico, facilitando la visualización y el control del



equipo. A partir de los datos reflejados en el panel frontal, el VI debe actuar recogiendo o generando señales, como lo haría su homólogo físico.

El control de procesos por computadora es bastante común en la actualidad, incluso el PC en sistemas de medida se usaba en los sesenta mediante la interface de bus IEEE 488 GPIB (General Purpose Interface Bus). Pero ha sido en los noventa cuando los procesadores de 16, 32 y 64 bits se han incorporado a equipos accesibles, consiguiendo altas velocidades y grandes capacidades de memoria.

2.2.1. Programación gráfica

Hasta hace poco la construcción de un VI se llevaba a cabo con paquetes de software que ofrecían una serie de facilidades, como funciones de alto nivel y la incorporación de elementos gráficos, que simplifican una tarea de programación y la elaboración de un panel frontal. Sin embargo, el cuerpo del programa seguía basado en texto, lo que suponía mucho tiempo invertido en detalles de programación que nada tienen que ver con la finalidad de un VI. Con la llegada del software de programación básica LabVIEW de National Instruments, el proceso de creación de un VI se ha simplificado significativamente, minimizándose el tiempo de desarrollo de las aplicaciones. [7]

National Instruments lanza NI LabVIEW 2010, una de las versiones más reciente del producto de mayor innovación en la historia de la compañía, cuenta con una capacidad que permite que ingenieros sin previa experiencia en programación de LabVIEW realicen aplicaciones de medición y control de manera rápida. Esta nueva versión incluye inteligencia distribuida: un potente conjunto de herramientas para diseñar, distribuir y sincronizar fácilmente sistemas y dispositivos inteligentes. Esta nueva e importante versión de su plataforma de desarrollo gráfico, aumenta la productividad de ingenieros y científicos en los sectores de prueba, diseño, supervisión y control.



Para quienes ya son expertos en LabVIEW, ahora obtienen una nueva capacidad para facilitar las tareas más comunes y poderosas funciones para aplicaciones complejas y de gran tamaño. NI LabVIEW 2010 también presenta un nuevo entorno basado en proyecto para desarrollar y administrar aplicaciones a gran escala, y lo último en tecnología express para simplificar el control de instrumentos. Esta nueva versión también incluye importantes novedades en los módulos Real-Time, FPGA, PDA y Registro de Datos y Control Supervisorio (DSC). [7]

LabVIEW es una herramienta diseñada especialmente para monitorizar, controlar, automatizar y realizar cálculos complejos de señales analógicas y digitales capturadas a través de tarjetas de adquisición de datos, puertos serie y GPIB's (Buses de Intercambio de Propósito General).

Es un lenguaje de programación de propósito general, como es el Lenguaje C o Basic, pero con la característica que es totalmente gráfico, facilitando de esta manera el entendimiento y manejo de dicho lenguaje para el diseñador y programador de aplicaciones tipo SCADA.

Incluye librerías para la adquisición, análisis, presentación y almacenamiento de datos, GPIB y puertos serie. Además de otras herramientas, como la conectividad con otros programas, por ejemplo de cálculo, y en especial MATLAB.

Está basado en la programación modular, lo que permite crear tareas muy complicadas a partir de módulos o sub-módulos mucho más sencillos. Además estos módulos pueden ser usados en otras tareas, con lo cual permite una programación más rápida y provechosa.

Los programas en LabVIEW constan de dos partes principales:

- **Panel frontal (front panel):** el panel frontal es lo que el usuario está observando cuando se está monitorizando o controlando el sistema, o sea, la interfaz del usuario. Éste

contiene una gran variedad de controles, indicadores e incluso se pueden diseñar controles e indicadores personalizados (ver figura 2.4).

Un control puede tomar varias formas, y muchas de estas formas están representadas por dibujos de instrumentos reales. Otros son estrictamente conceptos digitales o analógicos, pero todos los controles tienen una forma visual que indican cuál es el estado de dicho control en el instrumento real. [7]

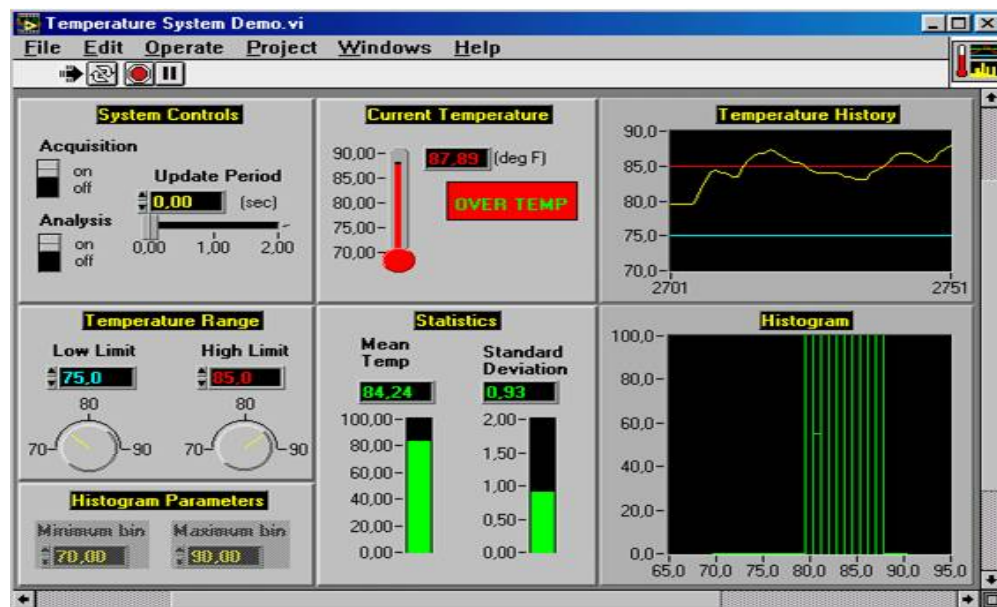


Figura 2.4. Panel frontal de un VI.

Es muy importante en un sistema SCADA que el usuario no tenga que interpretar nada, sino que todo le sea claro y conciso, las interpretaciones pueden dar lugar a falsas actuaciones y, por consiguiente, podrían cometerse errores fatales. Además, dos usuarios podrían interpretar de manera diferente cualquier evento.

- **Diagrama de bloques (block diagram):** el diagrama de bloques del VI es la cara oculta del panel frontal, aquella que el usuario del sistema no puede ver, en ella están todos los

controles e indicadores interconectados, pareciéndose mucho a un diagrama de esquema eléctrico. Esta cara es mucho menos conceptual que el panel frontal y para el usuario sería muy difícil entenderla.

Todos los módulos están interconectados, mediante líneas de conexión, por donde circulan los diferentes datos o valores del VI, de esta manera se logra que el VI funcione como un conjunto de elementos, módulos y sub-módulos (ver figura 2.5).

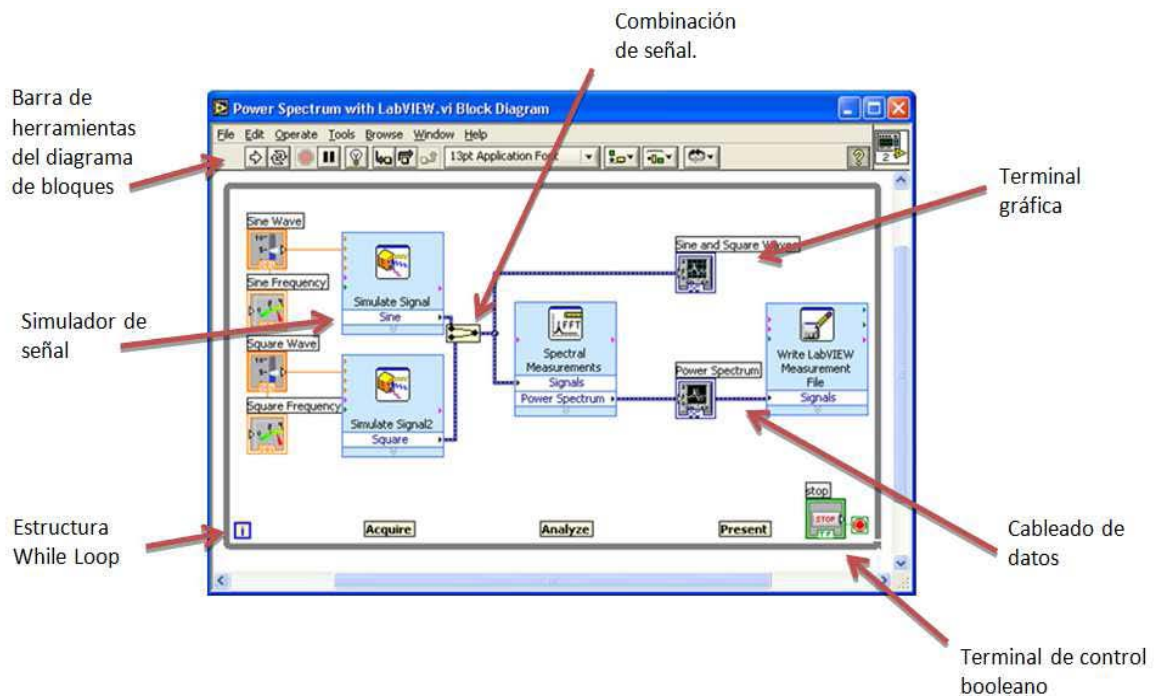


Figura 2.5. Diagrama de bloques de un VI

2.2.2. Características principales:

- Facilidad de uso.
- Rapidez de programación.



Con LabVIEW pueden crearse programas de miles de VI's (equivalente a millones de páginas de código texto) para aplicaciones complejas, programas de automatizaciones de decenas de miles de puntos de entradas/salidas (E/S). [8]

2.2.3. Aplicaciones de LabVIEW

En tareas como:

- Adquisición de datos y proceso de señales.
- Control de instrumentos
- Automatización industrial.
- Diseño de control.
- Diseño embebido.[9]

2.3. BASES TEÓRICAS SOBRE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

2.3.1 Definición

En toda instalación industrial, comercial así como domestica es indispensable el uso de la energía eléctrica, la continuidad de servicio y calidad de la energía es esencial para el uso de los diferentes equipos, ya sean industriales o domésticos. Por esto es necesario contar con una subestación que suministre la energía eléctrica a una potencia y voltaje apropiado. [10]

Una subestación eléctrica se puede definir como un conjunto de máquinas, equipos y circuitos que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica (tensión y corriente) y de permitir el suministro de la misma al sistema y líneas de transmisión existentes.



2.3.2. Clasificación

De acuerdo a su función:

- **Subestaciones elevadoras:** estas subestaciones se encuentran adyacentes a las centrales generadoras y permiten modificar los parámetros de la potencia suministrada por los generadores, para permitir la transmisión de la energía eléctrica a través de la líneas de transmisión a tensiones más elevadas que la generación, en Venezuela se genera entre 6 y 20 kV y se transmite a 115 kV, 230 kV y 400 kV.
- **Receptoras primarias:** estas subestaciones se alimentan directamente de las líneas de transmisión y reducen la tensión a valores menores según sea el nivel de la transmisión ya sea para ser usadas en sub-transmisión o en distribución según sea el caso, los niveles comunes de tensión de salida de estas subestaciones son de 34.5 kV, y 115 kV.
- **Receptoras secundarias:** estas subestaciones se encuentran alimentadas normalmente por los niveles de tensión intermedios (34.5 kV, 115 kV) para alimentar a las llamadas redes de distribución de 13.8 kV y 34.5 kV. [10]

De acuerdo al tipo de instalación:

- **Intemperie:** son aquellas que están construidas para operar a la intemperie y que requieren del uso de máquinas y aparatos adaptados para el funcionamiento en condiciones atmosféricas adversas (lluvia, nieve, viento, contaminación ambiental) generalmente se usan para sistemas de alta tensión y en una forma muy elemental en las redes de distribución aéreas.



- **Interior:** las subestaciones que son instaladas en el interior de edificios no se encuentran por lo tanto sujetas a las condiciones de la intemperie, esta solución en la actualidad solo encuentra aplicación en ciertos tipos de subestaciones que ocupan poco espacio y que se conocen como subestaciones unitarias, que operan con potencias relativamente bajas y se emplean en el interior de industrias o comercios.
- **Blindado:** en este tipo de subestaciones los aparatos y las máquinas se encuentran completamente blindados y el espacio que ocupan, a igualdad de potencia y tensiones, es muy reducido en comparación con los otros tipos de subestaciones. Generalmente se utilizan en fábricas, hospitales, auditorios, edificios y centros comerciales que requieran poco espacio para su instalación. [10]

De acuerdo a la potencia y la tensión que manejan:

- **Subestaciones de transmisión:** son las que operan con tensiones comprendidas entre 230 kV y 765 kV, considerados de Extra Alto Voltaje (EAV-EHV), aunque se están planeando la construcción de subestaciones que operen a voltajes más altos de 1100 kV hasta 1500 kV considerados a un nivel de Ultra Alto voltaje (EAV-UHV)
- **Subestaciones de subtransmisión:** operan con tensiones entre 230 kV y 115 kV, considerados de Alto Voltaje (AV-HV).
- **Subestaciones de distribución primaria:** tensiones entre 115 kV y 34 kV.
- **Subestaciones de distribución secundaria:** tensiones menores de 34.5 kV.



2.4. EQUIPOS QUE INTEGRAN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

2.4.1. Transformador de potencia

Es un aparato estático, el cual mediante inducción electromagnética transfiere la energía eléctrica de un punto del sistema conectado a la fuente de energía, a otro conectado a la carga, variando generalmente, parámetros de entrada (voltaje y corriente) para adaptarlos al centro de consumo. Son los equipos más importantes y de mayor costo. Reducen el voltaje a niveles de distribución y están diseñados con una relación y capacidad definida. Poseen un sistema de regulación de voltaje el cual puede ser operado con o sin carga. Utilizan aceite dieléctrico como medio de aislamiento y de refrigeración, y un sistema conservador para absorber los cambios de temperatura. Su función principal es suministrar la energía eléctrica a voltajes de transmisión, distribución o también suministrar la energía a voltajes de consumo o utilización (ver figura 2.6)

Componentes básicos:

- ✓ Núcleo
- ✓ Bobinas
- ✓ Aislamiento principal
- ✓ Aislamiento secundario
- ✓ Sistema de regulación (conmutador)
- ✓ Aislamiento sólido
- ✓ Aislamiento líquido
- ✓ Tanque principal y cubierta superior
- ✓ Conexiones externas
- ✓ Sistema de enfriamiento
- ✓ Sistema de expansión (tanque conservador)

Entre los principales accesorios se tiene:

- ✓ Termómetro de aceite
- ✓ Termómetro de imagen térmica
- ✓ Medidor de nivel
- ✓ Válvula de alivio
- ✓ Relé de sobrepresión (cualitrol)
- ✓ Llaves de paso y válvulas toma-muestra
- ✓ Deshidratantes (sílice-gel)
- ✓ Relé Buchholz
- ✓ Relé Jensen. [11]

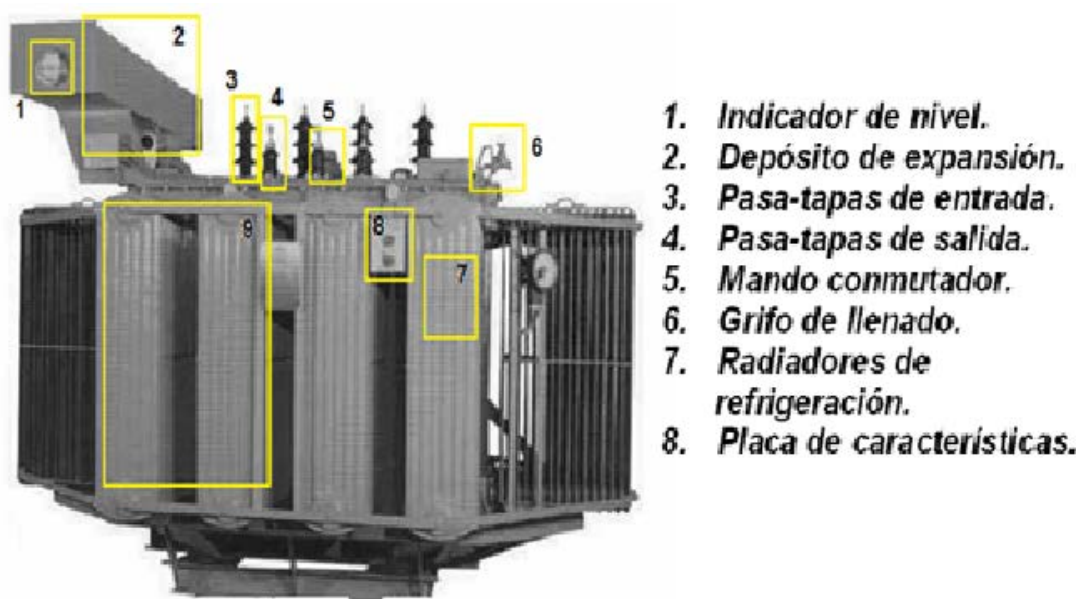


Figura 2.6. Transformador de potencia y sus partes. (Fuente: manual del operador de subestaciones. ELEORIENTE)

2.4.2. Equipos de maniobra

Son todos aquellos equipos de potencia instalados en la subestación para abrir o cerrar un circuito eléctrico. En las subestaciones de CORPOELEC existen tres (3) tipos:

- **Disyuntor:** Es un equipo de potencia diseñado para abrir o cerrar uno o más circuitos eléctricos, bajo condiciones normales de operación o de falla. [11]

Componentes de un disyuntor:

- ✓ Cámara de extinción.
- ✓ Columna.
- ✓ Mecanismo de accionamiento o mando.(ver figura 2.7)

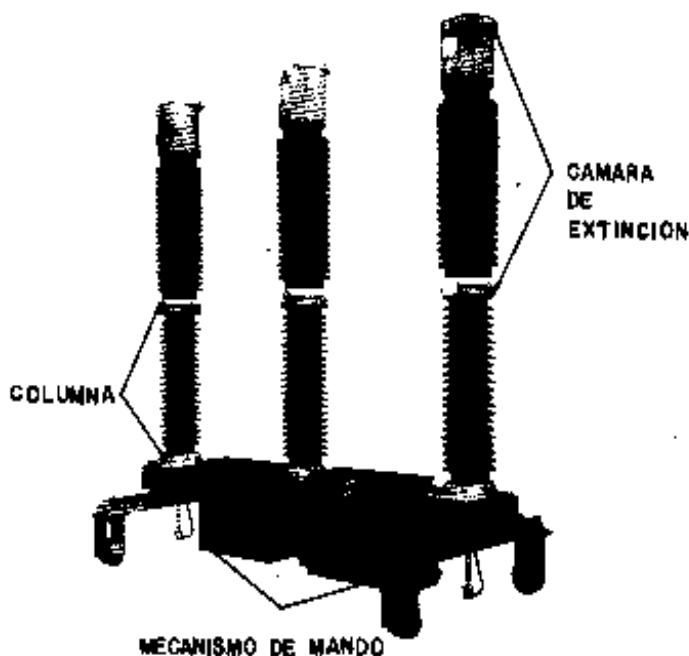


Figura 2.7. Disyuntor y sus partes principales. (Fuente: manual del operador de subestaciones. ELEORIENTE).

- **Seccionador:** es un equipo de maniobra diseñado sólo para abrir o cerrar un circuito eléctrico en condiciones energizadas o no, pero sin circulación de corriente de carga o cortocircuito.

Componentes de un seccionador:

- ✓ Terminales de conexión
- ✓ Cuchilla
- ✓ Columna de aislamiento
- ✓ Mecanismo de accionamiento. (ver Figura 2.8)

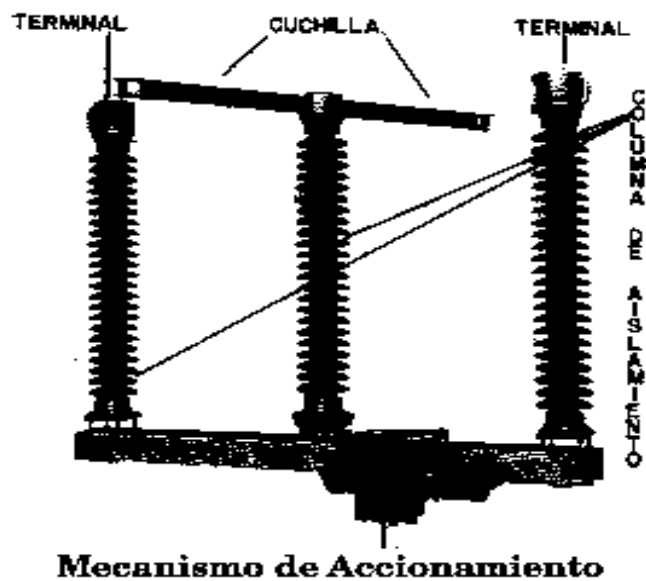


Figura 2.8. Seccionador y sus partes principales. (Fuente: manual del operador de subestaciones. ELEORIENTE)

- **Reconector:** Es un equipo, diseñado para abrir o cerrar un circuito eléctrico bajo condiciones normales de operación o de falla, en este último caso realiza la reconexión automática del circuito. Si la falla es permanente, abre definitivamente después de un ciclo de operaciones preestablecido.

Este cumple las siguientes funciones:

- ✓ Controlar el tiempo de disparo
- ✓ Establecer el tiempo de reenganche
- ✓ Contar el número de operaciones.

2.4.3. Transformadores de medida

Son equipos, cuya función es reducir a valores no peligrosos y normalizados, las corrientes y tensiones de una red eléctrica, a objeto de alimentar instrumentos de medición, protección y otros aparatos análogos. [11]

Existen 2 tipos de transformadores de medidas:

- **Transformador de corriente:** equipo donde la intensidad secundaria es, en condiciones normales de uso, proporcional a la intensidad primaria y desfasada con relación a la misma, un ángulo próximo a "cero", para una conexión adecuada. El lado primario consta de una o varias espiras, que se conectan en serie con el circuito cuya intensidad se desea medir. El secundario alimenta a los circuitos de intensidad de uno o varios instrumentos de medición, protección y otros aparatos análogos. (ver Figura 2.9)

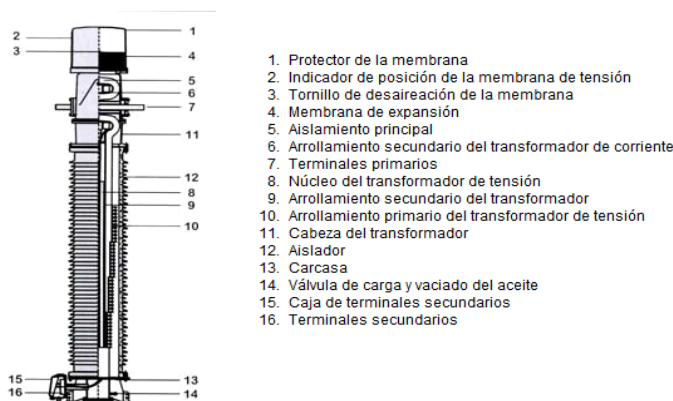


Figura 2.9. Transformador de corriente. (Fuente: <http://taitsa.com.ar/>)

- **Transformador de potencial:** es aquel en el cual la tensión secundaria es, en condiciones normales de uso, proporcional a la tensión primaria y desfasada con relación a la misma; un ángulo próximo a "cero" para una conexión adecuada. El primario de un transformador de potencial se conecta a los bornes, entre los cuales se desea medir la tensión. El secundario se conecta a los circuitos de tensión de uno o varios instrumentos de medición, protección y otros aparatos análogos. (ver figura 2.10)

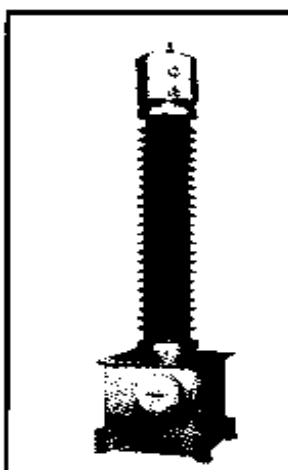


Figura 2.10. Transformador de potencial. (Fuente: manual del operador de subestaciones. ELEORIENTE)

- **Pararrayos:** es un equipo cuya función es la de descargar a tierra las sobretensiones producidas en las instalaciones por descargas atmosféricas, maniobras u otras causas. (ver Figura 2.11)

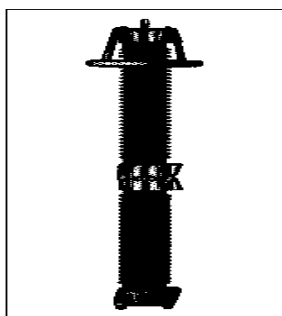


Figura 2.11. Pararrayos. (Fuente: manual del operador de subestaciones. ELEORIENTE)

2.4.4. Equipos e instrumentos de medición

Son aquellos aparatos instalados en la sala de mando, sala de servicios auxiliares, celdas o patio de la subestación con la finalidad de medir directa o indirectamente los diferentes parámetros eléctricos: Voltaje, Corriente, Potencia, etc. Entre estos se encuentran:

- **Instrumentos indicadores:** son aquellos que miden en cualquier momento el valor efectivo o promedio de un determinado parámetro eléctrico: tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva :
 - ✓ Amperímetros
 - ✓ Voltímetros
 - ✓ Megavatímetros
 - ✓ Megavarímetros. (ver figura 2.12)

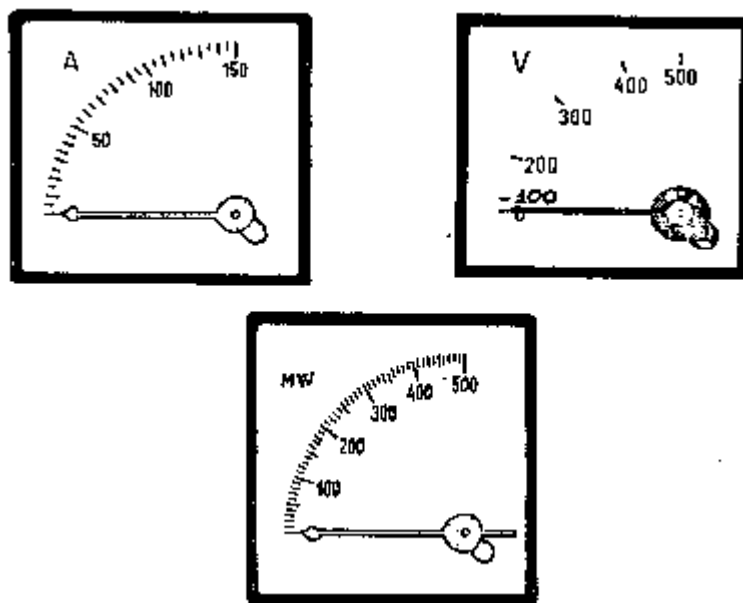


Figura 2.12. Instrumentos indicadores. (Fuente: manual del operador de subestaciones. ELEORIENTE.)



- **Instrumentos registradores:** son aquellos que registran en un papel, en forma continua por medio de una plumilla, el valor efectivo, promedio o pico de un determinado parámetro eléctrico: tensión, potencia activa, potencia reactiva, etc. Entre estos existen:

- ✓ Voltímetros
- ✓ Contadores de energía
- ✓ Megaohmetros.

2.4.5 Servicios auxiliares

Son todos aquellos equipos que permiten suministrar la energía necesaria para el control, mando, señalización, protección, registros, mediciones, etc., de los equipos de potencia, tanto en condiciones normales de funcionamiento de la fuente de energía principal, como en condiciones de emergencia por desconexión o falla de la misma. Se dividen en [12]:

- **Corriente continua:**

- ✓ **Rectificadores:** son los equipos que permiten convertir la corriente alterna en continua. Normalmente existen dos (2) por cada subestación, los cuales operan en el sistema trifásico de (120-208) V o (240-416) V o (270-480) V, según sea el caso. La subestación opera normalmente con un equipo rectificador, pudiéndose, en caso de emergencias, operar con ambos equipos en paralelo.
- ✓ **Baterías:** las baterías son las fuentes de acumulación de energía eléctrica, que tienen por finalidad cubrir las cargas más importantes de los servicios de corriente continua cuando falta totalmente la alimentación en barra de los servicios de corriente alterna y, en toda circunstancia, las solicitudes de energía para el accionamiento de los sistemas de protección y mando en los equipos de maniobra.

➤ **Tableros de servicios auxiliares de corriente continua**

El tablero de servicios auxiliares de corriente continua consta de:

- ✓ Contactores magnéticos para alimentación de las barras de corriente continua por cada rectificador y banco de baterías.
- ✓ Interruptores automáticos del tipo termomagnéticos, para los circuitos de distribución de servicios auxiliares por tramo.

Con fines de señalización de alarmas, están provistos de:

- ✓ Un relé detector de polo a tierra, para señalar la existencia de contacto de un polo del sistema de corriente continua a tierra, discriminándolo al mismo tiempo.
- ✓ Un relé de mínima tensión que, al energizarse, produce una alarma de baja tensión, cuando se alcanza un valor de 90 V en el sistema de corriente continua.

Los servicios auxiliares se clasifican en:

- Corriente alterna:
 - Transformadores de servicios auxiliares
 - Tableros
 - Planta de emergencia
 - Sistema de enclavamiento
- Corriente continua:
 - Rectificadores
 - Baterías
 - Tableros

- Sistema de aire comprimido:
 - Estación central
 - Red de aire comprimido
- Sistema de iluminación:
 - Exterior
 - Normal
 - Emergencia
 - Interior
 - Normal
 - Emergencia
- Sistema de tomacorriente:
 - Exterior
 - Interior
- Sistema de aire acondicionado.

➤ Corriente alterna

- ✓ **Transformador de servicios auxiliares:** dependiendo del tamaño e importancia de la subestación, se provee la instalación de uno o dos bancos de transformadores o transformadores trifásicos.

2.4.6. Casa de mando y edificaciones auxiliares.

- ✓ **Casa de mando:** en una subestación, constituye la mayor edificación y en ella, generalmente, se encuentran instalados los tableros de mando, control, medición, protección, señalización de alarmas, servicios auxiliares de corriente continua, equipos de telecomunicaciones y otros, cuando así lo indica el proyecto particular de



una subestación. CORPOELEC tiene normalizadas las disposiciones de tableros y equipos dentro de la casa de mando, según el tipo de subestación. En aquellas subestaciones como las nodales 400T, las protecciones se sitúan en salas de relés, independientes de la casa de mando. [12]

✓ **Edificaciones auxiliares:** en aquellas subestaciones que lo han requerido, se han construido edificaciones auxiliares a la casa de mando. Estas edificaciones podrán ser:

- Depósitos de equipos, materiales y repuestos
- Caseta de vigilancia
- Edificación para oficinas especiales
- Taller

2.5. ESQUEMA DE BARRAS EN SUBESTACIONES

Un esquema de barras es la disposición de la barra o de los juegos de barras por niveles de tensión que conforman una subestación.

2.5.1. Esquemas de barras existentes en las subestaciones de transmisión de CORPOELEC:

- **Esquema de barra simple:** este esquema está formado por una sola barra continua a la cual se conectan directamente los diferentes tramos de la subestación (ver figura 2.13). El esquema de barra simple se utiliza en áreas de servicio en las cuales los cortes de energía por mantenimiento afectan a cargas de poca importancia.

✓ Ventajas

- Instalación simple y de fácil operación.
- Complicación mínima en las conexiones de los equipos y del esquema de protecciones.
- Costo reducido.
- Requiere de poco espacio físico para su construcción.

✓ Desventajas

- Una falla en barras interrumpe totalmente el suministro de energía.
- El mantenimiento de un disyuntor implica dejar fuera de servicio el tramo al cual está asociado, no hay flexibilidad de operación.
- Requiere que la subestación esté totalmente fuera de servicio para realizar ampliaciones en la barra.

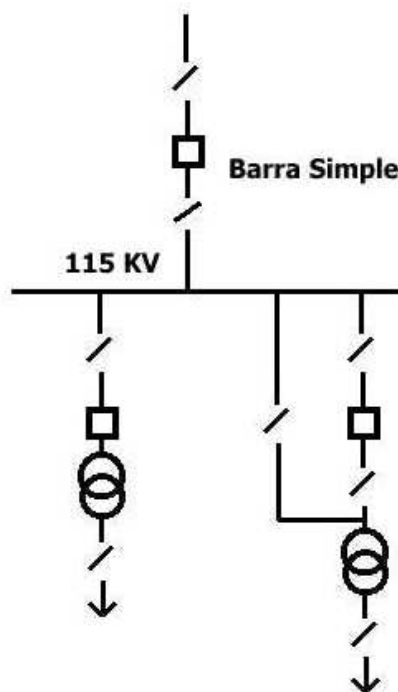


Figura 2.13. Esquema de barra simple. (Fuente: <http://jaimevp.tripod.com/FOTOS/wpe4.jpg>) [13]

- **Esquema de barra seccionada por un disyuntor:** este esquema está constituido por dos (2) barras principales, las cuales pueden acoplarse entre sí mediante un disyuntor y sus seccionadores asociados (ver figura 2.14). Se utiliza en subestaciones normalizadas del tipo Nodal III con acoplador de barra.

✓ **Ventajas**

- Garantiza mayor continuidad de servicio.
- Facilita el mantenimiento de los tramos conectados a la barra.
- Fallas en barras dejan fuera de servicio los tramos de la sección de barras afectada.
- Requiere de poco espacio físico para su construcción.

✓ **Desventajas**

- Una falla en barra puede ocasionar racionamiento.
- El mantenimiento de un disyuntor deja fuera de servicio el tramo al cual está asociado.

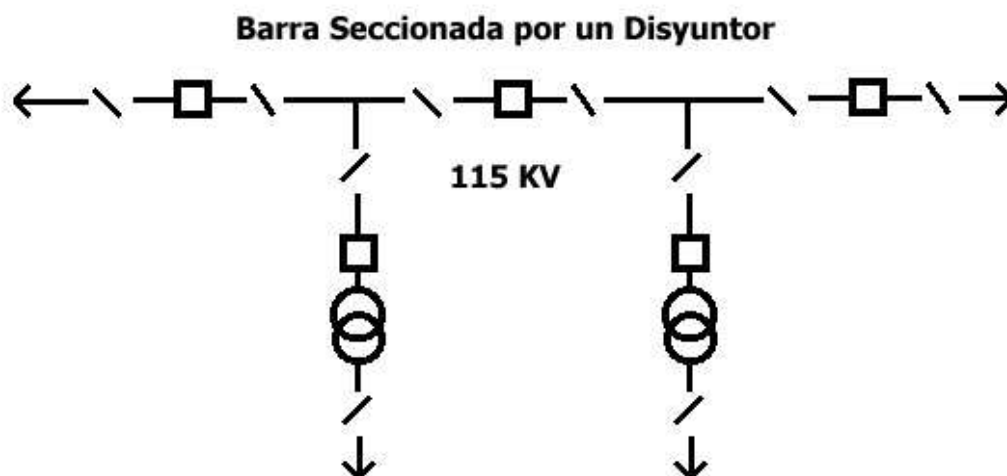


Figura 2.14. Esquema de barra seccionada por un disyuntor. (Fuente: <http://jaimevp.tripod.com/FOTOS/wpe6.jpg>) [13]

- **Esquema de barra simple con seccionadores en derivación:** este esquema es similar al esquema de barra simple, sólo que los tramos tienen adicionalmente un seccionador en derivación (bypass) (ver figura 2.15). Se utiliza en el diseño de subestaciones normalizadas tipo RADIAL II.

✓ **Ventajas:**

- Son similares a las del esquema de barra simple, pero adicionalmente permite realizar labores de mantenimiento en los tramos sin interrumpir el servicio, mediante el auxilio del seccionador en derivación (bypass).
- Requiere de poco espacio físico para su construcción.

✓ **Desventajas:**

- Una falla en barra interrumpe totalmente el suministro de energía.
- Requiere que la subestación esté totalmente fuera de servicio para realizar ampliaciones en la barra.

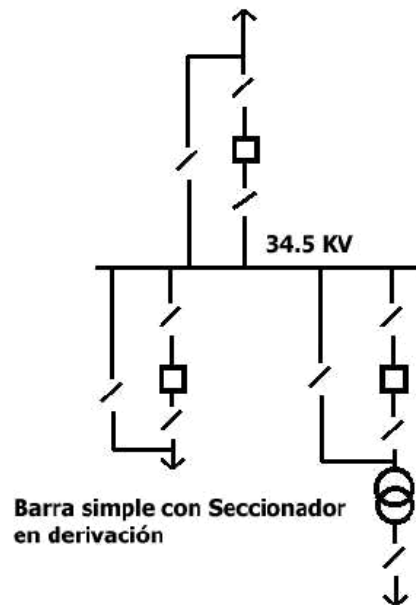


Figura 2.15. Esquema de barra simple con seccionador en derivación. (Fuente:

<http://jaimevp.tripod.com/FOTOS/wpe6.jpg>) [13]

- **Esquema de barras principal y transferencia:** este esquema está constituido por una barra principal y una barra de transferencia y permite la transferencia de tramos (ver figura 2.16). Se utiliza en los diseños normalizados de las subestaciones NODAL I y NODAL II.

✓ **Ventajas:**

- Se puede realizar el mantenimiento del disyuntor de un tramo transfiriendo su carga.
- Facilita efectuar el mantenimiento de los seccionadores de línea y transferencia, afectando solamente el tramo al cual están asociados.
- Requiere de poco espacio físico para su construcción.

✓ **Desventajas:**

- Para realizar el mantenimiento de la barra y de los seccionadores asociados, es necesario desenergizar totalmente la misma.

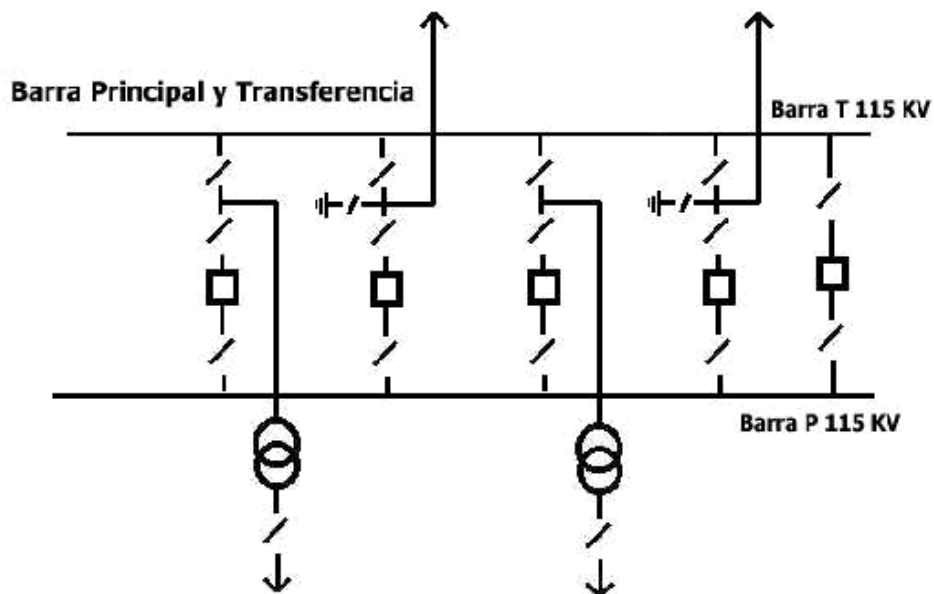


Figura 2.16. Esquema de barras principal y transferencia. (Fuente:

<http://jaimevp.tripod.com/FOTOS/wpe11.jpg>) [13]

➤ **Esquema de Barra Doble (Mixtas):** está constituido por dos (2) barras principales, las cuales se acoplan entre sí mediante un disyuntor y sus seccionadores asociados (ver figura 2.17). Se utiliza en las instalaciones relacionadas directamente con la red troncal del sistema interconectado.

✓ **Ventajas:**

- Las labores de mantenimiento pueden ser realizadas sin interrupción del servicio.
- Facilita el mantenimiento de seccionadores de barra, afectando únicamente el tramo asociado.

✓ **Desventajas:**

- La realización del mantenimiento en un disyuntor de un tramo, requiere la salida del tramo correspondiente.
- Requiere de gran espacio físico para su construcción.

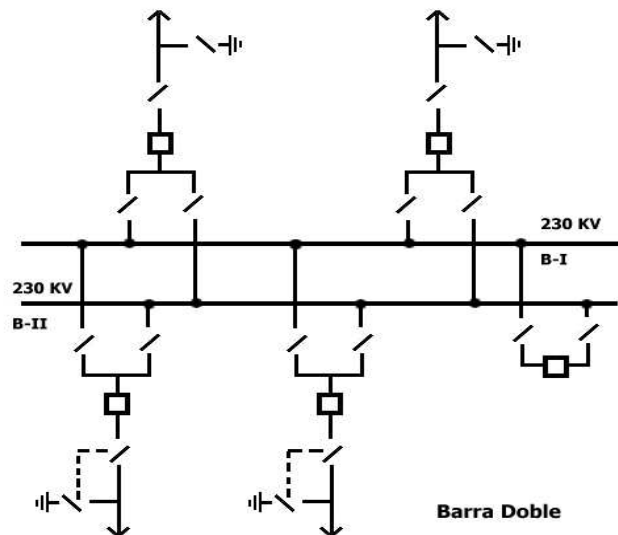


Figura 2.17. Esquema de barra doble (mixtas). (Fuente: <http://jaimevp.tripod.com/FOTOS/wpeA.jpg> [13])

- **Esquema de barra doble con disyuntor y medio:** Constituido por dos (2) barras principales interconectadas a través de dos (2) tramos de disyuntor y medio (1-1/2) a los cuales las salidas están conectadas. se utilizan en el diseño normalizado de las subestaciones tipo Nodal 400 T (ver figura 2.18)

✓ **Ventajas:**

- No necesita tramo de enlace de barra
- El mantenimiento de un disyuntor se puede realizar sin sacar de servicio el tramo correspondiente.

✓ **Desventajas:**

- Para la realización del mantenimiento de los seccionadores conectados directamente al tramo, es necesario dejar fuera de servicio el tramo correspondiente.
- Requiere gran espacio físico para su construcción

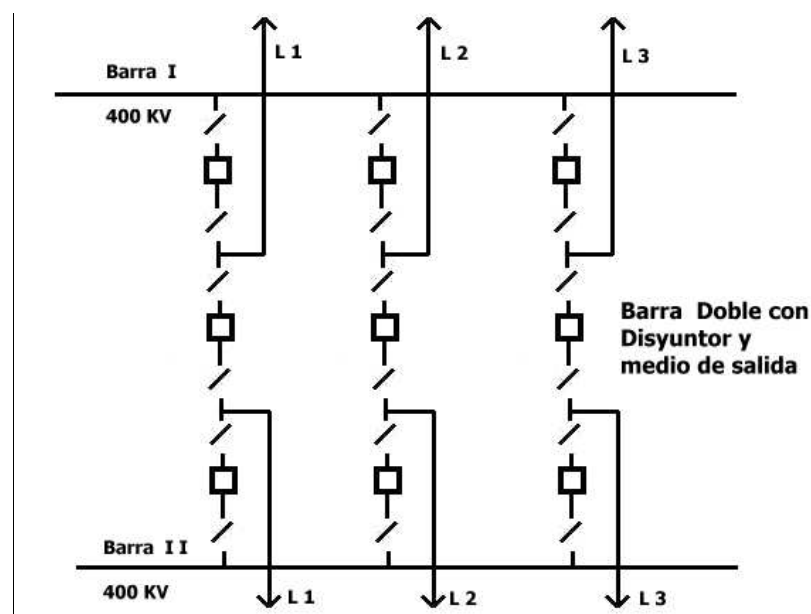


Figura 2.18. Esquema de barra doble con disyuntor y medio. (Fuente:

<http://jaimevp.tripod.com/FOTOS/wpeE.jpg>) [13]

2.6. ¿CUÁL ES LA IMPORTANCIA DE UNA SUBESTACIÓN?

Una subestación, representa una instalación clave en la prestación del servicio eléctrico y su importancia radica desde el punto de vista del movimiento de energía; es decir, de la potencia que transportan las diferentes líneas de transmisión del sistema en un lapso considerado, por tanto, tenemos que cuando la transmisión de la energía es interrumpida por cualquier contingencia, están involucrados varios factores, entre ellos se destacan los siguientes:

- ✓ Costos por dejar de transmitir
- ✓ Deterioro de la imagen de la empresa.

2.7. NOMENCLATURA DE EQUIPOS

¿Cuál es su importancia?

La importancia de la nomenclatura de los equipos de maniobra, nace de la necesidad de normalizar mediante la asignación de un código alfanumérico, que permita de una forma sencilla la identificación de los equipos dentro del sistema eléctrico (nombre, posición y función). De esta manera se establece la codificación operativa indicada a continuación [12]:

Tabla 2.1. Nomenclatura para equipos normalizada por CORPOELEC.

“A”	“B”	“C”	“D”
TENSION Alfabética	N° DE TRAMO Numérico	TIPO DE TRAMO Numérico	CLASE Numérico

- ✓ El carácter "A" es alfabético, permite identificar el nivel de tensión del equipo y se clasifica de la siguiente manera (ver figura 2.19):

Carácter	Nivel de Tensión	Color
Z	800Kv.	Naranja
X	400Kv.	Verde
M	230Kv.	Rojo
K	138Kv.	
H	115Kv.	Azul
J	66Kv.	Negro
B	34.5Kv.	Amarillo
D	13.8Kv.	Marrón
E	24Kv.	
F	6.6Kv.	
G	2.4Kv.	
O	≤1Kv.	

Figura 2.19. Designación del 1er carácter en la nomenclatura de un equipo. (Fuente: manual del operador de subestaciones. ELEORIENTE.)

- ✓ EL carácter "B" es numérico consecutivo y representa el correlativo de un mismo tipo de tramo, pudiendo ser de dos cifras.
- ✓ El carácter "C" es numérico y se utiliza para denominar la clase del grupo de maniobra al cual pertenece, tal como se indica en la tabla siguiente según el tipo de tramo:

- 0 Línea de transmisión
- 1 Lado alta tensión del transformador
- 2 Sección del juego de barras principales juegos de barras anillado disyuntor 1 1/2.
- 3 Acoplador de barras serie
- 4 Compensadores estáticos serie. Ej.: reactores, capacitadores, etc.
- 5 Compensadores estáticos paralelo. Ej.: reactores, capacitadores, etc.
- 6 Sección del juego de barras de reserva, de transferencia
- 7 Equipo de rectificación
- 8 Lado baja tensión del transformador



9 Generador o compensador sincrónico

✓ El carácter "D" es numérico y se utiliza para denominar la función del equipo de maniobra como se señala a continuación:

- 0 Disyuntor (excluyendo líneas de transmisión)
- 1 Seccionador de puesta a tierra
- 2 Seccionador de bypass
- 3 Seccionador de línea
- 4 Seccionador del lado de barra principal o barra No 1.
- 5 Disyuntor (líneas), disyuntor (segunda opción), excluyendo líneas de transmisión, disyuntor asociado con la barra de reserva con equipos, seccionador (excluyendo líneas)
- 6 Seccionador del lado de barras de reserva o de transferencia, seccionador de esquina de un anillo.
- 7 Seccionador de disyuntor, lado del juego de barras.
- 8 Seccionador del lado de barra principal (segunda opción)
- 9 Seccionador unión de juego de barras-reactor, seccionador de juego de barras de reserva (segunda opción).

2.8. DIAGRAMA UNIFILAR

Es la representación monofásica del esquema trifásico de una subestación, con el propósito de facilitar la ubicación e identificación de los diferentes equipos y tramos que la conforman.

Un diagrama unifilar está conformado por la asociación de diferentes tramos a un determinado esquema de barra, como se muestra a continuación (ver figura 2.20):

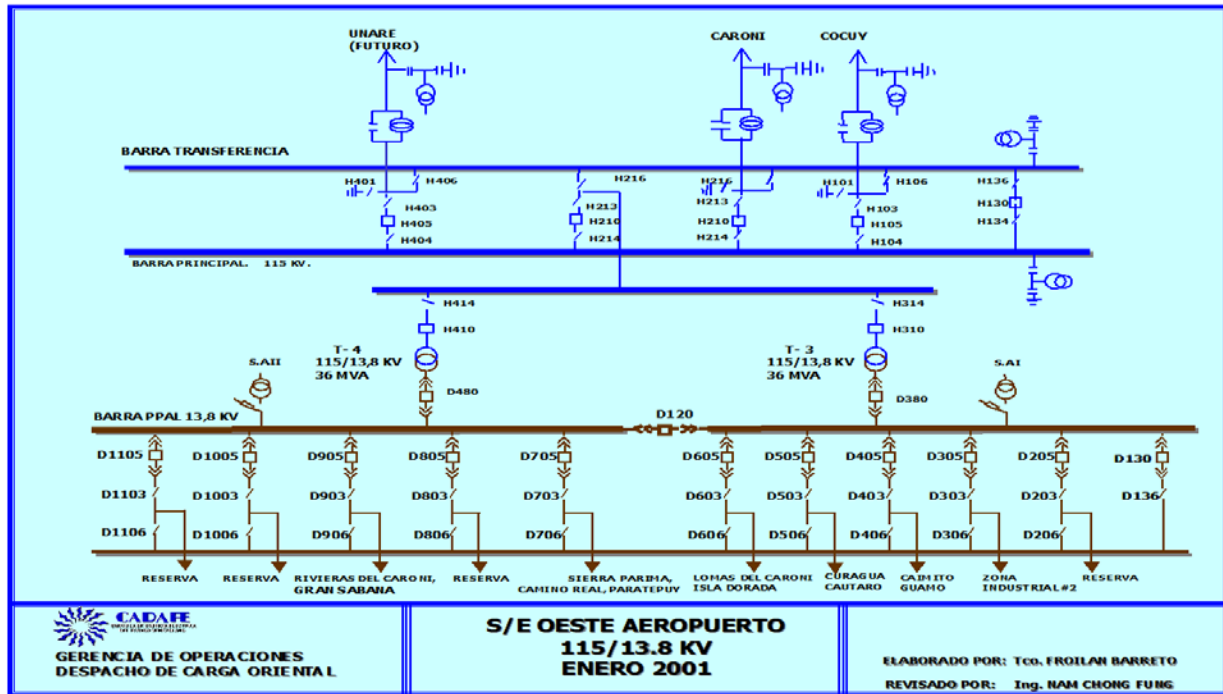


Figura 2.20. Diagrama unifilar de una subestación. (Fuente: manual del operador de subestaciones. ELEORIENTE.)

2.8.1 Tramo de una subestación

Es el espacio físico de la subestación conformado por dispositivos de maniobra y equipos de potencia asociados.

2.8.2 Clasificación de los tramos de una subestación

De acuerdo a la función que cumplen, encontramos tramos de:

- ✓ Generación
- ✓ Transformación
- ✓ Salida de línea
- ✓ Acople y/o seccionamiento de barra
- ✓ Transferencia

- ✓ Compensación

➤ **Tramo de Generación:** conformado por los siguientes componentes (ver figura 2.21):

- ✓ Unidad generadora
- ✓ Disyuntor de salida
- ✓ Transformadores de corriente
- ✓ Transformador-elevador de potencia

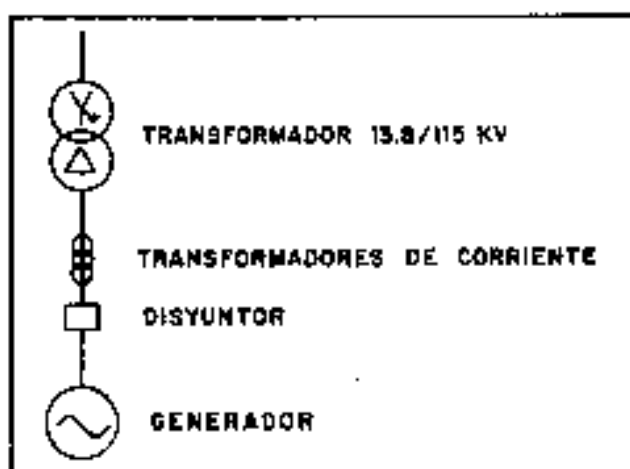


Figura 2.21. Tramo de generación de una subestación. (Fuente: manual del operador de subestaciones. ELEORIENTE.)

➤ **Tramo de Transformación:** según el nivel de tensión del tramo, existen dos (2) tipos de tramos de transformación con el mismo diseño:

- ✓ **Tramo llegada de transformador a barra (lado alta tensión):** está integrado por (ver figura 2.22):
 - Transformador de Potencia
 - Disyuntor
 - Seccionadores de línea y barra

- Transformadores de corriente
- Seccionadores rompearco
- Pararrayos.

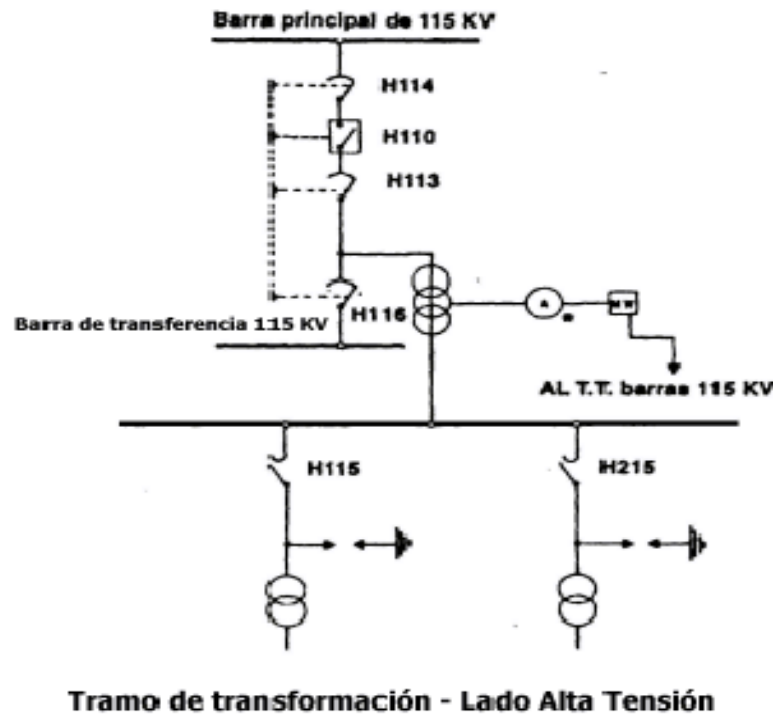


Figura 2.22. Tramo llegada de transformador a barra lado alta tensión. (Fuente: manual del operador de subestaciones. ELEORIENTE.)

✓ **Tramo llegada de Transformador a Barra (lado Baja Tensión):** Está constituido por (ver figura 2.23):

- Transformador de potencia
- Disyuntor
- Transformadores de corriente
- Transformador de potencial
- Seccionadores (para autotransformadores)
- Pararrayos.

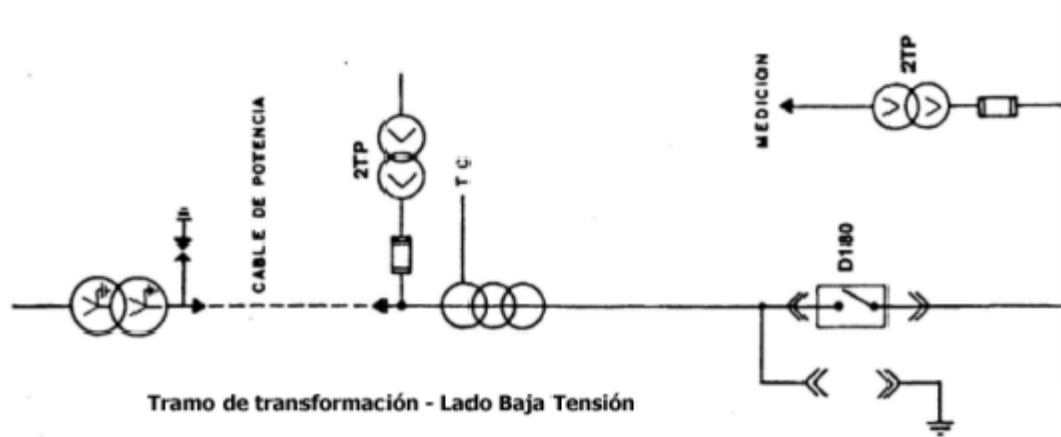


Figura 2.23. Tramo llegada de transformador a barra lado baja tensión. (Fuente: manual del operador de subestaciones. ELEORIENTE.)

➤ **Tramo de salida de línea:** el tramo de salida de línea está integrado por (ver figura 2.24) :

- ✓ Un disyuntor
- ✓ Un seccionador de línea
- ✓ Un seccionador de puesta a tierra
- ✓ Dos (2) seccionadores de barra
- ✓ Tres (3) transformadores de corriente
- ✓ Trampa de onda
- ✓ Transformadores de potencial
- ✓ Pararrayos (opcional)

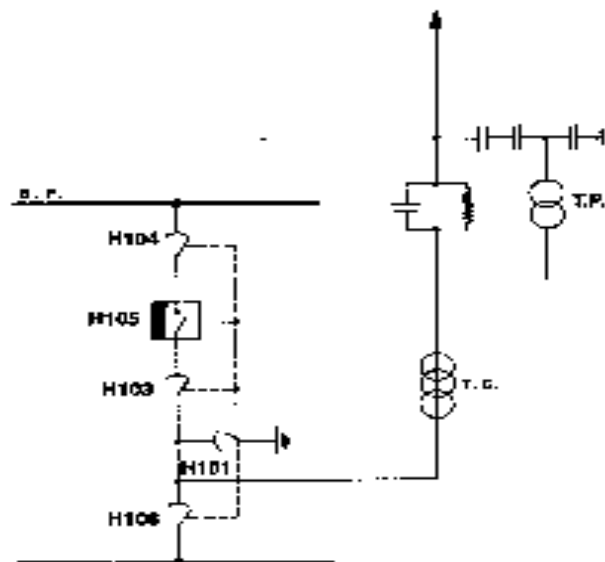


Figura 2.24. Tramo de salida de línea. (Fuente: manual del operador de subestaciones. ELEORIENTE.)

- **Tramo de acople y/o seccionamiento de barras:** dependiendo del esquema de barra existente en la subestación, el tramo puede estar constituido por componentes diferentes:

- ✓ Por un seccionador (ver figura 2.25):



Figura 2.25. Tramo de acople compuesto por un seccionador. (Fuente: manual del operador de subestaciones. ELEORIENTE)

- ✓ Por un disyuntor extraíble (ver figura 2.26):



Figura 2.26. Tramo de acople compuesto por un disyuntor extraíble. (Fuente: manual del operador de subestaciones. ELEORIENTE)

- ✓ Por un disyuntor y sus dos (2) seccionadores asociados (ver figura 2.27):

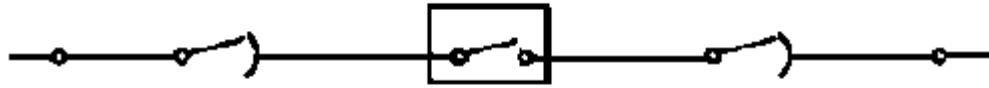


Figura 2.27. Tramo de acople compuesto por un disyuntor y dos seccionadores asociados. (Fuente: manual del operador de subestaciones. ELEORIENTE)

- **Tramo de transferencia:** la función básica del tramo de transferencia es sustituir temporalmente en sus funciones al disyuntor del tramo que es sometido a mantenimiento o reparación. Los componentes que integran este tramo varían de acuerdo al nivel tensión (ver figura 2.28):
 - ✓ Tensiones 115 y 230 kV
 - ✓ Un disyuntor
 - ✓ Un seccionador de barra principal
 - ✓ Un seccionador de barra de transferencia
 - ✓ Tensión de 13.8 kV y eventualmente de 34.5 kV
 - ✓ Un disyuntor
 - ✓ Tres (3) transformadores de corriente
 - ✓ Seccionadores de transferencia

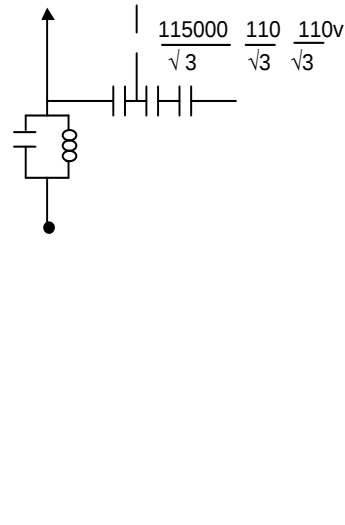


Figura 2.28. Tramo de salida y de transferencia. (Fuente: manual del operador de subestaciones. ELEORIENTE).

2.9. ENCLAVAMIENTO :

Es el mecanismo de bloqueo o desbloqueo de la operación de cualquier equipo, que opera en forma manual, neumática, hidráulica o eléctrica.

Su función es impedir la ejecución de maniobras inseguras, de manera de proporcionar, principalmente, seguridad a los operadores, así como evitar daños en los equipos involucrados en las operaciones. [12]

Según su operación se encuentra:

- **Mecánico:** es aquel que se produce a través de la operación de bielas o cerraduras con pestillo, asociadas a equipos (seccionadores, disyuntores).



- **Automático:** es aquel que se realiza mediante medios eléctricos, electrónicos o electromecánicos para el bloqueo o desbloqueo de los equipos de maniobra y pueden ser de rutina y excepcional.
- **Enclavamiento automático de rutina:** es aquel que se realiza en los equipos de maniobra, en las condiciones normales de operación.
- **Enclavamiento automático excepcional:** es aquel que requiere el uso de una llave especial o de desenclavamiento, y el cual es ejecutado ocasionalmente por el operador de guardia bajo supervisión directa.

2.9.1. Criterios generales de enclavamiento:

Los criterios de enclavamiento, dependen de la combinación de los equipos de maniobra y del tramo asociado, así encontramos criterios de enclavamiento para [7]:

- **Seccionador de barra-disyuntor:** los seccionadores de barra del tramo acoplador, solo podrán ser operados cuando el disyuntor del tramo esté “Abierto”.
- **Seccionador de línea y barra-disyuntor:** los seccionadores de línea y barra, solo podrán ser operados si el disyuntor del tramo se encuentra “Abierto”.
- **Seccionador de línea-seccionador de puesta a tierra:** el seccionador de línea, solo podrá ser operado si el seccionador de puesta a tierra está “Abierto”. El seccionador de puesta a tierra, solo podrá ser operado si el seccionador de línea está “Abierto”.



- **Seccionador de transferencia - disyuntor de transferencia:** el seccionador de transferencia de un tramo salida de línea, solo podrá ser operado si el disyuntor del tramo de transferencia está “Abierto”.
- **Seccionador de transferencia - seccionador de puesta a tierra:** el seccionador de transferencia, solo podrá ser operado, si el seccionador de puesta a tierra está “Abierto”.
- **Seccionador rompearco de alta tensión - disyuntor de alta tensión. (tramo transformador):** el seccionador rompearco de alta tensión, solo podrá ser operado, si el disyuntor de alta tensión está “Abierto”.
- **Seccionador rompearco de alta tensión-disyuntor de baja tensión. (Tramo transformador):** el seccionador rompearco de alta tensión, solo podrá ser operado, si el disyuntor del lado de baja tensión está “Abierto”.

2.10. DISPOSICIONES GENERALES DE OPERACIÓN

- ✓ El despachador de guardia es la máxima autoridad en el sistema.
- ✓ El operador de la subestación informará de inmediato al despacho de carga, cualquier cambio que ocurra en la instalación. Esta información debe ser transmitida sin necesidad de que el despachador la solicite.
- ✓ No se efectuará ninguna maniobra en la subestación, sin la previa autorización del despacho; se excluyen las operaciones de emergencia, cuando esté en peligro la vida de una persona o un equipo.
- ✓ No se efectuará ningún mantenimiento de equipo que afecte la operación del sistema, sin la previa autorización del despacho, aun cuando dicho equipo esté fuera de servicio.
- ✓ No se energizará un transformador de potencia que haya disparado por protección diferencial, Buchholz, imagen térmica, sobre temperatura hasta que haya sido revisado



CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO



detenidamente por personal técnico autorizado, solo se energizará cuando haya disparado por sobrecorriente.

- ✓ Todas las operaciones de aquellas subestaciones que no tengan comunicación directa con el despacho de carga serán coordinadas a través de la subestación piloto de zona la cual servirá de puente con el despacho.

CAPÍTULO III

Marco metodológico



INTRODUCCIÓN

El capítulo que se va a tratar a continuación permite mencionar todos y cada uno de los elementos metodológicos de utilidad para el buen desarrollo de este trabajo especial de grado, así como también los medios (Internet, revistas, textos, etc.) de investigación utilizados para la obtención del marco teórico el cual es el fundamento o pilar principal en cualquier investigación y es el que permitirá cumplir con los objetivos establecidos.

Este proyecto se basa en una investigación de tipo documental, de campo y experimental, las cuales forman parte del desarrollo del mismo, en este trabajo se dictan un conjunto de fases o pasos a seguir en forma secuencial, lo que permitirá la extracción, clasificación y la organización de la información necesaria para obtener la solución al proyecto planteado.

El fin primordial de este trabajo especial de grado es “DISEÑO DE UN SISTEMA DE MANDO REMOTO PARA EL CONTROL Y SUPERVISION DE OPERACIONES EN LA SUBESTACIÓN PLANTA CENTRO”. Este sistema de mando remoto muestra una interfaz gráfica que permite la interacción del operador de la subestación con los equipos de maniobra y medición, desde un computador instalado en la sala de mando.

3.1. Tipo de investigación

El proceso de investigación está establecido: de acuerdo con las estrategias que emplea el investigador y otro con la cual se desea hacer profundidad del mismo, se deduce entonces que la estrategia del presente trabajo está enmarcado en la modalidad de un proyecto factible, la cual, la normativa para la elaboración de trabajos de grado de la Universidad Pedagógica Experimental Libertador, UPEL define como sigue a continuación:



“El proyecto factible consiste en la investigación, elaboración y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo viable para solucionar problemas, requerimientos o necesidades de organizaciones o grupos sociales; puede referirse a la formulación de políticas, programas, tecnologías, métodos o procesos”. [14]

Asimismo, tomando en cuenta el nivel de profundidad en el conocimiento que se desea alcanzar, para el desarrollo del estudio, se sustenta un nivel metodológico descriptivo, es decir, busca especificar propiedades y manifestaciones importantes de un fenómeno que se analice; por tal motivo, esta investigación comprende la búsqueda o análisis para el control y supervisión de operaciones.

3.2. Metodología a utilizar

El estudio propuesto se adapta a los requerimientos de una programación orientada a objetos, cuyo objetivo central está referido al diseño de un sistema de mando remoto. Este diseño permite establecer una interacción con la realidad de la situación en la Subestación Planta Centro, ya que la finalidad de este proyecto es la creación de una interfaz hombre-máquina que permita el control, monitoreo y supervisión de los diferentes equipos de maniobra y medición que se encuentran instalados en el patio de la subestación, y esto se lleva a cabo mediante un entorno de programación gráfico (como lo es el LabVIEW), que permite crear instrumentos virtuales interconectados entre sí mediante diagramas de bloque, que obedecen una lógica establecida para controlar dispositivos, ya sea la apertura y cierre de interruptores, lectura de instrumentos medidores, activación y desactivación de alarmas, etc.



3.3. Diseño de la investigación

El proyecto se desarrolló a través de fases o instancias concebidas para alcanzar los objetivos planteados. A continuación se describirán dichas fases:

3.3.1. Fase I. Selección del entorno de programación

En esta fase del proyecto se seleccionó como lenguaje de desarrollo el entorno NI LABVIEW 2010 de la National Instruments, ya que dicho entorno permite crear aplicaciones de software más fáciles de utilizar y amigables para el usuario. Dicho entorno se eligió debido a que, a diferencia de otros lenguajes de programación, es totalmente gráfico, de esta manera se ahorran cientos de hojas de código texto, tal como ocurre con otros entornos similares, tal es el caso de VISUAL BASIC, MATLAB, SIMULINK, C, C++, etc.

La disponibilidad que presenta el entorno LabVIEW es muy extensa, ya que es compatible con distintos sistemas operativos (WINDOWS, LINUX), y la flexibilidad que presenta en los requerimientos del sistema para su instalación.

Otra de las virtudes que presenta LabVIEW es la compatibilidad con otros lenguajes de programación y entornos de desarrollo de aplicaciones graficas (VISUAL BASIC, MATLAB, C, C++, ACCESS, EXCEL, WINCC, etc.) permitiendo la interacción con dichos entornos y la importación de librerías y herramientas para ser utilizadas en el desarrollo de un VI. Cabe destacar que LabVIEW posee una herramienta para la creación de programas ejecutables e instaladores, de manera que cualquier aplicación pueda ser instalada en otros computadores sin la necesidad de tener el LabVIEW instalado en ellos



3.3.2 Fase II. Selección de la documentación

En esta fase se eligió la documentación necesaria, impresa y electrónica, necesaria para soportar y establecer el marco teórico del proyecto, así como el material de apoyo para familiarizarse con el lenguaje seleccionado. Como paso principal, se visitó el portal web de la National Instruments, www.ni.com, en su sección Latinoamérica, para investigar las ventajas y desventajas que presenta el LabVIEW, en particular con el desarrollo del diseño que se expone en este trabajo de grado. Luego, para documentarse acerca del uso de las diferentes herramientas de LabVIEW, se descargaron tutoriales y manuales de usuarios de diferentes paginas y blogs en línea, entre ellos se pueden mencionar <http://visualinformatica.blogspot.com>, www.scribd.com, y para reforzar dichos conocimientos adquiridos con los tutoriales se contó con la ayuda del Ing. Domingo Ramírez, representante de National Instruments en Latinoamérica y programador certificado de LabVIEW, quien brindó su valiosa e invaluable colaboración en el desarrollo del sistema de mando remoto, así como también la recomendación de bibliografía detallada acerca del entorno de programación utilizado.

3.3.3 Fase III. Diseño de la Interfaz Gráfica.

En esta fase se construyó la interfaz gráfica HMI que se instalará en un futuro en la computadora ubicada en la sala de mando (previa aprobación de este proyecto por parte de CORPOELEC), que permitirá al operador de la misma controlar y supervisar de manera remota, los interruptores y seccionadores de potencia asociados a las barras de alimentación y líneas de transmisión instaladas en el patio, así como monitorear los equipos de medición asociados.

3.3.4. Fase IV. Diseño del puente de comunicación

Se creó un puente de comunicación utilizando como herramienta el protocolo Modbus, a través de un módulo interno del LabVIEW, para la interacción entre la unidad remota instalada



en el tablero de comunicaciones, ubicado en la sala de alta frecuencia, y la interfaz gráfica que será instalada en un futuro en la computadora de la sala de mando, con la finalidad de que el operador visualice en tiempo real el estado de los equipos conectados en el patio de la subestación.

3.3.5. Fase V. Simulación de la interfaz gráfica y prueba de interacción entre la Unidad Remota y el sistema SCADA

En este punto de desarrollo se realizaron las simulaciones pautadas en la subestación, previa autorización del Despacho de Carga Central de CORPOELEC, y las pruebas correspondientes de la comunicación entre la interfaz gráfica, la unidad remota y los equipos ubicados en patio.

3.3.6. Fase VI. Elaboración de un archivo de registros de eventos para almacenar eventos que ocurren a diario en la subestación.

En esta fase del proyecto se elaboró un archivo de registro de eventos en base a texto, con la finalidad de almacenar todos los eventos que ocurran en la subestación, desde una operación de maniobra de rutina hasta una falla que requiera operaciones de emergencia.

3.3.7 Fase VII. Elaboración del manual de usuario para los operadores

En esta fase del proyecto se elaboró un manual de usuario para que cada operador se familiarice con la aplicación, además de servir de apoyo en caso de presentarse cualquier duda o confusión con el mismo. Dicho manual tendrá una explicación paso a paso de la instalación y utilización de la aplicación.

CAPÍTULO IV

Diseño del Sistema de Mando Remoto



4.1 ESTUDIO Y DOCUMENTACIÓN DEL SISTEMA DE MANDO REMOTO.

4.1.1 SISTEMA DE MANDO REMOTO A DISEÑAR

Existen muchas opciones para desarrollar un sistema de mando remoto. En este proyecto se usará programación estructurada dirigida a objetos, pero utilizando lenguaje G o gráfico, por las ventajas y comodidad que presenta el entorno NI LabVIEW 2010, donde se tienen por un lado los paneles frontales (diagramas unifilares), que simulan y controlan el comportamiento de los equipos que se encuentran instalados en el patio de la subestación, tal como se refleja en diagrama de bloques del software, para tener una secuencia lógica de operación de los interruptores y seccionadores; y por otro lado la interfaz, que en realidad no hace más que comunicar la PC con la unidad remota. La principal ventaja del lenguaje de programación gráfico es el ahorro de tiempo y espacio en memoria de cientos de páginas de códigos de textos.

4.1.1.1. Sistema de Mando Remoto. Definiciones

Mando remoto o a distancia es un dispositivo o conjunto de dispositivos electrónicos utilizados para realizar una operación remota (o a distancia) sobre una o varias máquinas o equipos en específico.

El término se emplea generalmente para referirse al control remoto (llamado por lo general simplemente control) del televisor u otro tipo de aparato electrónico casero, como DVD, computadoras, y para encender y apagar un interruptor, la alarma del vehículo, o abrir la puerta del estacionamiento. Pero para efectos de este proyecto la definición de mando remoto se aplica en el control y supervisión de una subestación eléctrica, donde se encuentran interconectados distintos equipos de maniobra y medidores de energía, los cuales se desea manipular desde una PC instalada en la sala de mando de la misma

El esquema de la figura 4.1 ilustra de una forma genérica cómo está constituido el sistema de control de la Subestación Planta Centro, cómo están interconectados los equipos de maniobra y medición a través de una Unidad Remota (UTR), que a su vez se encarga de recibir la información de dichos equipos y los transmite vía GPS al despacho de carga, como a continuación se muestra:

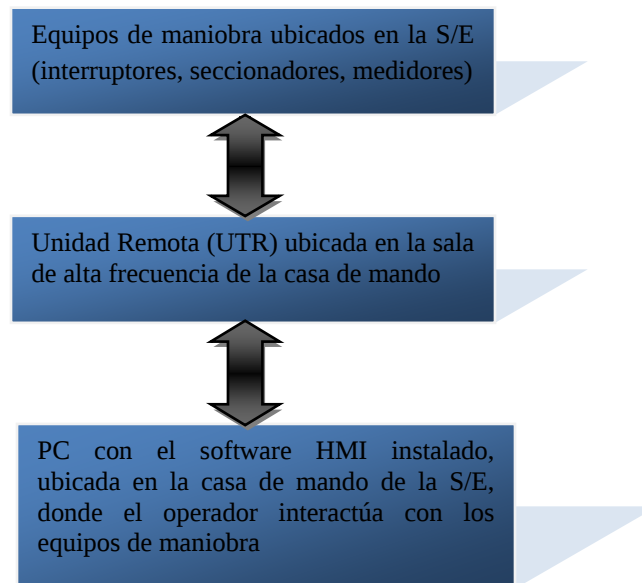


Figura 4.1. Esquema general de control de la S/E

- **Equipos de maniobra:** son todos aquellos dispositivos electromecánicos o numéricos que tienen como función energizar o desenergizar uno o varios circuitos, bajo condiciones normales de operación o de falla.
- **Unidad remota (UTR):** equipo que recibe y envía información acerca del estado de un equipo de maniobra o medidor en tiempo real, recibe la información proveniente del patio de la S/E, la analiza y transmite hacia la HMI instalada en la PC de la sala de mando y a su vez la transmite vía GPS al Despacho de Carga Central. Este proceso se hace en ambos sentidos.
- **PC con el software HMI instalada en la sala de mando:** que se encargará del control y la supervisión en tiempo real de los equipos y medidores ubicados en el patio de la S/E.



La comunicación entre la interfaz gráfica HMI y la unidad remota, se puede hacer mediante varios protocolos de comunicación y varios puertos disponibles en la UTR.

En la tabla 4.1 se muestran algunos entornos interesantes, así como los protocolos de comunicación que maneja la unidad remota para permitir la comunicación entre el software de mando y dicha unidad

Tabla 4.1. Entornos de desarrollo para sistemas SCADA y protocolos de comunicación disponibles para la UTR.

ENTORNOS DE DESARROLLO PARA DISEÑO DE SISTEMAS SCADA	PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN QUE MANEJA LA UTR
Lookout - National Instruments	Protocolo 101
SCADA InTouch - LOGITEK	Protocolo 104
WinCC - Siemens	Modbus
Scatt Graph 5000 - ABB.	TCP-IP
CUBE Orsi - España S.A.	FIELDbus

4.1.1.2. Descripción de la Unidad Remota (UTR)

- **Arquitectura:** el sistema TM 1703 ACP consiste en un elemento de control principal, que tiene hasta un máximo de 4 módulos de interfaz de bus (eléctricos y / u ópticos) y hasta 16 elementos periféricos. Un elemento periférico consiste en un módulo de fuente de alimentación, un módulo de control de periféricos y hasta 8 módulos E/S. Los módulos están montados en un carril TS35 (carril DIN). Opcionalmente el elemento de control maestro se puede configurar con hasta 2 módulos de interfaz serie (SIM) para la comunicación con otras unidades de automatización y sistemas de control.

- **Estructura mecánica:** carcasa de metal compacta para montaje en carril DIN. (ver figura 4.2)



Figura 4.2. Elemento de control principal. (Fuente: TM 1703 ACPCP-6003/CPC65 System Element Manual) [16]

- **Bus de periféricos Ax 1703:** El elemento de control principal funciona como un bus eléctrico principal, que puede ser operado, ya sea con 4 Mbps o 16 Mbps. Este bus está disponible en diferentes configuraciones:

Type	Interface	Number	Baud Rate	Number of Peripheral Elements
CP-6003-A	USB / series A, 4-pin	2	16Mbps or 4Mbps	up to 2
	RJ45 8-pin	1		up to 16
	D-SUB 9-pin	1		up to 16
CP-6003	D-SUB 9-pin	1		up to 16

Tabla 4.2. Conectores disponibles en la UTR. (Fuente: TM 1703 ACPCP-6003/CPC65 System Element Manual). [16]



La dirección de los elementos periféricos en el bus periférico Ax 1703 se determina con SAT TOOLBOX II, eligiendo la configuración del bus 1703 Ax. La misma dirección será establecida en los elementos periféricos.

- **Configuraciones:** para el proceso de entrada y salida, hasta 16 elementos periféricos pueden estar conectados con el elemento de control principal a través de la serie 1703 Ax y a través de los buses de interfaces. Podemos encontrar varios buses de interfaces que se encuentran disponibles:

Type	Designation	Connection	Number of Peripheral Elements
---	Ax-PE 2x USB on CP-6003-A	electrical	up to 2
CM-0843	Bus Interface Ax-PE 4x USB	electrical	up to 16
CM-0842	Bus Interface Ax-PE 4x optical fibre	optical	up to 16
CM-6830 ¹⁾	Bus Interface Ax-PE 7x USB	electrical	up to 14

Tabla 4.3. Buses de interfaces disponible en la UTR. (Fuente: TM 1703 ACPCP-6003/CPC65 System Element Manual). [16]

- **Características y funciones:** las funciones del sistema son:
- ✓ Como elemento central, la coordinación de todos los servicios del sistema.
 - ✓ Gestión del tiempo:
 - Reloj central de la unidad de automatización
 - Establecer y mantener el tiempo del reloj con una resolución de 10 ms
 - Sincronización a través de comunicación serial (con otra unidad de automatización), a través de LAN (servidor NTP), o locales (un pulso o señal horaria de serie)
 - ✓ SAT TOOLBOX conexión II
 - ✓ Almacenamiento de firmware y de los parámetros de una tarjeta Flash.



➤ **Funciones para telecontrol (Comunicación):**

- ✓ Comunicación a través de los elementos de protocolo instalables en cualquier unidad de automatización superior o inferior
- ✓ Flujo de datos de enrutamiento automático
- ✓ Transmisión de datos basada en prioridad (control de prioridad)
- ✓ Propia imagen circular buffer y proceso para cada estación conectada (mantenimiento de datos)
- ✓ Vías de comunicación redundantes:
 - Comunicación con estaciones remotas redundantes
 - La comunicación redundante con una estación remota (operación de acción y carga)
- ✓ Funciones especiales de aplicaciones específicas para el tráfico telefónico:
 - Prueba si las estaciones son accesibles
 - El programa de aplicación puede evaluar los gastos de teléfono
- ✓ La configuración de parámetros permite que la línea telefónica pueda ser utilizada de manera eficiente con respecto a la conexión (por ejemplo, la salida del comando sólo es posible si existe una conexión).

➤ **Funciones para Telecontrol (periferia del proceso):**

- ✓ Transmisión de objetos de información y pruebas espontáneas de elementos periféricos, a través de la serie Ax 1703.

➤ **Funciones para la Automatización:**

- ✓ Open-/closed-loop, función de control para la ejecución de los programas de usuario libremente definibles, que son creados con CAEX plus, de acuerdo con la norma IEC 61131-3. Se describen algunas especificaciones:
 - 512 KB para el programa de usuario
 - Aprox. 50,000 variables y señales, 2,000 de ellos retenidas



- Ciclo de 10 ms o un múltiplo de la misma
 - Prueba en línea
 - Se puede cargar sin interrupción del servicio
- ✓ Transmisión de la información del proceso de forma periódica entre la función de control open-/closed-loop y los elementos periféricos, a través de la serie Ax 1703.

4.1.1.3. Protocolo de comunicación Modbus

Modbus es un protocolo de comunicación serie desarrollado y publicado por Modicon en 1979. En sus comienzos, el uso de Modbus estaba orientado exclusivamente al mundo de los controladores lógicos programables (PLC's) de Modicon. No hace falta más que echar un vistazo al mercado industrial actual para darse cuenta que, hoy en día, el protocolo Modbus es el protocolo de comunicaciones más común utilizado en entornos industriales, sistemas de telecontrol, telemando y monitoreo de procesos, lo que implica de forma implícita que tanto a nivel local como a nivel de red, en su versión TCP/IP, seguirá siendo uno de los protocolos de referencia en las llamadas redes de sensores, telecontrol y en sistemas de información que ya empiezan a asomar la cabeza en nuestro día a día.

El objeto del protocolo Modbus es bien sencillo: la transmisión de información entre distintos equipos electrónicos conectados a un mismo bus, existiendo en dicho bus un solo dispositivo maestro (Master) y varios equipos esclavos (Slaves) conectados.

En sus comienzos estaba orientado a una conectividad a través de líneas serie como pueden ser RS-232 o RS-485, pero con el paso del tiempo han aparecido variantes como la **Modbus TCP**, que permite el encapsulamiento del Modbus serie en redes Ethernet TCP/IP de forma sencilla. Esto sucede porque desde un punto de vista de la torre OSI, el protocolo Modbus se ubica en la zona de aplicación.



El hecho que se haya extendido su uso hasta convertirse en el protocolo más estandarizado en el sector industrial, se debe a varias razones bien diferenciadas respecto a otros protocolos:

- El estándar Modbus es público, lo que permite a los fabricantes desarrollar dispositivos tanto Master como Slave sin royalties aplicados al protocolo. Este hecho facilita el acceso a la información y estructura del protocolo que, además, es muy básica pero funcional para su objetivo.
- Desde un punto de vista técnico, su implementación es muy sencilla y en consecuencia el tiempo de desarrollo se acorta considerablemente respecto a otros protocolos en los que se complica la estructura de las redes y en consecuencia el acceso a los datos que no están almacenados en estructuras complejas.
- La transmisión de información no está comprometida a ningún tipo de datos. Lo que implica cierta flexibilidad a la hora del intercambio de información. ¿Qué quiere decir esto? Para expresarlo de forma más clara, si se transmite un dato de 16 bits de información, su representación no está sujeta a ninguna restricción, por lo que puede tratarse de un dato tipo Word con signo, un entero sin signo de 16 bits o la parte alta de una representación tipo Float de 32 bits, etc. La representación del valor vendrá definida por la especificación que el fabricante dé del dispositivo, lo que permite la representación de un amplio rango de valores.

4.1.1.4 Funcionamiento y elementos de una red Modbus

El funcionamiento tiene una explicación muy sencilla: el maestro pregunta y los esclavos responden o actúan en función de lo que este diga.

Un dispositivo conectado al bus ejerce de maestro solicitando información del resto de los dispositivos conectados que ejercen como esclavos y son quienes suministran la información al primero. Según el estándar Modbus y dada su implementación, en una red Modbus habrá un maestro y hasta un máximo de 247 dispositivos esclavos. Esta limitación está determinada por



el simple hecho que en una red Modbus la dirección del esclavo se representa con un solo byte, existiendo algunas direcciones reservadas para propósitos específicos.

Entonces, en una red Modbus todos los dispositivos esclavos deben tener una dirección asignada que debe estar comprendida entre la 1 y la 247. Desde un punto de vista práctico, no puede haber dos dispositivos esclavos con la misma dirección Modbus. Dentro de la red Modbus RTU, la dirección del esclavo corresponde al primer byte. En una red Modbus el maestro no sólo puede ejercer la función de recompilar información de los esclavos mediante preguntas, sino que puede interactuar con ellos o alterar su estado, pudiendo escribir además de leer información en cualquiera de ellos.

Con el paso de los años y según la evolución de las redes de comunicaciones entre dispositivos electrónicos, así como de la conectividad entre dispositivos, han ido apareciendo variantes del protocolo Modbus que estaba pensado en su inicio para redes implementadas sobre líneas serie. La evolución más utilizada/conocida es la que se conoce como Modbus TCP, una versión que permite la implementación de este protocolo sobre redes Ethernet y, en consecuencia, aumenta el grado de conectividad. Esta versión del protocolo encapsula la red base del protocolo en la capa de aplicación TCP/IP de forma sencilla.

4.2 NI LABVIEW 2010 COMO ENTORNO DE DESARROLLO DEL SISTEMA DE MANDO REMOTO

El entorno de desarrollo NI LabVIEW 2010 se eligió por su facilidad y flexibilidad de programar, su interacción con otros paquetes de software para diseño de sistemas SCADA, y por su ahorro de espacio en memoria, ya que es totalmente gráfico y evita cientos de páginas de códigos de texto como en otros lenguajes de programación. A continuación se describe el diseño de todos los componentes de la interfaz gráfica:



4.2.1. Presentación y entorno de trabajo de NI LabVIEW 2010

Cuando se trabaja con LabVIEW, la primera ventana que aparece en pantalla es la que se muestra a continuación (ver figura 4.3):

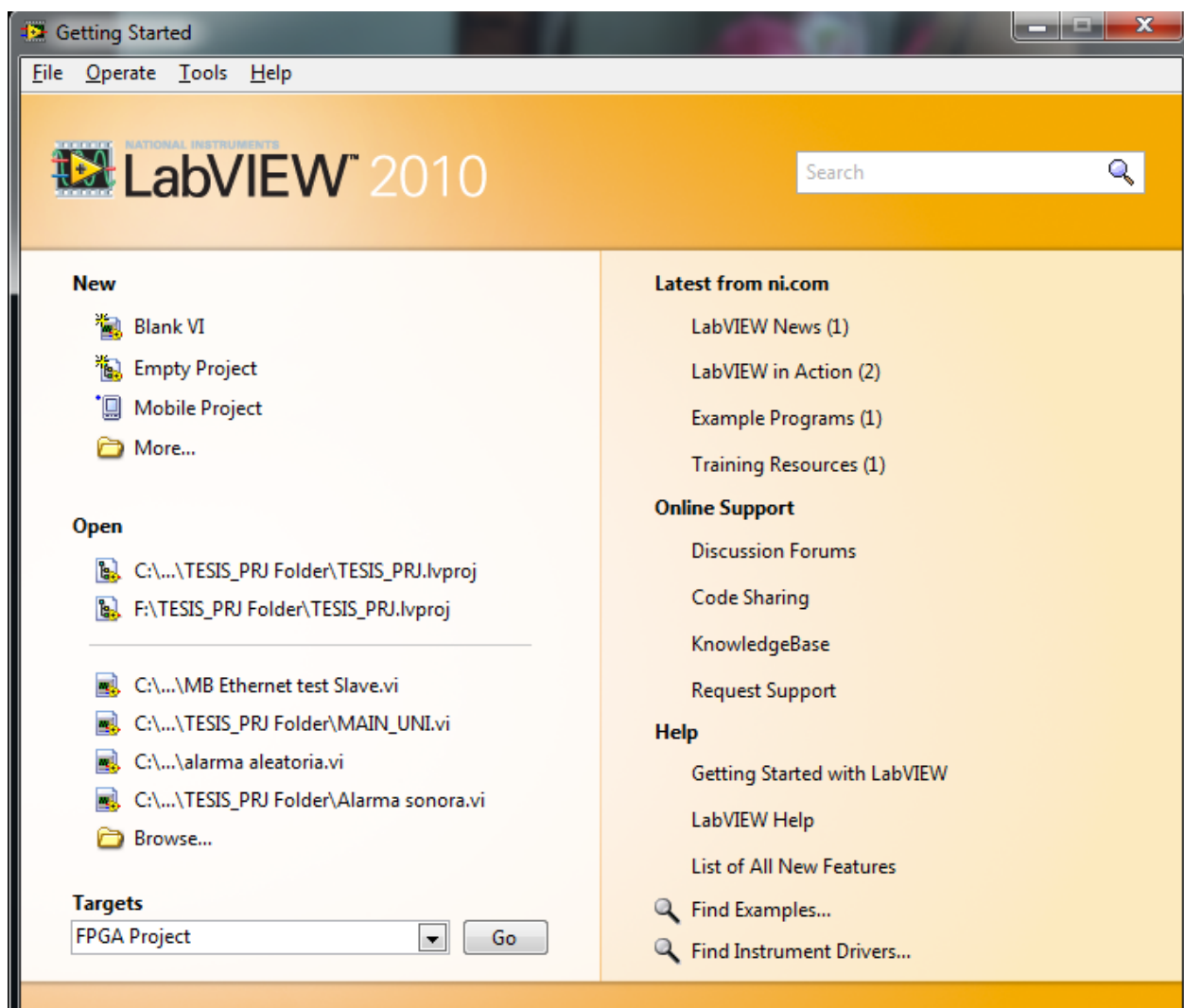


Figura 4.3. Ventana principal de trabajo de NI LabVIEW 2010.



Una vez abierto el software, se eligió en la ventana principal, la opción **file, new VI**, y una vez hecha esta operación, aparecen en pantalla el **front panel** (panel frontal) y el **block diagram** (diagrama de bloques), para empezar con la construcción de la interfaz (ver figuras 4.4 y 4.5):

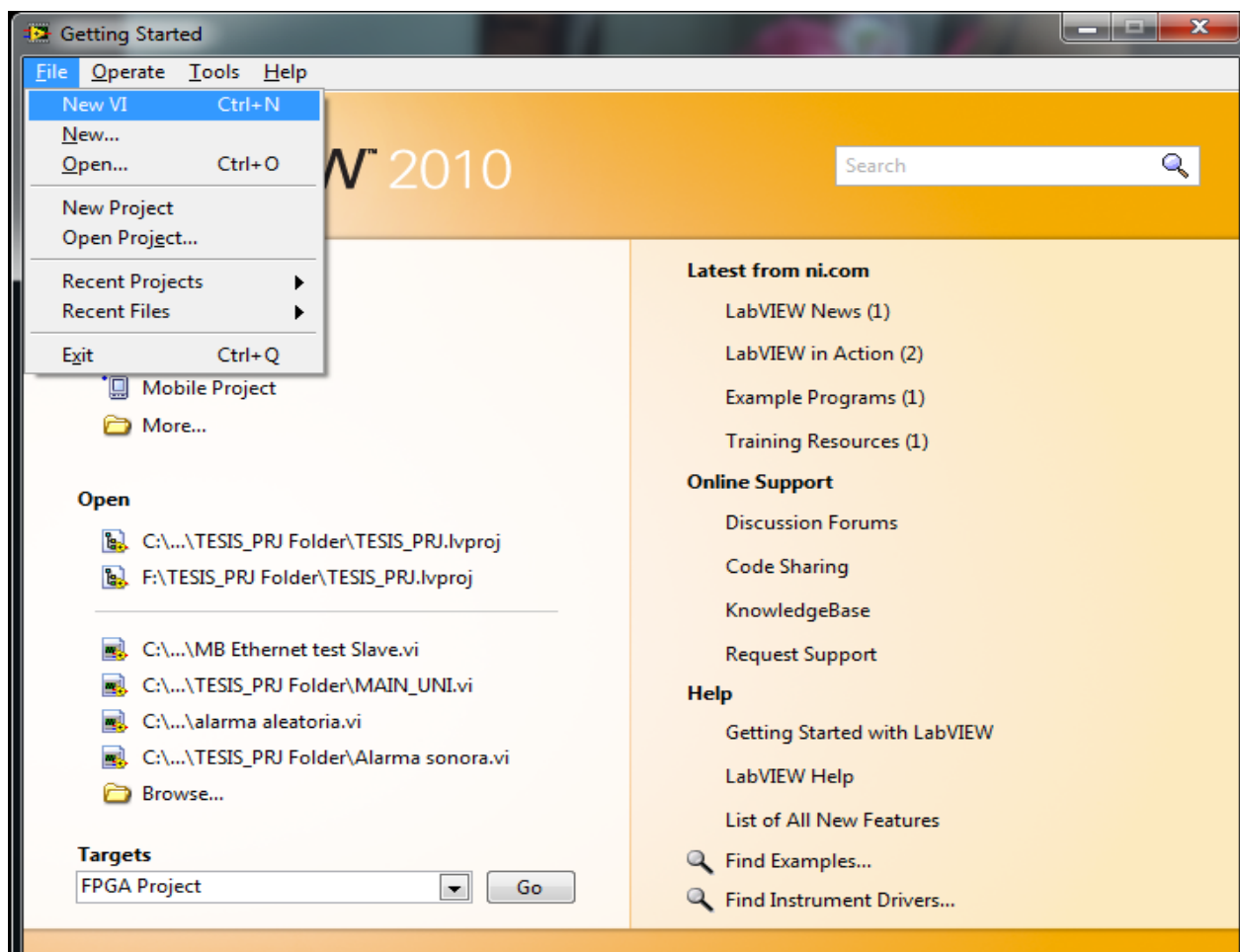


Figura 4.4. Elección de un nuevo VI para la construcción de la interfaz gráfica.

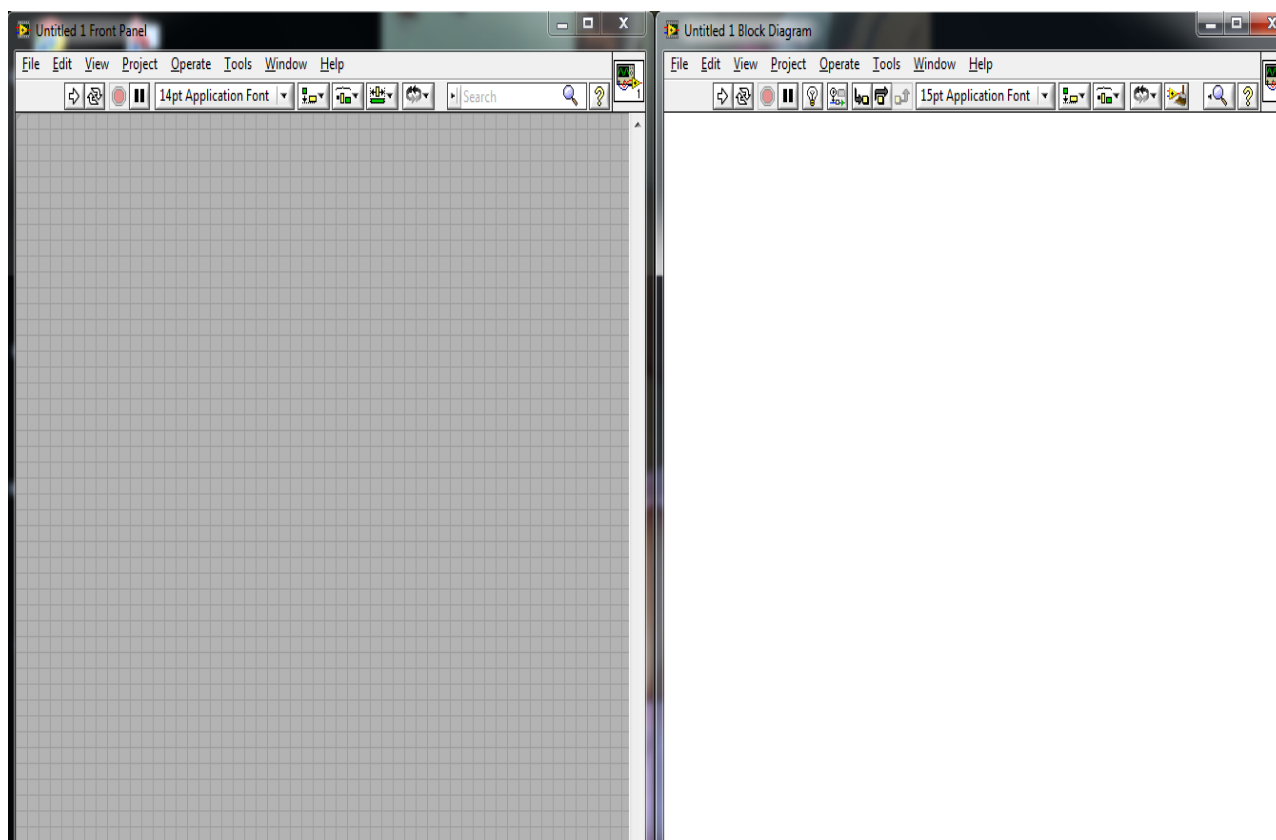


Figura 4.5. Panel frontal y diagrama de bloques de un VI en blanco.

Para efectos de este proyecto, y así tener una mejor organización del mismo, LabVIEW 2010 tiene la opción de reunir todos los VI y subVI en una ventana denominada **Project** (proyecto), la cual permite organizar todos los instrumentos virtuales que se construyan, esto tiene la ventaja de tener todos los elementos del diseño a la mano en un solo sitio, de manera de utilizar cualquiera de ellos en cualquier instante que se necesiten, y todos reunidos en un proyecto, ocupan menos espacio en memoria de lo que ocupan cada quien por separado (ver figuras 4.6 y 4.7).

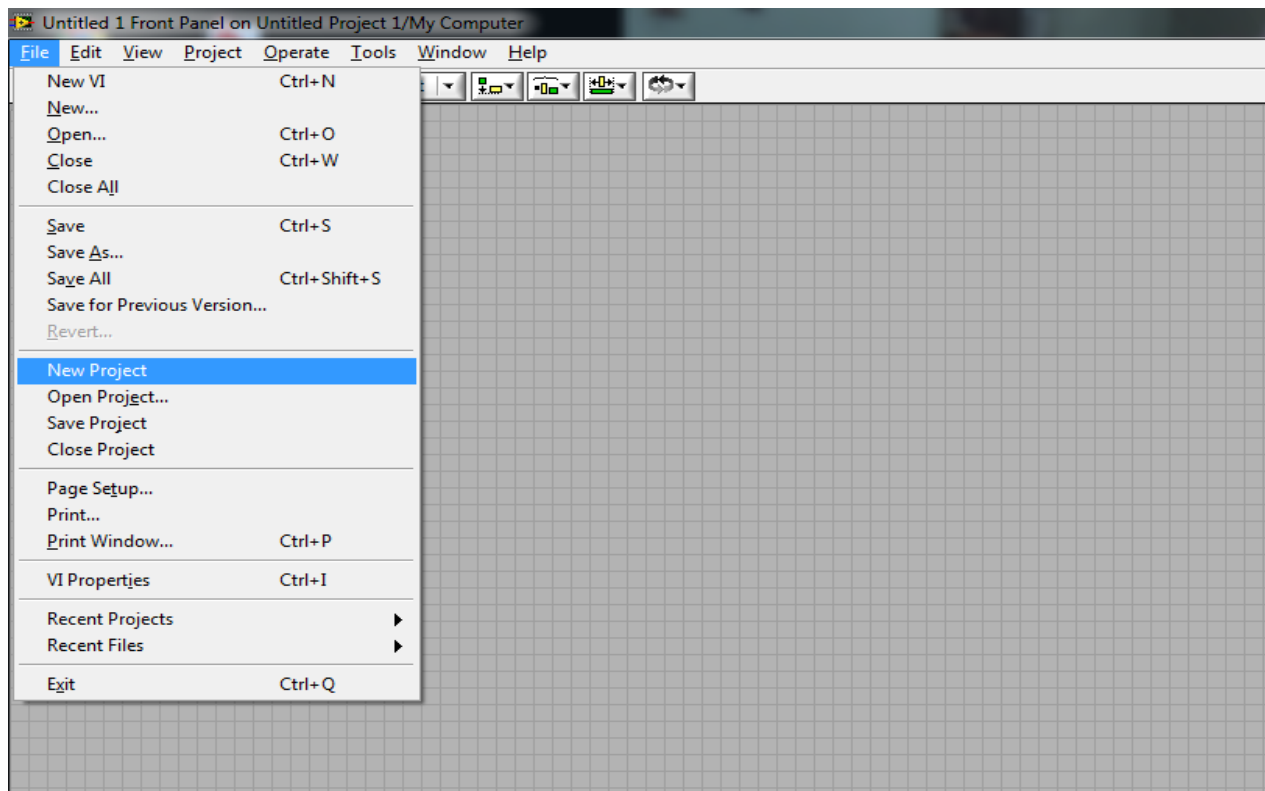


Figura 4.6. Opción para crear un nuevo proyecto.

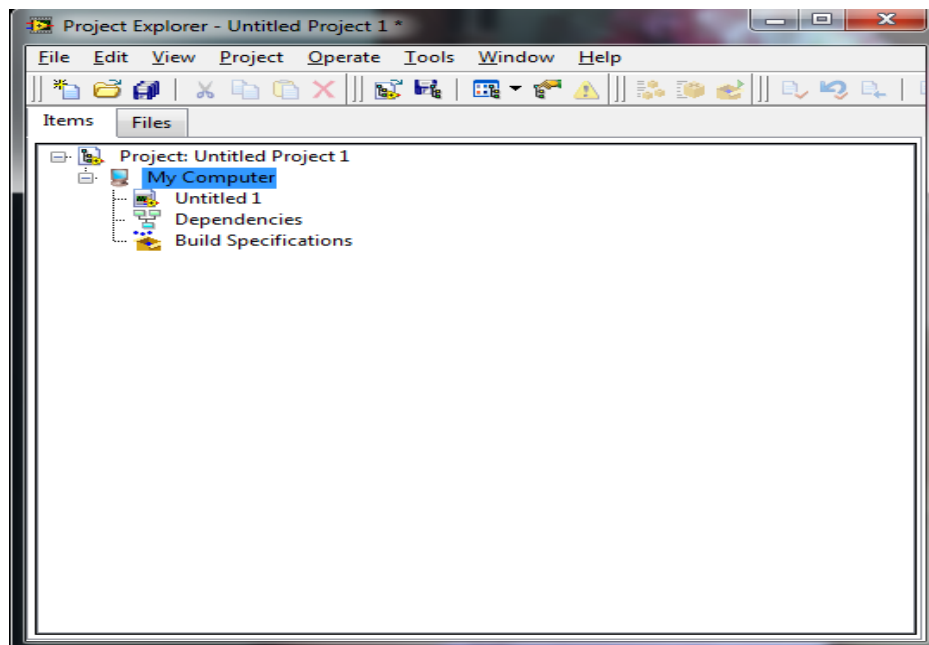


Figura 4.7. Ventana demostrativa de un proyecto.

La ventana del proyecto que se construyó en este trabajo de grado se muestra a continuación (ver figura 4.8):

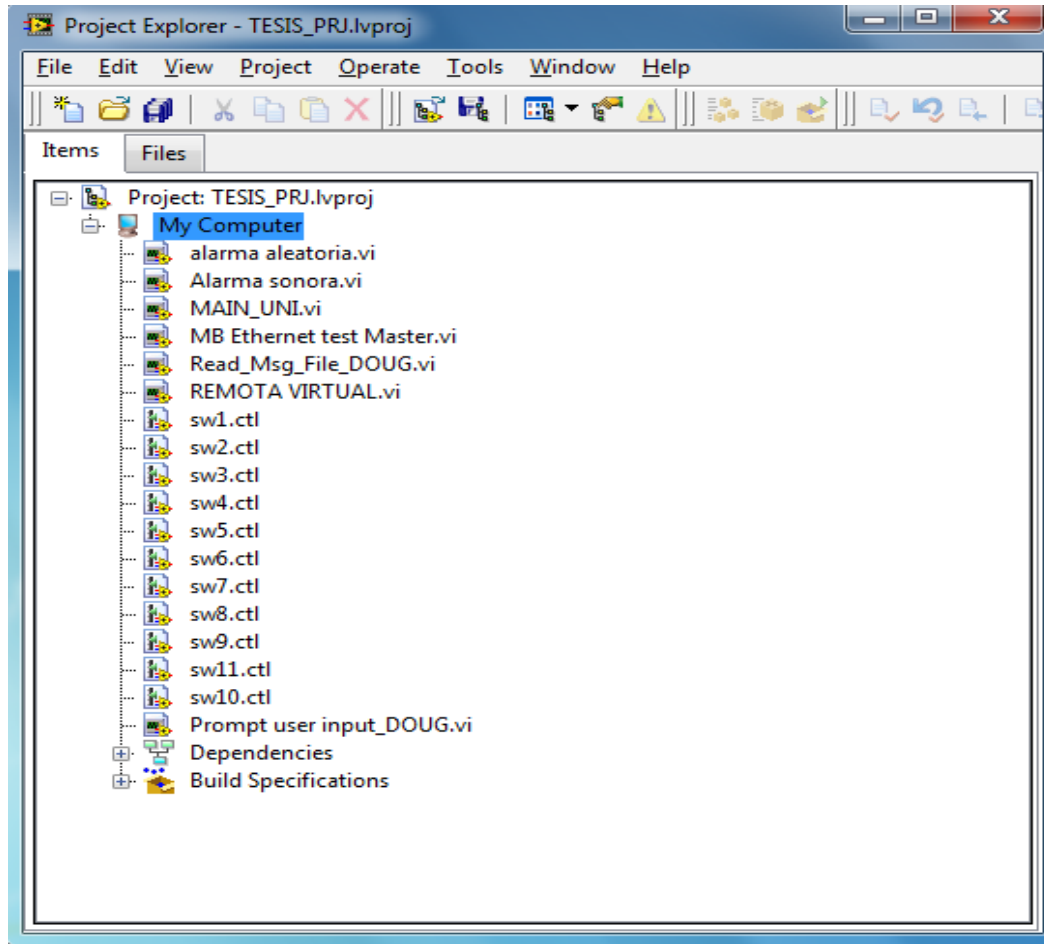


Figura 4.8. Ventana del proyecto del sistema de mando remoto

Como puede observarse en la figura anterior, el diseño de este sistema contiene varios VI's, cada uno de ellos para una función en específico, a continuación se describirán cada uno de estos por separado.

4.2.2 MAIN_UNI.vi

Este es el programa principal del proyecto. En él se pueden observar todos los unifilares divididos por niveles de tensión, con sus respectivos controles e indicadores, que muestran el comportamiento tanto de los interruptores y seccionadores, así como los indicadores de corriente por cada salida y los indicadores de tensión de barra, tanto principal como de transferencia. Se decidió hacerlo de esta manera para visualizar lo que ocurre en cada sección del patio de la subestación (ver figura 4.9):

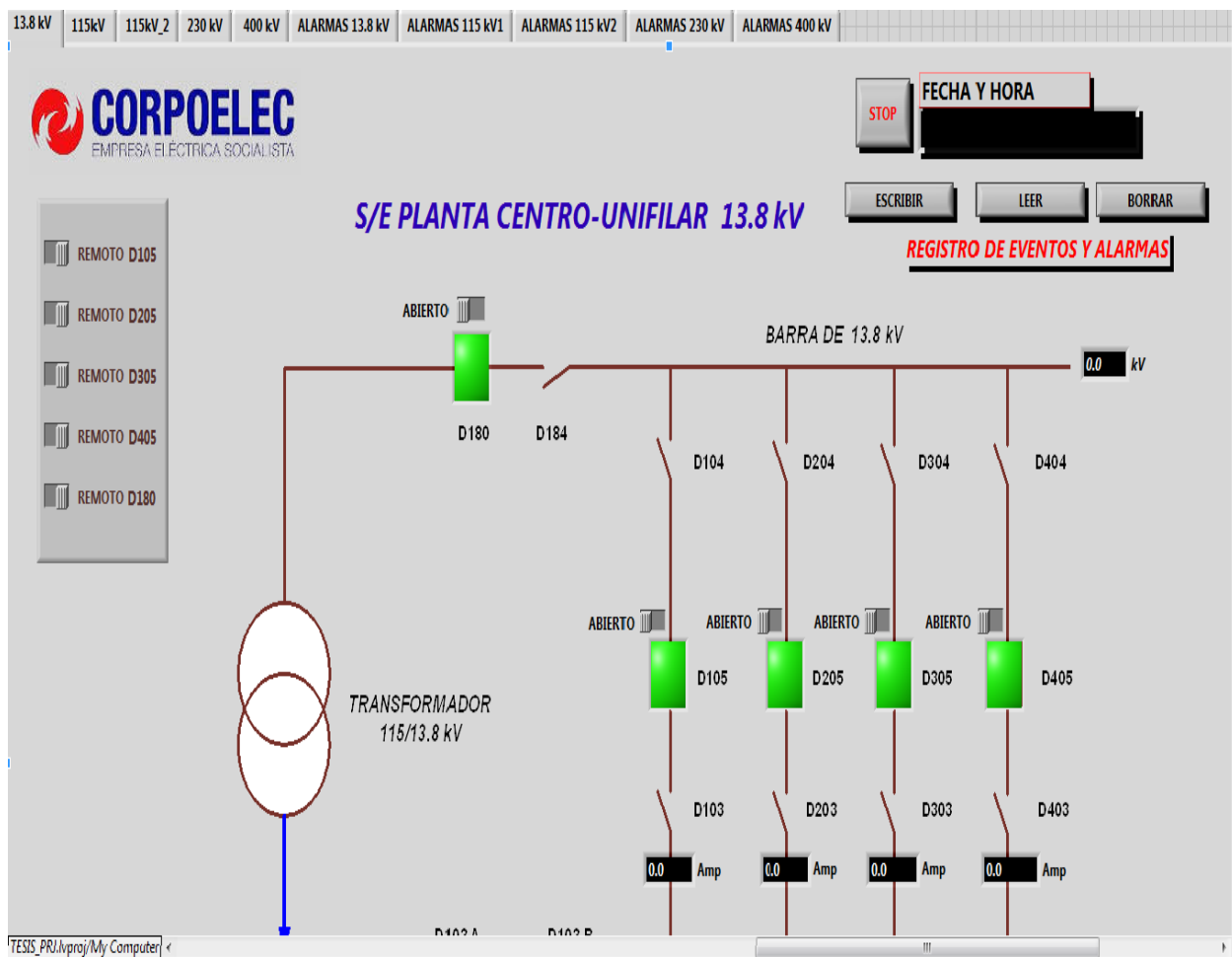


Figura 4.9. Diagrama unifilar 13.8 kV del VI MAIN_UNI.vi.

Ahora a continuación se muestra el unifilar 115 kV en su primera parte (cabe destacar que este unifilar se realizó de esta manera debido a que no fue posible mostrarlo completo en pantalla, por tanto se dividió en 2 secciones para efectos demostrativos) (ver figuras 4.10 y 4.11):

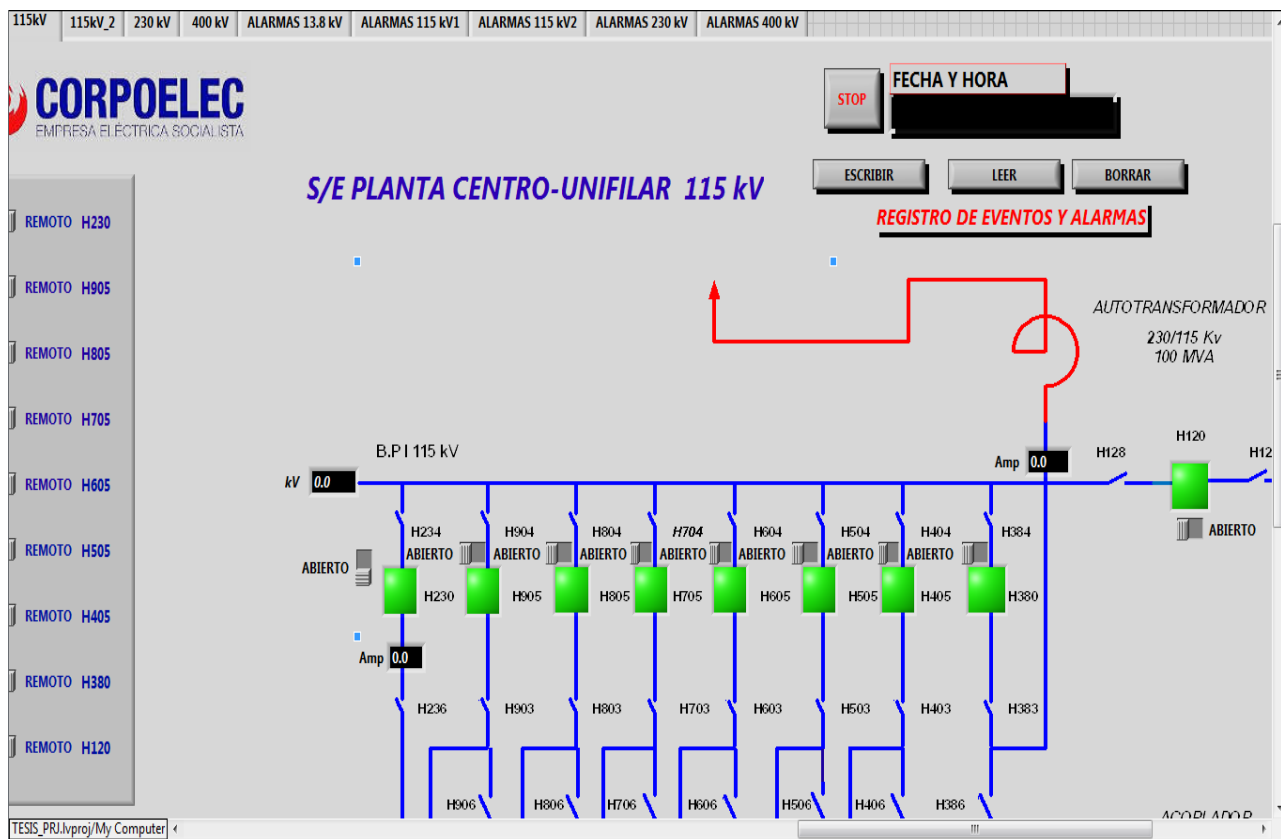


Figura 4.10. Diagrama unifilar 115 kV del VI MAIN_UNI.vi.

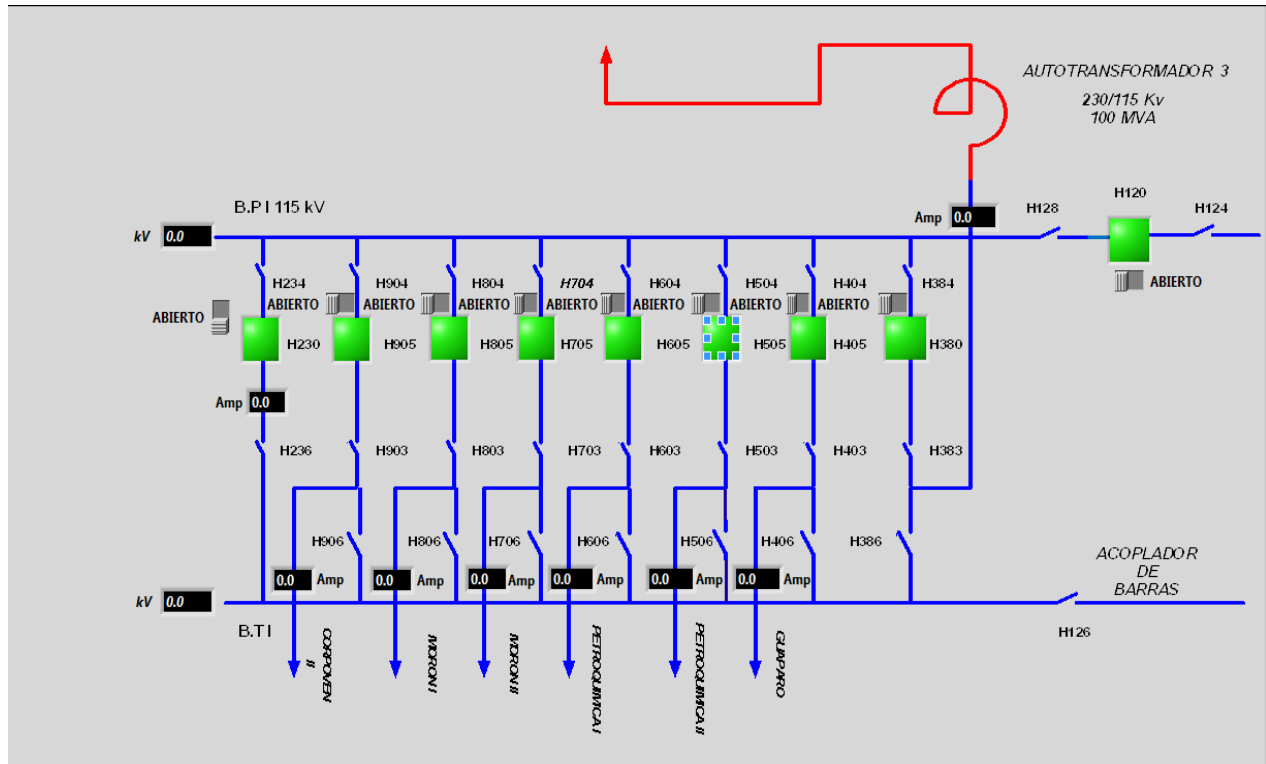


Figura 4.11. Diagrama unifilar 115 kV del VI MAIN_UNI.vi. (Continuación)

Seguidamente, se muestra la 2da parte del unifilar 115kV, con sus botones de control y LED's indicadores, al igual que los indicadores de energía por cada salida que se muestra en dicho unifilar, que se encuentran en el patio de la subestación. Cabe destacar que el unifilar de 115 kV obedece al esquema de una subestación de barra principal con barra de transferencia, y por ser esta la instalación con la mayor cantidad de circuitos asociados a la barra principal de 115 kV, la configuración de este sector tiene dos (2) barras principales y dos (2) barras de transferencia, asociadas entre sí por un seccionador acoplador de barras (H126) (ver figuras 4.12 y 4.13):



CAPÍTULO IV: DISEÑO DEL SISTEMA DE MANDO REMOTO

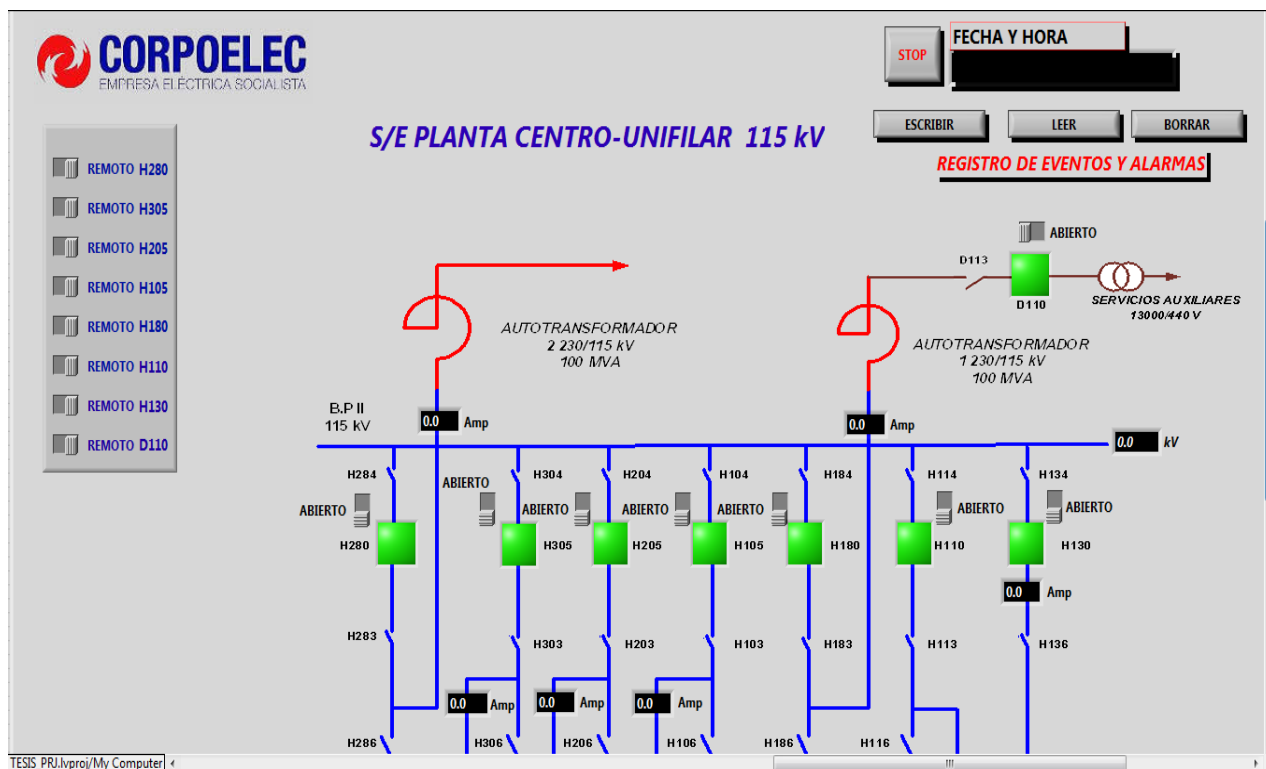


Figura 4.12. Diagrama unifilar 115 kV-2 del VI MAIN_UNI.vi.

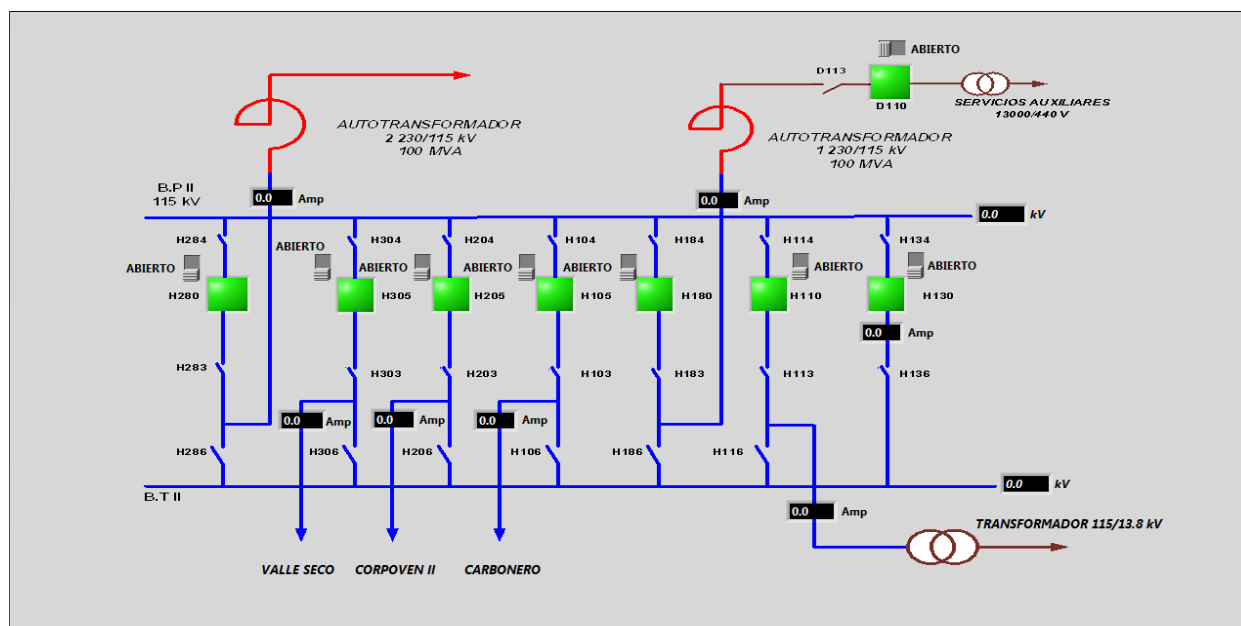


Figura 4.13. Diagrama unifilar 115 kV-2 del VI MAIN_UNI.vi. (Continuación).



CAPÍTULO IV: DISEÑO DEL SISTEMA DE MANDO REMOTO



El diagrama unifilar 230 kV, que se presenta en las figuras 4.14 y 4.15, obedece al esquema de doble barra con interruptor 1-1/2 (interruptor y medio), y al igual que en los otros unifilares que pertenecen al programa principal, presenta controles e indicadores de los equipos de maniobra y medidores, y también los indicadores de eventos y alarma, fecha y hora, modo local-remoto de cada interruptor, etc.

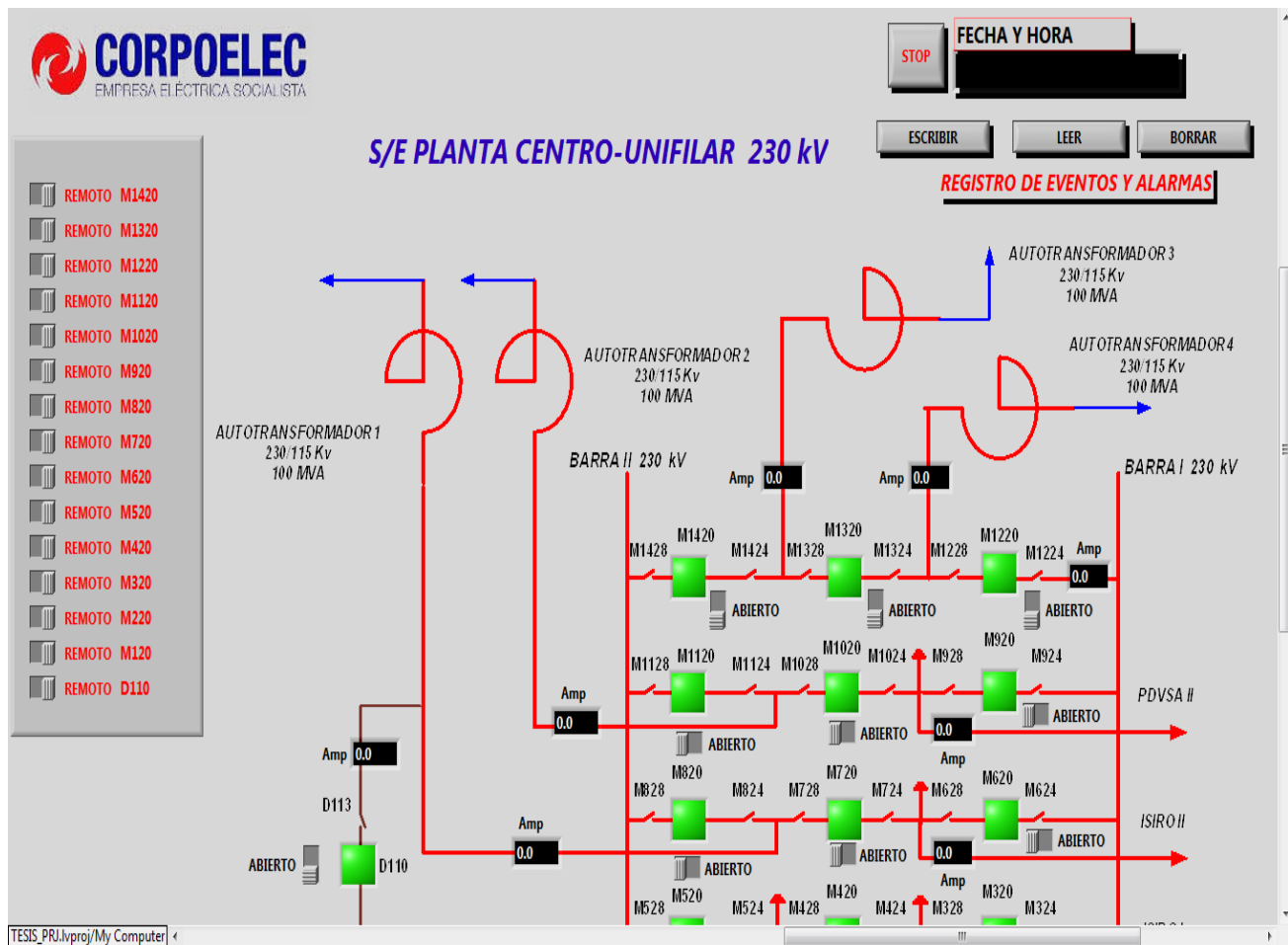


Figura 4.14. Diagrama unifilar 230 kV del VI MAIN_UNI.vi.

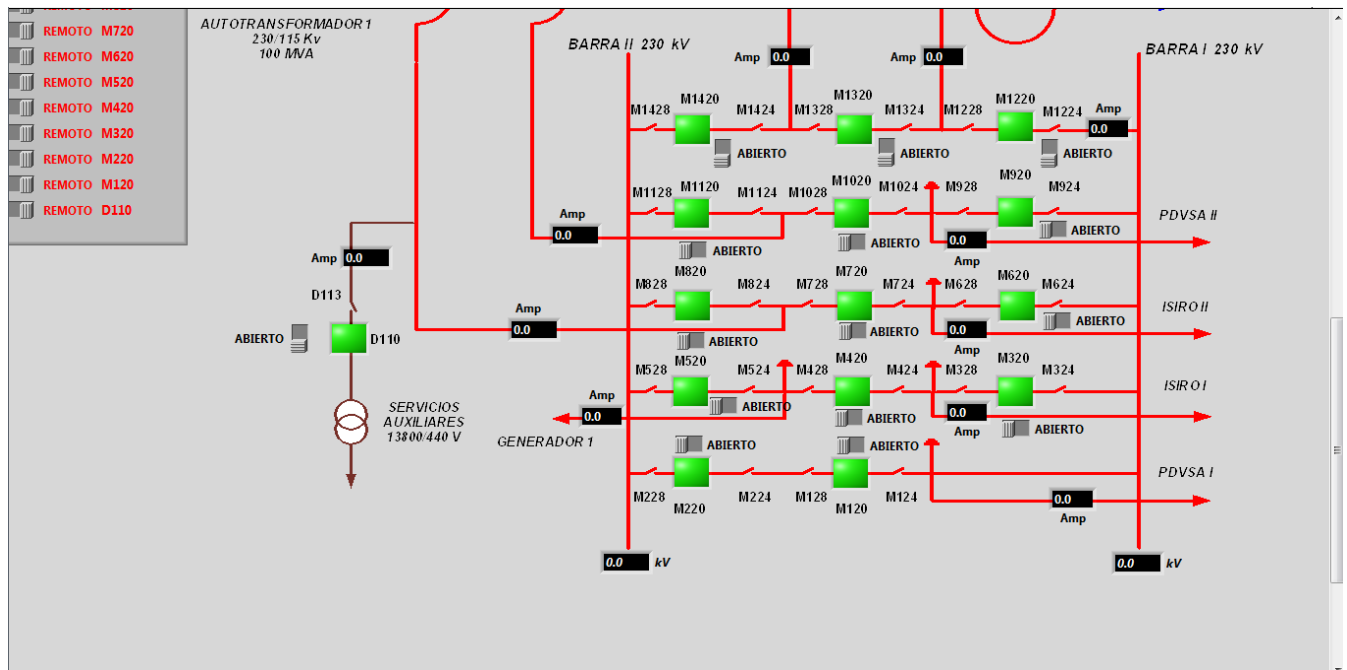


Figura 4.15. Diagrama unifilar 230 kV del VI MAIN_UNI.vi. (Continuación)

Y de la misma manera tenemos en las figuras 4.16 y 4.17 el diagrama unifilar 400 kV:

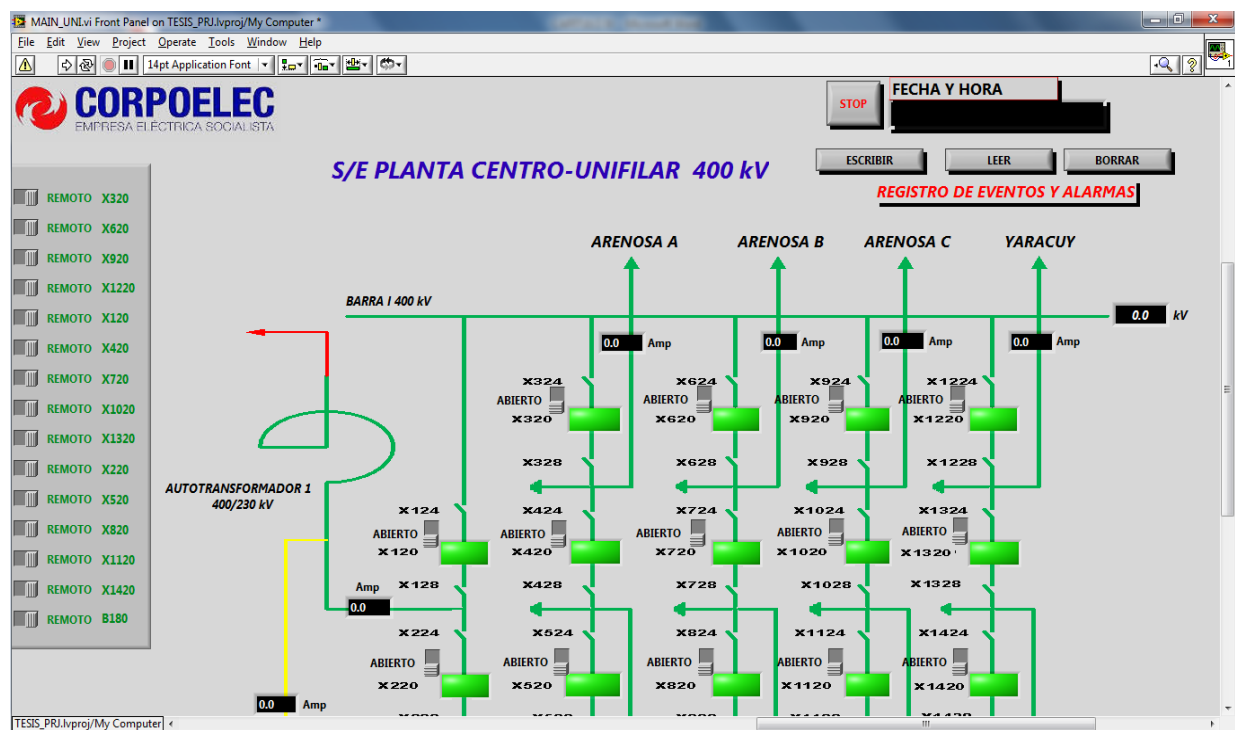


Figura 4.16. Diagrama unifilar 230 kV del VI MAIN_UNI.vi.

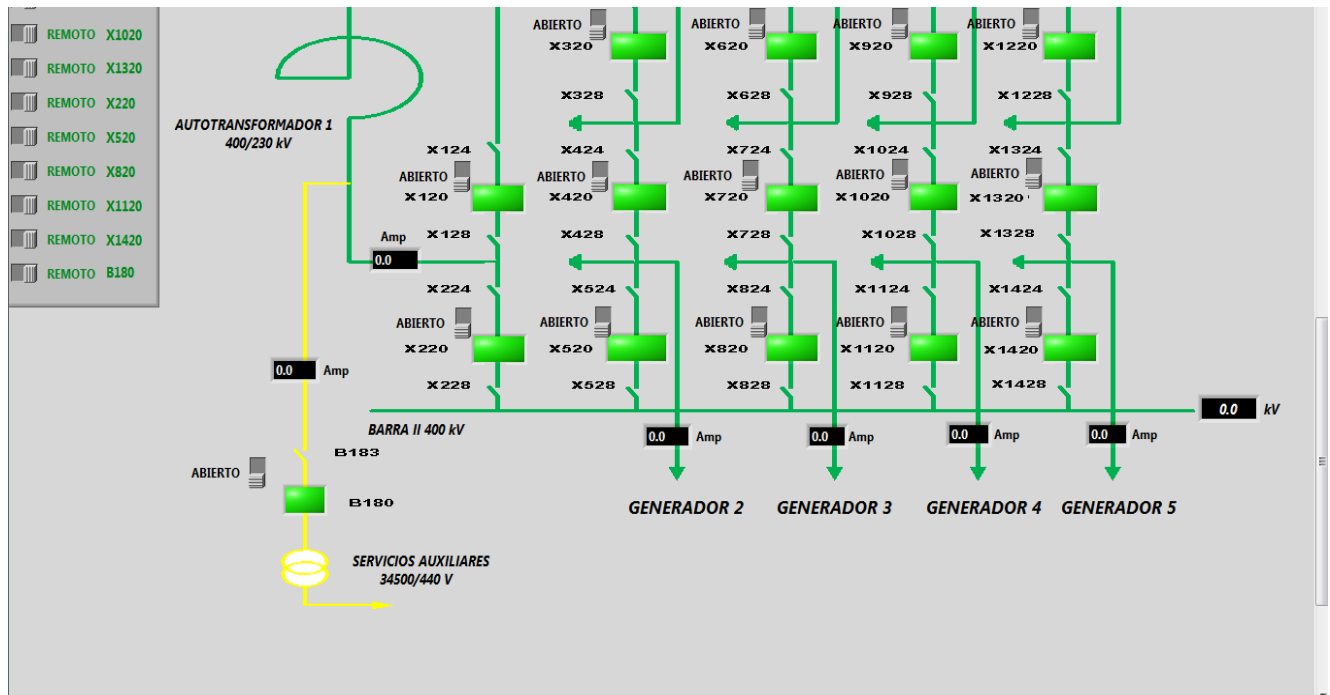


Figura 4.17. Diagrama unifilar 230 kV del VI MAIN_UNI.vi. (Continuación)

Otros componentes de este VI principal, son los paneles de alarmas, que se encuentran divididos en páginas (todos están incluidos en una herramienta del software llamado *tab control*), al igual que los unifilares, que representan las alarmas mayores y menores por cada interruptor, que se activan mediante una condición aleatoria insertada en el código del programa, y que activa el encendido de un LED y a su vez activa el sonido de la misma, todo esto siendo parte de los requerimientos exigidos por la corporación eléctrica nacional (CORPOELEC) para sus sistemas de alarmas en las subestaciones (ver figuras 4.18, 4.19, 4.20, 4.21 y 4.22):



CAPÍTULO IV: DISEÑO DEL SISTEMA DE MANDO REMOTO

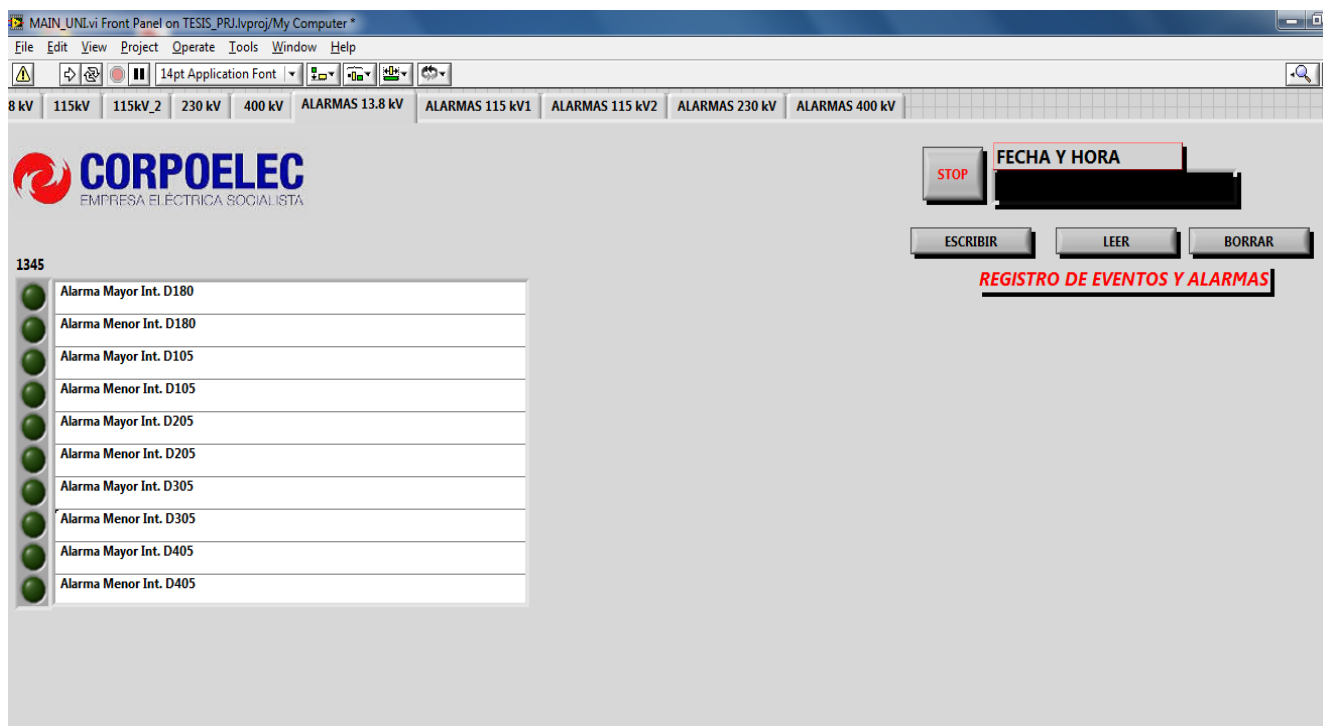


Figura 4.18. Panel de alarma de los interruptores del diagrama unifilar 13.8 kV.

Panel de alarmas del patio de 115 kV parte 1:

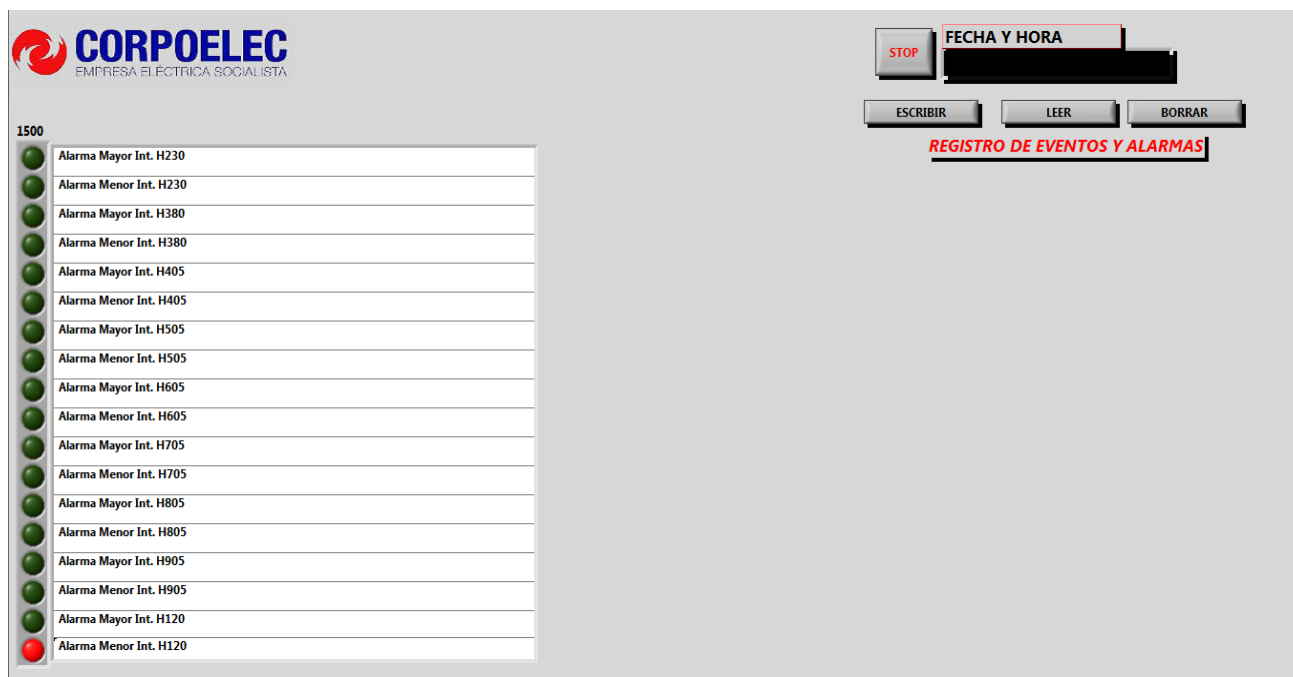


Figura 4.19. Panel de alarma de los interruptores del diagrama unifilar 115 kV1.



CAPÍTULO IV: DISEÑO DEL SISTEMA DE MANDO REMOTO



Panel de alarmas del patio de 115 kV parte 2:

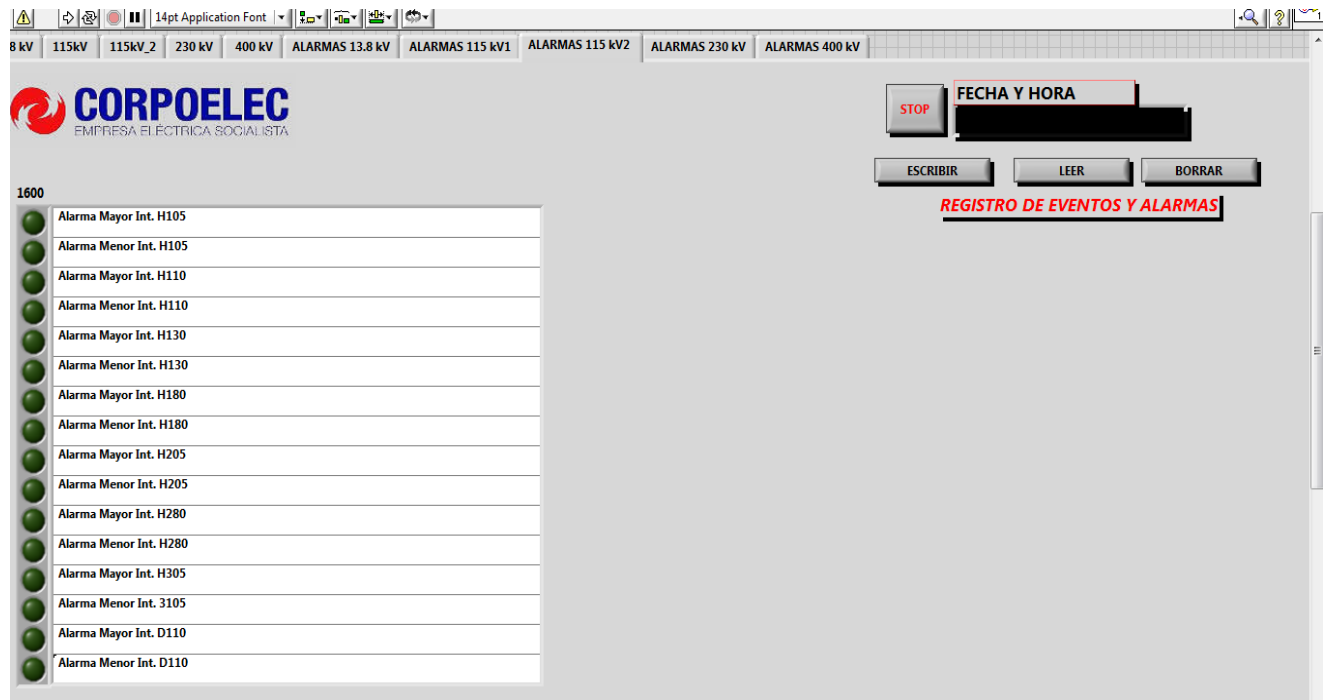


Figura 4.20. Panel de alarma de los interruptores del diagrama unifilar 115 kV2.

Panel de alarmas del patio de 230 kV:

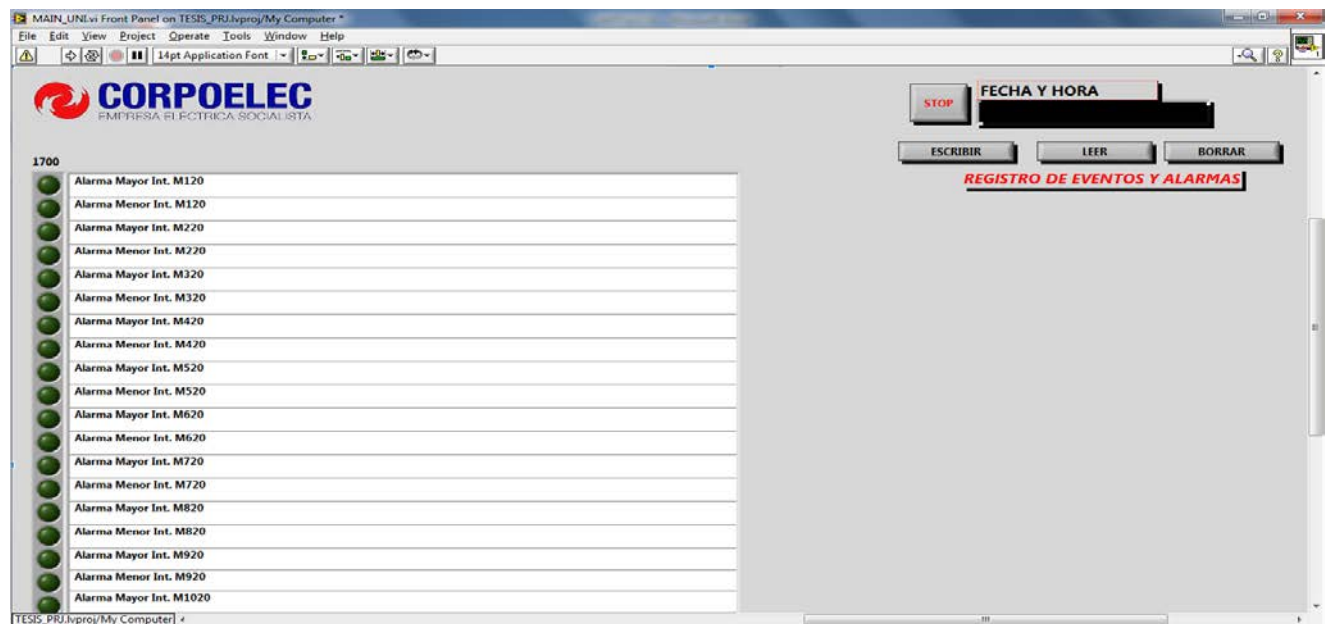


Figura 4.21. Panel de alarma de los interruptores del diagrama unifilar 230 kV

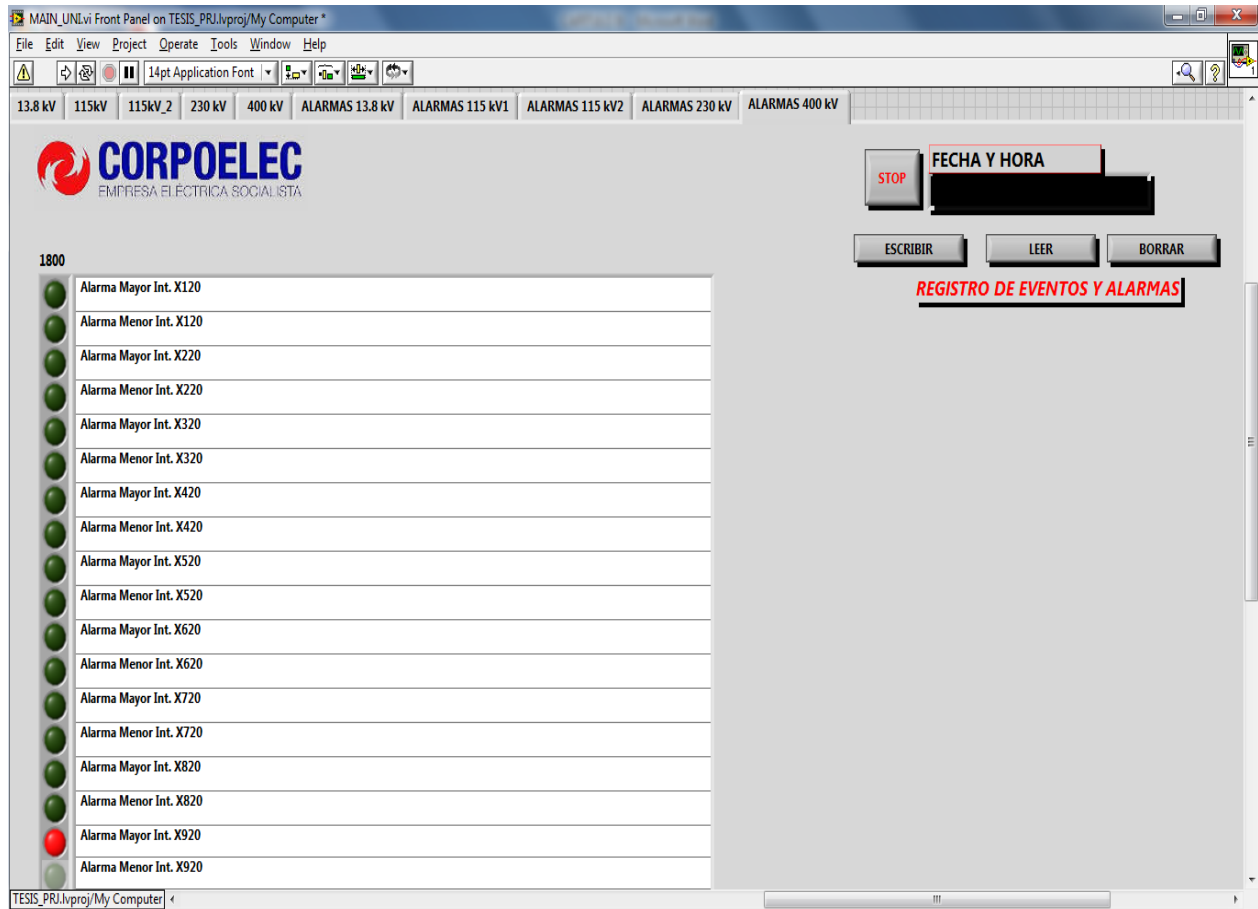


Figura 4.22. Panel de alarma de los interruptores del diagrama unifilar 400 kV

4.2.3 Controles e indicadores del VI MAIN_UNI.vi

El VI principal MAIN_UNI.vi consta de controles e indicadores que tienen funciones específicas, tales como simulación de apertura y cierre de interruptores, elección del modo local-remoto de los mismos, registro de eventos y alarmas, fecha y hora, etc. A continuación se explicará la creación de cada uno de ellos, mostrando tanto el panel frontal como el diagrama de bloques de todos estos componentes.

4.2.3.1 Control e indicador para apertura y cierre de interruptores

Para controlar e indicar la apertura y cierre de un interruptor, se utilizó un control booleano denominado *horizontal slide switch* que se conecta a un LED indicador, denominado *square LED*, que muestra si el interruptor se encuentra abierto o cerrado en tiempo real. (Figura 50). Ese tipo de control e indicador se encuentra en todos los unifilares, con la misma función dentro del mismo (ver figura 4.23).

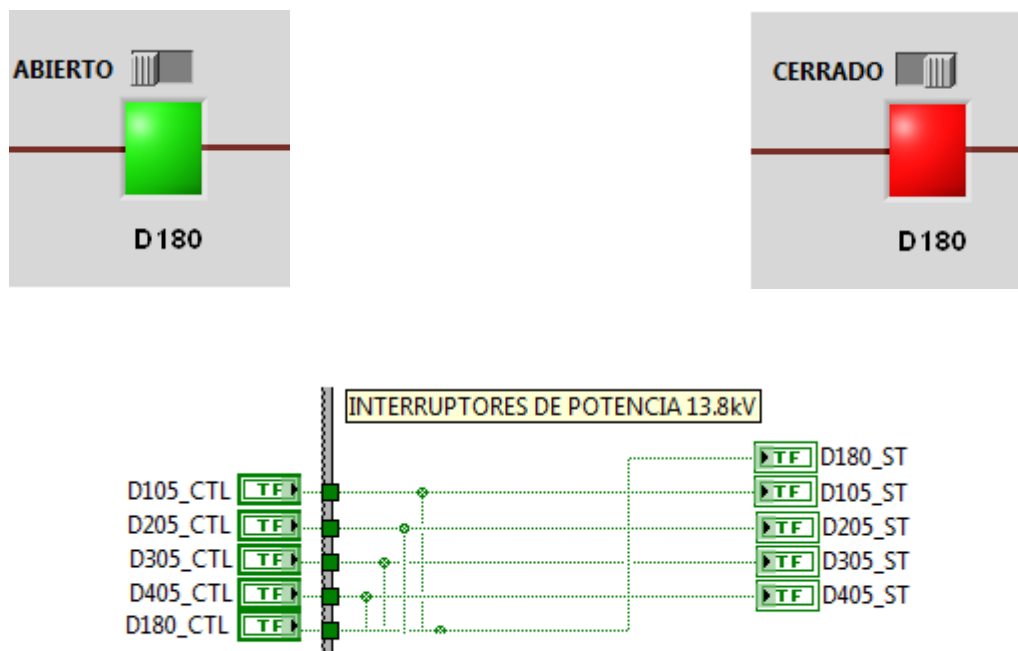


Figura 4.23. Panel frontal y diagrama de bloques del control-indicador para apertura y cierre de interruptores.

4.2.3.2. Control para elección de modo local-remoto de interruptores

Este tipo de control se utilizó para elegir el modo de operación de un interruptor, ya sea en modo local, donde dicho equipo se opera directamente en el patio de la subestación y, además, deshabilita el control del interruptor desde la interfaz gráfica o en modo remoto, donde el operador lo manipula desde la interfaz gráfica diseñada en este proyecto.

Para la elaboración de este control, se utilizó el control booleano *horizontal slide switch*, utilizando uno para cada interruptor, elaborando un panel con todos los controles para el manejo del modo de operación del equipo de maniobra (ver figura 4.24). Esta representación en forma de panel para el modo local-remoto es igual para todos los unifilares del programa principal.

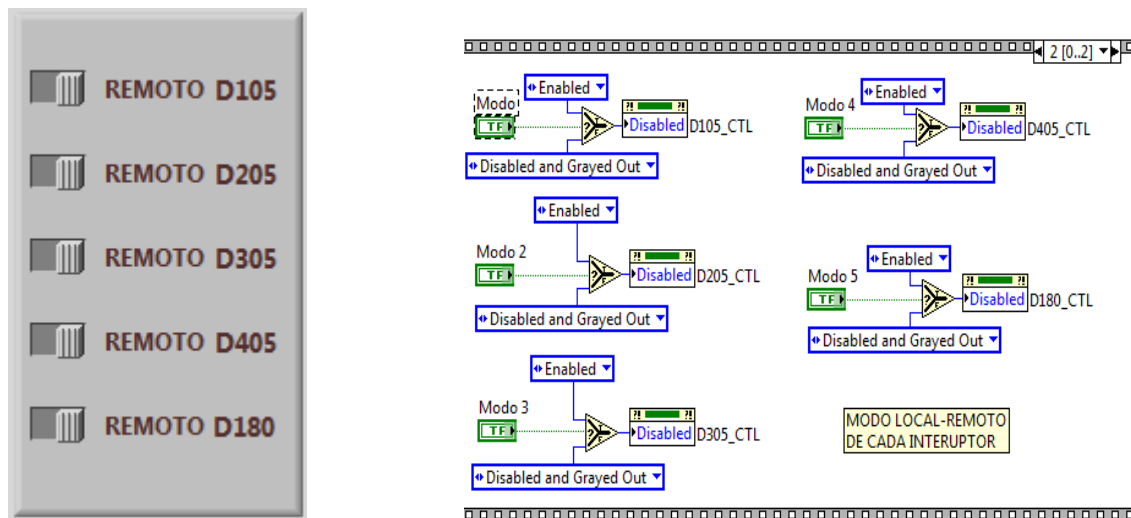


Figura 4.24. Panel frontal y diagrama de bloques del control de modo local-remoto de un interruptor.

4.2.3.3. Control para apertura y cierre de seccionadores

En el diseño de este tipo de control se utilizó un botón booleano denominado **ok button**, pero con ciertas modificaciones para darle la apariencia de un switch que abre y cierra, utilizando para dicha modificación las opciones **advance/customize**, haciendo clic derecho sobre el botón en cuestión. En este control de seccionadores, una vez construido, se hizo otra modificación, esta vez en su elemento correspondiente en el diagrama de bloques, para que se comportara como un indicador, de manera que pueda operarse desde una remota virtual, que no es más que otro VI elaborado para el control de los seccionadores y de las alarmas, el cual se describirá más adelante en este texto. El diseño puede verse en la figura 4.25.



Figura 4.25. Panel frontal y diagrama de bloques del control de seccionadores.

4.2.3.4. Indicador-contador de carga

En la construcción de este contador, se utilizó un indicador llamado **numeric indicator**, de la librería de herramientas de LabVIEW, y dicho contador tiene como función el mostrar el nivel de tensión de las barras principales y de transferencia, así como la cantidad de corriente que circula en las salidas de línea de cada unifilar. (Ver Figura 4.26)

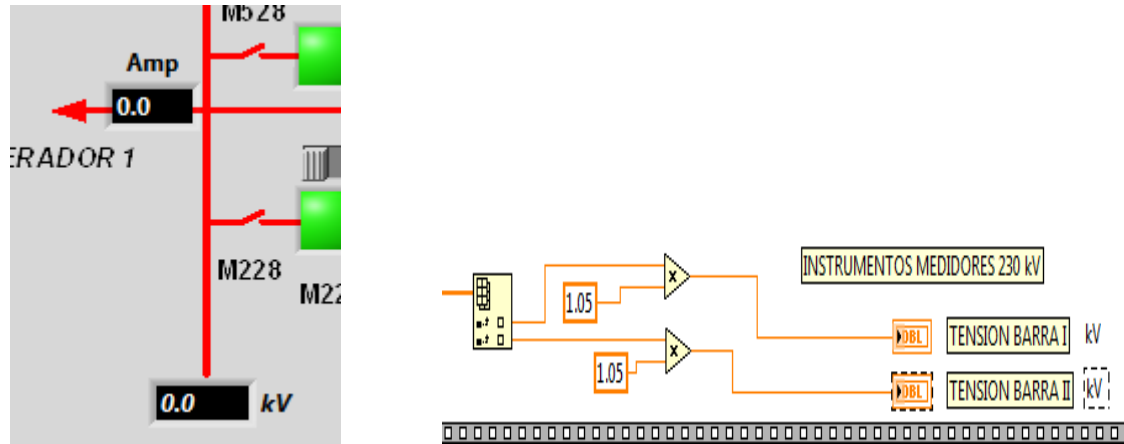


Figura 4.26. Panel frontal y diagrama de bloques de un contador-indicador.

4.2.3.5. Registro de eventos y alarmas

El registro de eventos y alarmas es un VI que se encarga de escribir, guardar y borrar archivos de texto, su función es la de expandir una ventana para escribir un comentario, en este caso la causa de un evento o alarma, para luego guardar dicho comentario y llevar un registro histórico, el cual puede limpiarse en cualquier momento utilizando el botón borrar. El indicador con los tres botones es común en todos los unifilares y paneles de alarma del VI principal. (Figura 4.27)



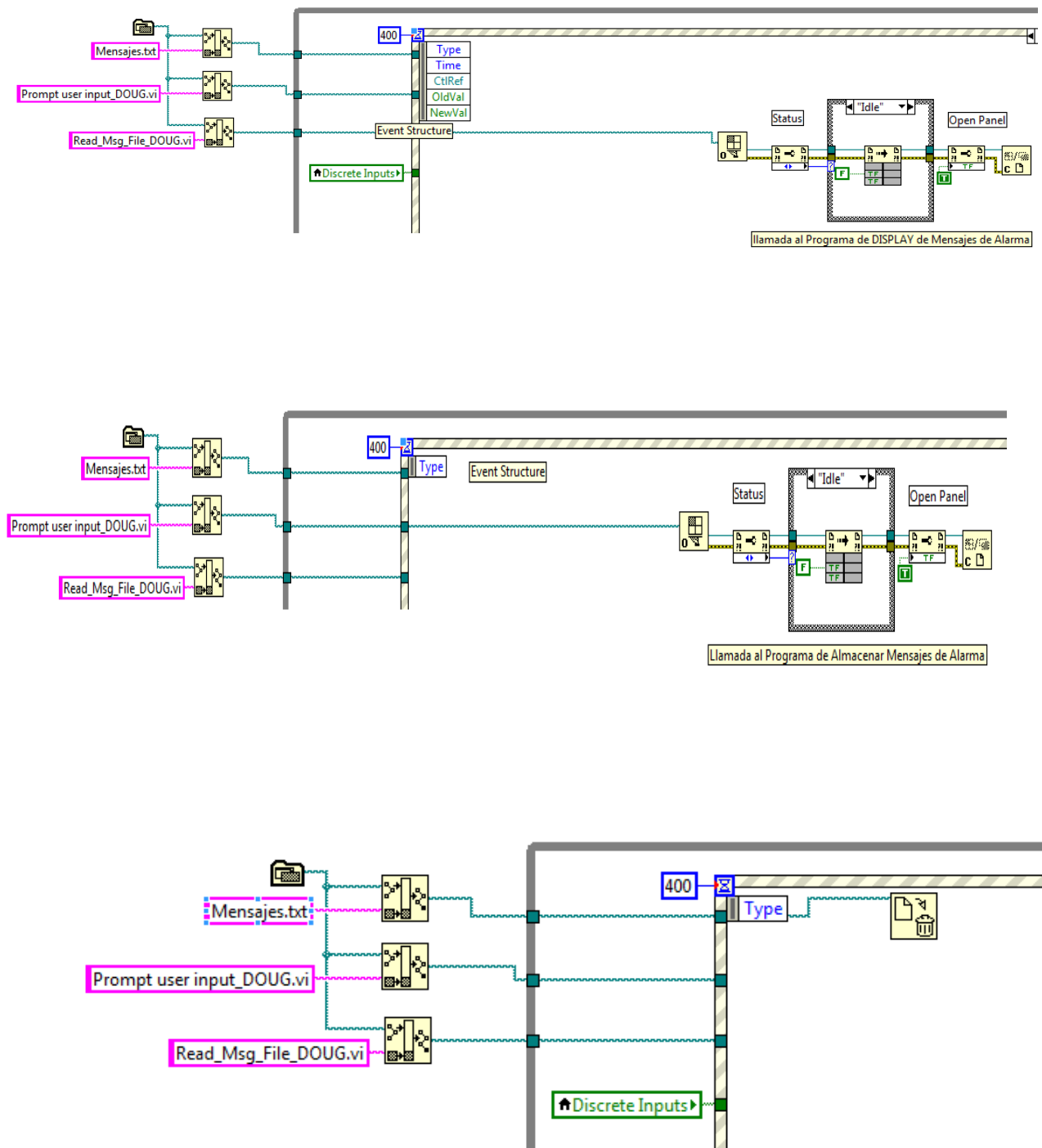


Figura 4.27. Panel frontal y diagrama de bloques del VI registro de alarmas.

4.2.3.6. Fecha y hora del sistema

Este indicador muestra en pantalla la fecha en formato dd/mm/aa y la hora del sistema en formato 12 hrs. En la figura 4.28 se muestra el indicador y su código en el programa. Es común para todos los unifilares y paneles de alarmas del VI principal.



Figura 4.28. Fecha y hora del sistema.

4.2.4. REMOTA VIRTUAL.vi

Programa secundario del proyecto, que simula el comportamiento de la unidad remota instalada en la subestación. Desde este VI se lleva el control de los seccionadores, se produce la condición aleatoria de alarma, que para efectos de este diseño simula el comportamiento de una alarma activada por un evento o falla, además de poseer un botón de reset de alarmas para desactivar el sonido e inicializar el contador de tiempo para que se produzca una nueva condición de alarma y un display con dos subarreglos de LED's indicadores, que muestran en que elemento se produce la alarma, A continuación se muestran las diferentes pestañas que conforman este VI (ver figuras 4.29, 4.30, 4.31, 4.32, 4.33):

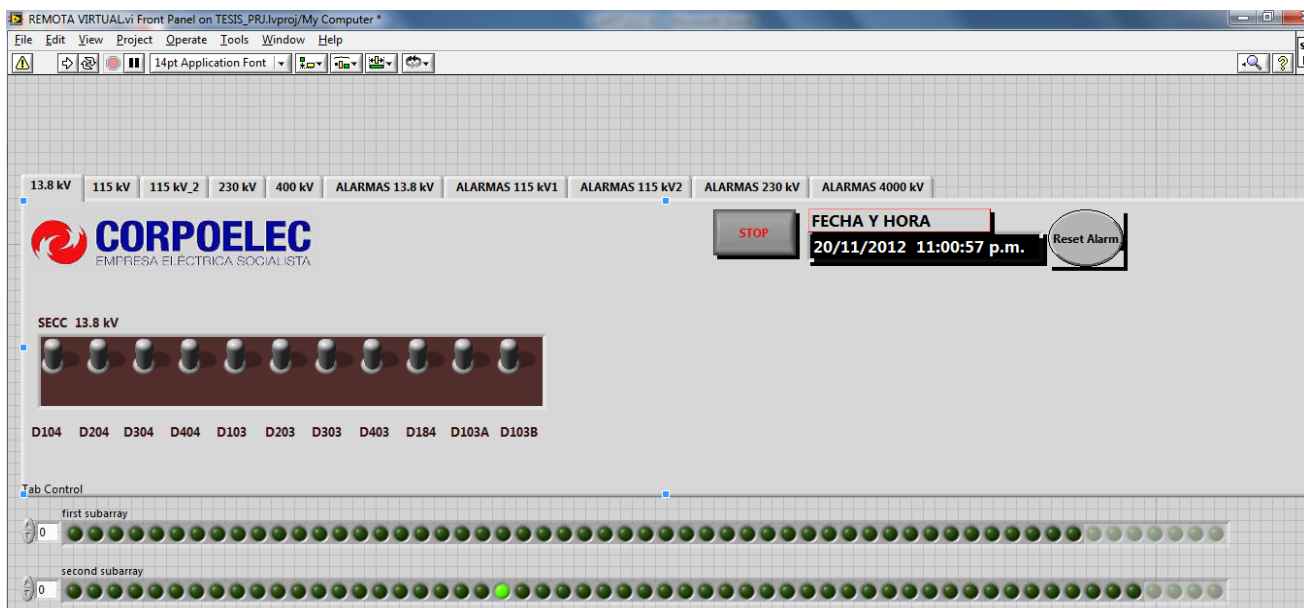


Figura 4.29. Control de seccionadores de 13.8 kV del VI REMOTA VIRTUAL.vi

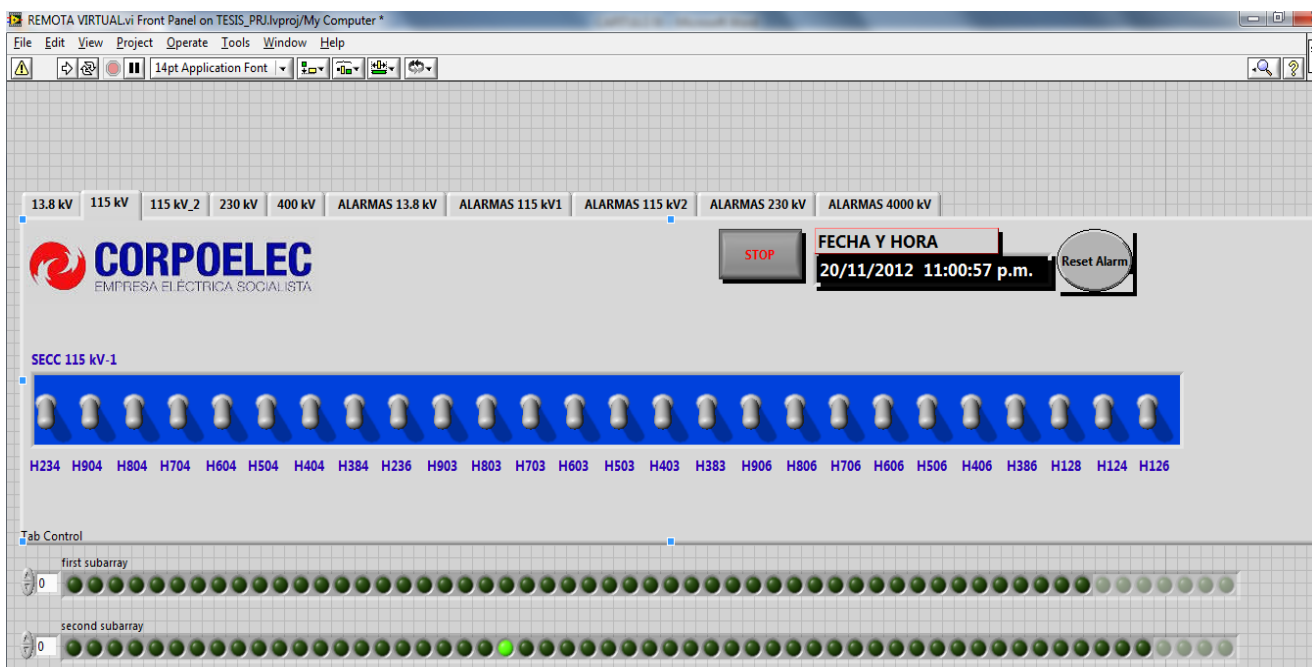


Figura 4.30. Control de seccionadores de 115 kV1 del VI REMOTA VIRTUAL.vi



CAPÍTULO IV: DISEÑO DEL SISTEMA DE MANDO REMOTO

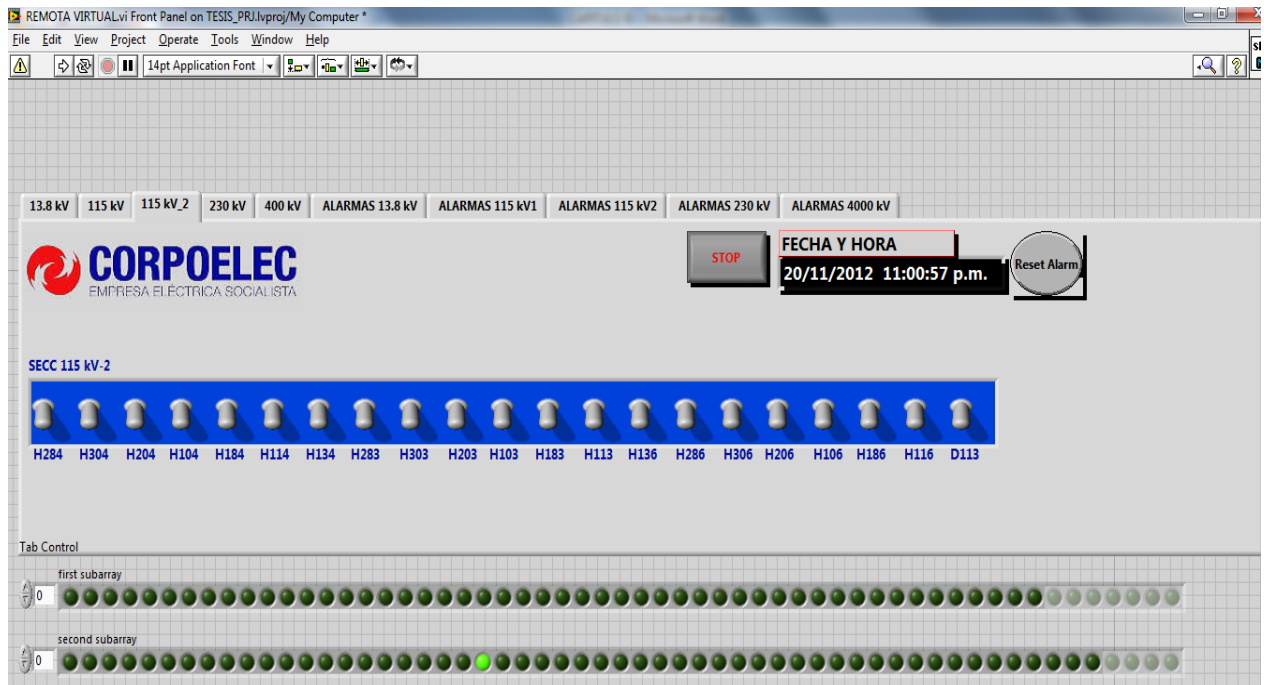


Figura 4.31. Control de seccionadores de 115 kV2 del VI REMOTA VIRTUAL.vi

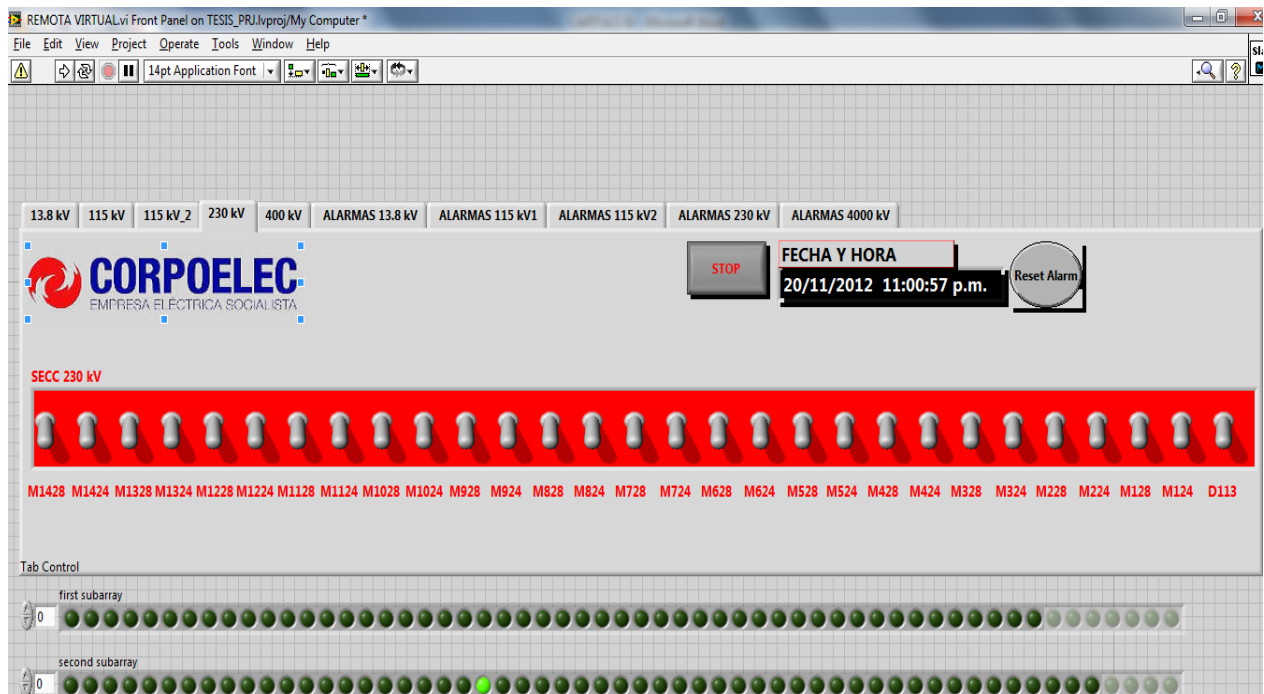


Figura 4.32. Control de seccionadores de 230 kV del VI REMOTA VIRTUAL.vi

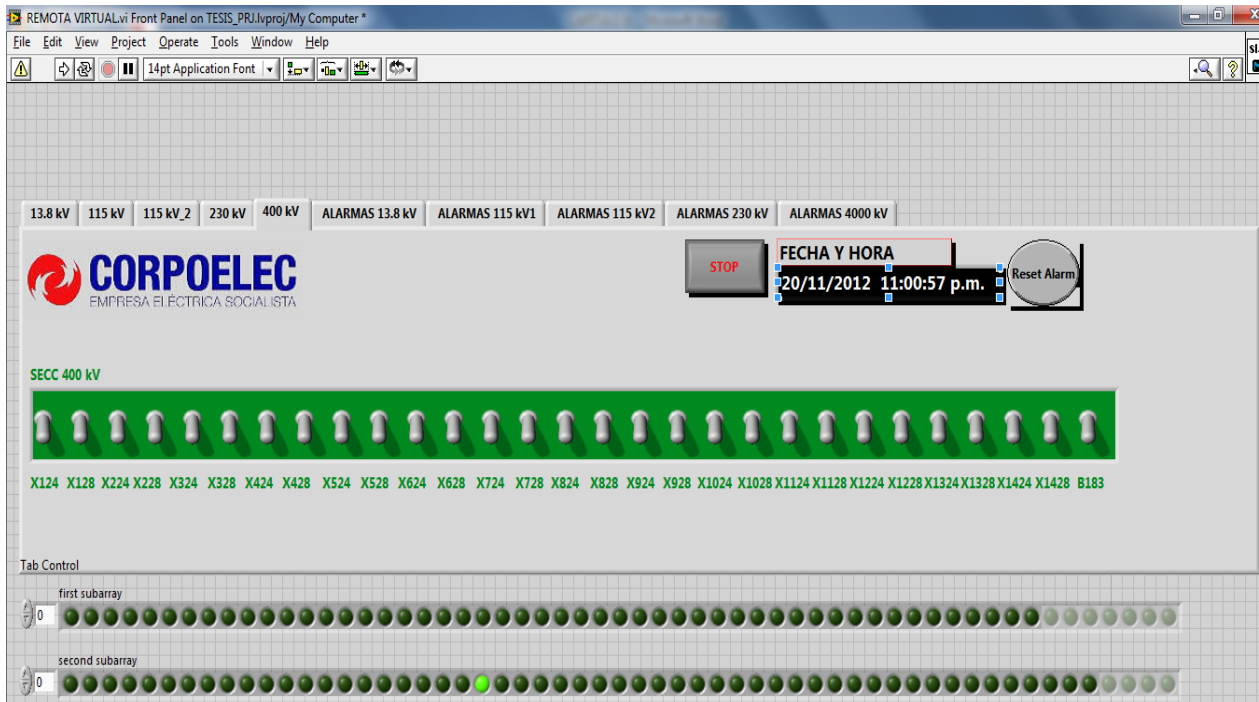


Figura 4.33. Control de seccionadores de 400 kV del VI REMOTA VIRTUAL.vi

4.2.4.1. Control de seccionadores en la Remota Virtual

Desde el VI de la remota virtual, se controla cada uno de los seccionadores del VI principal, esto se lleva a cabo mediante un código en el programa (figuras 4.34 y 4.35) que sigue una serie de condiciones, entre las cuales se encuentra:

- ✓ Un seccionador, ya sea de barra o de línea, no debe abrirse mientras un interruptor se encuentra cerrado. En el programa hay una sección del código que cumple con esta condición
- ✓ El seccionador de transferencia obedece al interruptor de transferencia, es decir, no debe abrirse mientras el anterior este cerrado
- ✓ Los interruptores pueden abrirse y cerrarse sin importar que los seccionadores estén cerrados o abiertos.

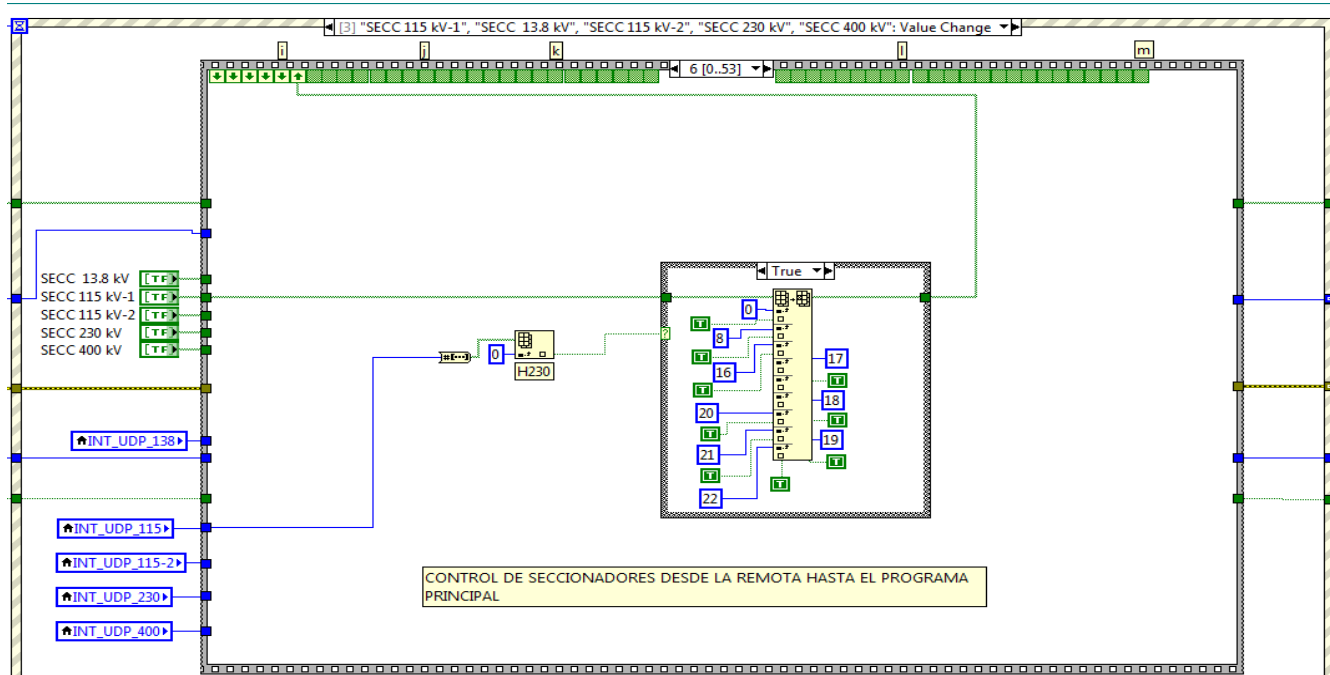


Figura 4.34. Diagrama de bloques del control de seccionadores.

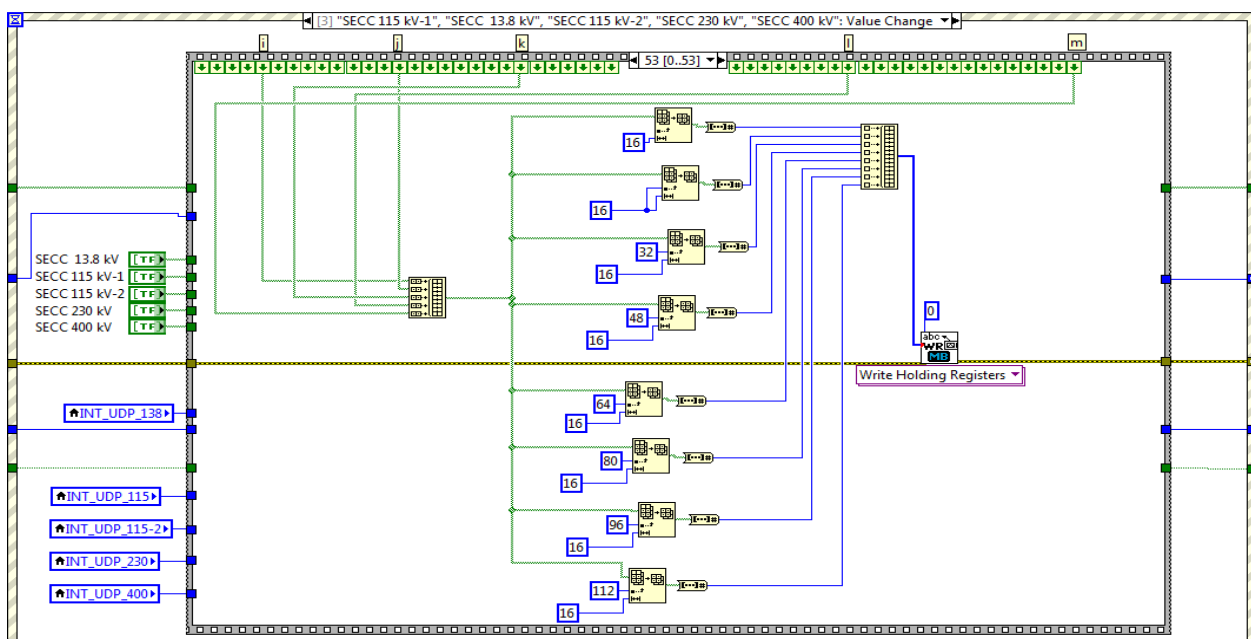


Figura 4.35. Diagrama de bloques del control de seccionadores. (Continuación).



Como puede verse en las figuras, este segmento de código se repite 53 veces, debido a la cantidad de seccionadores que hay que controlar, por tanto dicho código se encierra en un ciclo para su repetición continua.

4.2.4.2 Generación aleatoria de alarmas

La generación aleatoria de alarmas se hizo con el fin de simular en la interfaz grafica, la producción de alarmas debido a eventos ocurridos en la subestación, ya sea por falla en algún equipo de maniobra, línea de transmisión, transformador, etc., o condiciones anormales de operación de los mismos. Para efectos de este proyecto, lo que se pretende mostrar es la generación de alarmas, de manera visual y sonora, y para ello se utilizo una función de número aleatorio, de manera que después que transcurre cierto tiempo, se genera una alarma, que puede observarse en el panel de alarmas del programa principal y en los subarreglos del display ubicado en la remota virtual, y activa a su vez una alarma sonora, que puede reiniciarse pulsando un botón de reset situado también en el panel frontal de la misma. (Figuras 4.36, 4.37, 4.38, 4.39, 4.40 y 4.41)

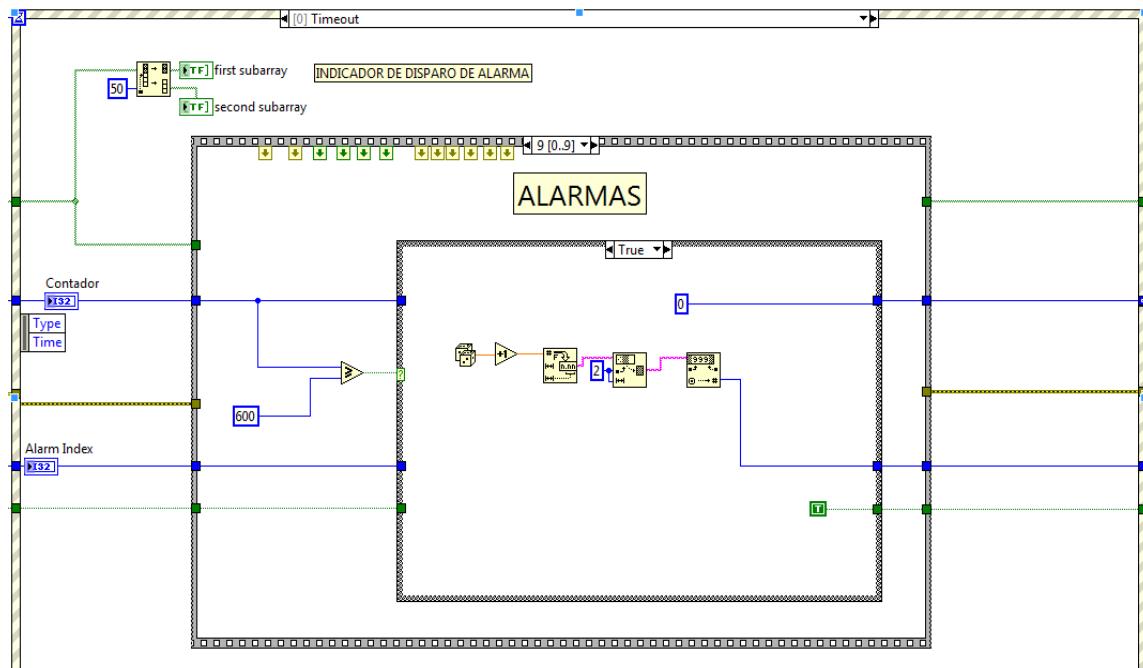


Figura 4.36. Diagrama de bloques de la función aleatoria de generación de alarmas.

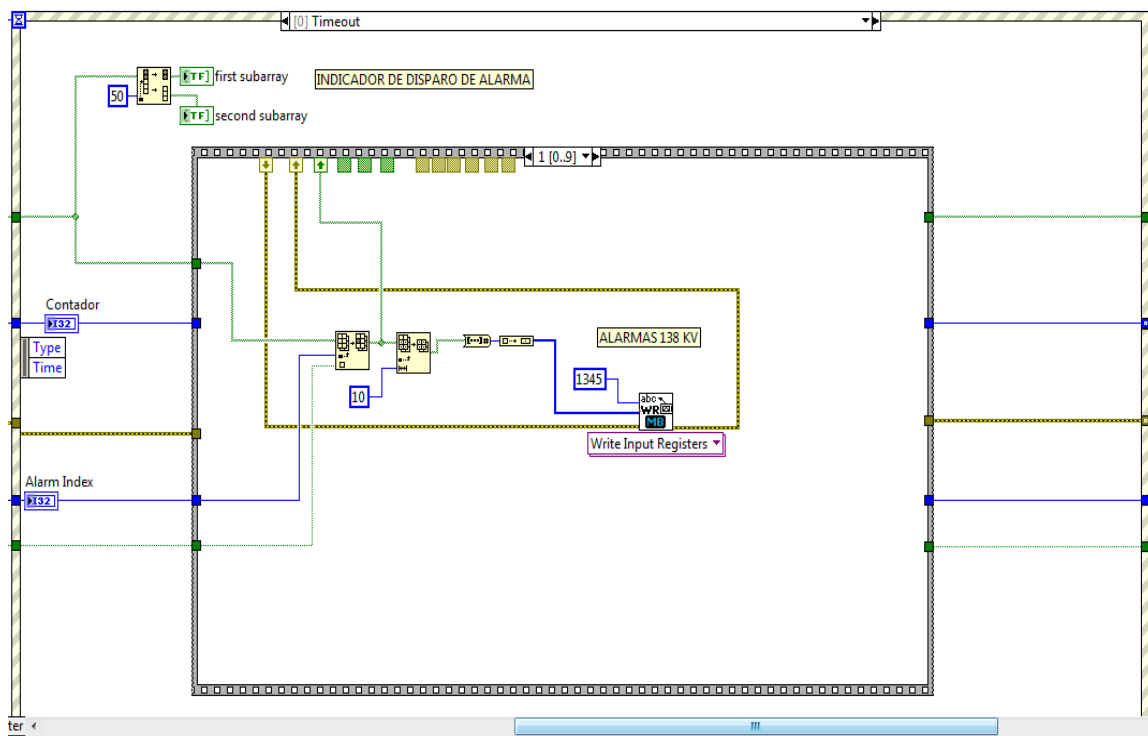


Figura 4.37. Diagrama de bloques de la generación de alarmas de 13.8 kV

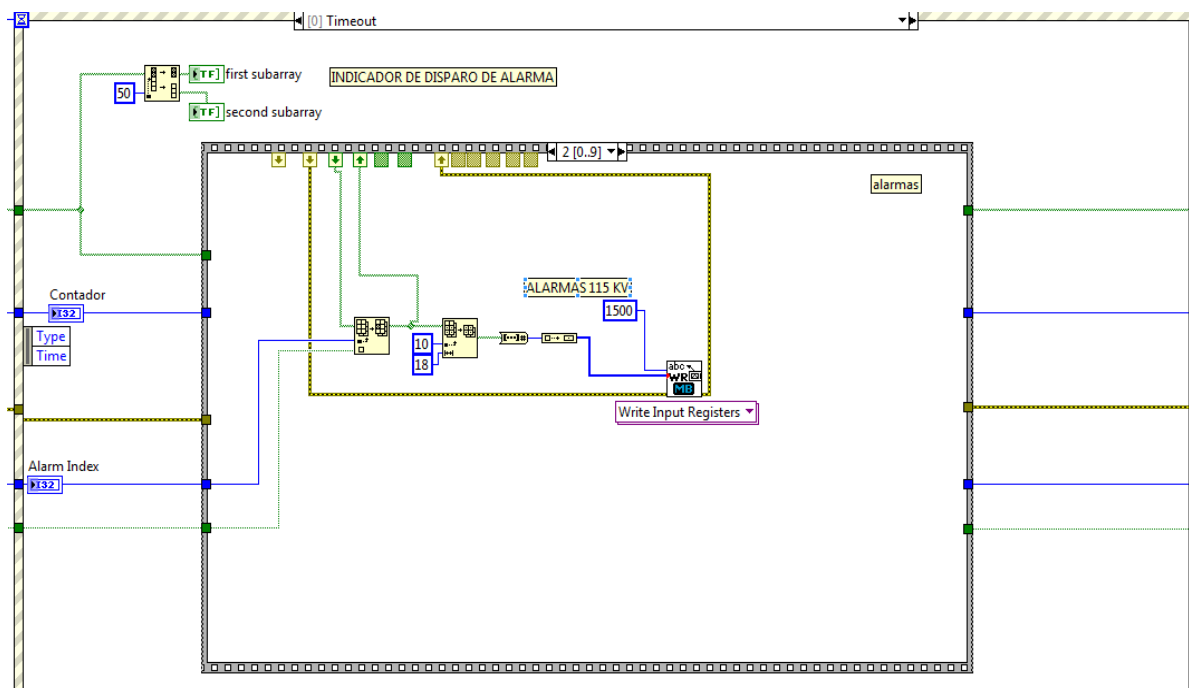


Figura 4.38. Diagrama de bloques de la generación de alarmas de 115 kV

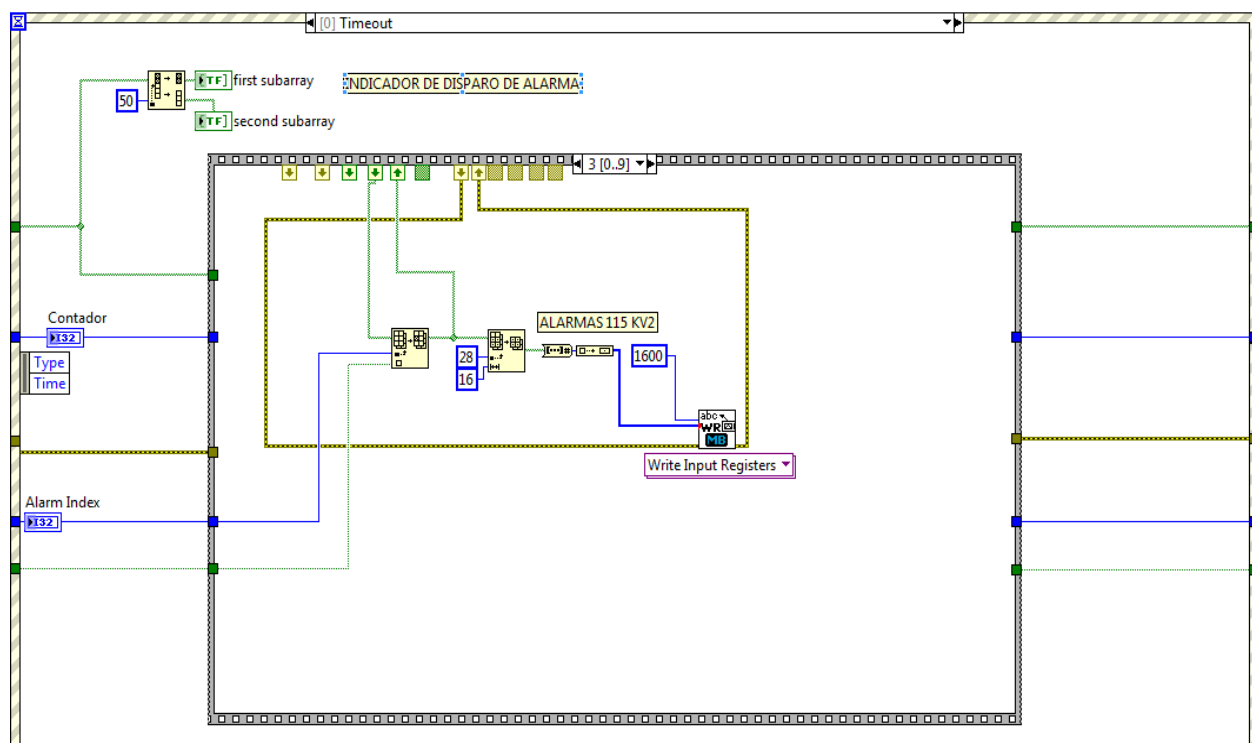


Figura 4.39. Diagrama de bloques de la generación de alarmas de 115 kV2.

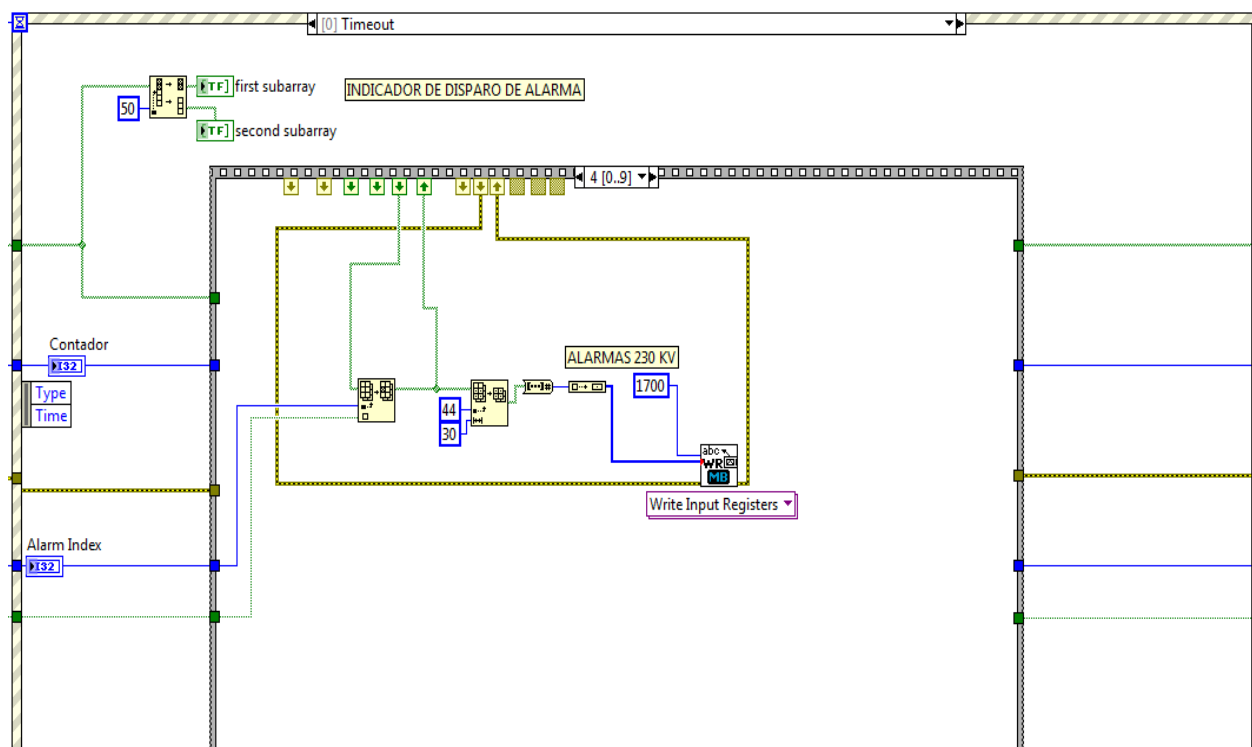


Figura 4.40. Diagrama de bloques de la generación de alarmas de 230 kV.

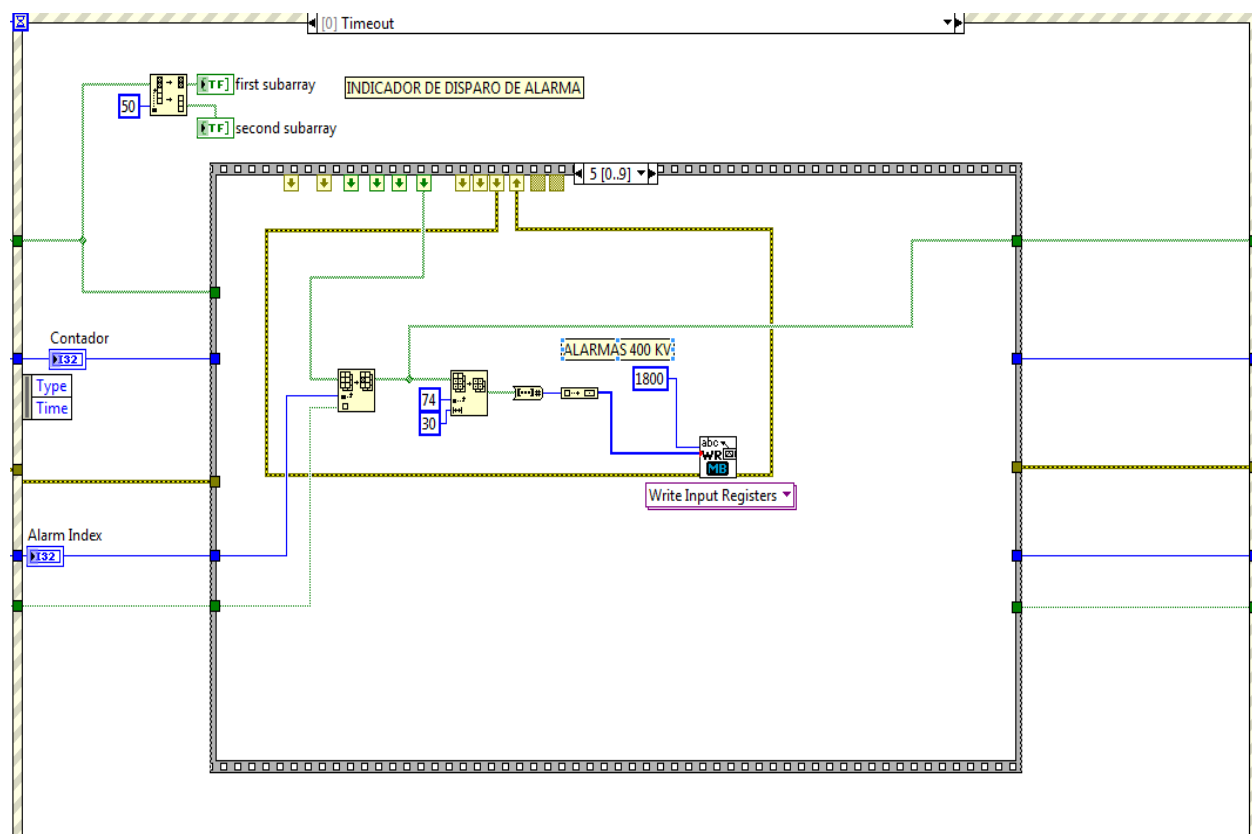


Figura 4.41. Diagrama de bloques de la generación de alarmas de 400 kV.

4.2.5. Comunicación entre la Remota Virtual y el programa principal.

La comunicación entre la remota virtual y el VI principal, se lleva a cabo mediante módulos Modbus, que se encuentran en la librería de herramientas del LabVIEW 2010. Se diseñó de esa manera debido a que la Unidad Remota de Planta Centro utiliza como protocolo de comunicación el Modbus TCP/IP, aunque actualmente utiliza para comunicarse con los equipos de patio, el protocolo 104. Pero debido a que LabVIEW comunica mejor vía Modbus, se decidió utilizarlo en la comunicación interna entre los VI, y para una futura implementación de esta propuesta, comunicaría directamente con la unidad remota.

En las figuras 4.42, 4.43, 4.44 y 4.45 se encuentran secciones del código donde aparecen los módulos Modbus que posee LabVIEW 2010:

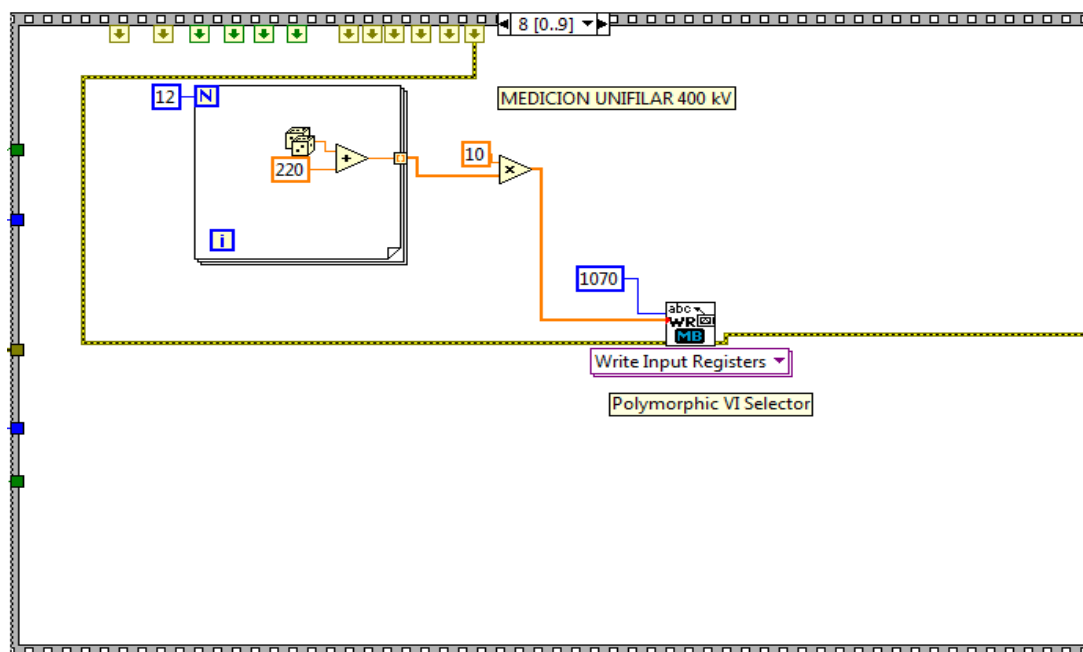


Figura 4.42. Modulo Modbus para escritura de registros de entrada (medición).

En la figura anterior, se muestra como la generación de una cifra para mostrarla como lectura de un medidor en el unifilar de 400 kV, se escribe en un módulo Modbus para escribir registros de entrada, que se leerán a través de un módulo de lectura de registros de entrada ubicado en el programa principal, de esta manera, la cifra que se quiere mostrar en el unifilar de 400 kV en el VI MAIN_UNI.vi, viaja a través de Modbus, utilizando los módulos de escritura y lectura de registros de entrada.

Cabe destacar que este proceso se utiliza para los medidores de todos los unifilares, así como para la generación de alarmas en la remota virtual y su posterior lectura y visualización en el programa principal.

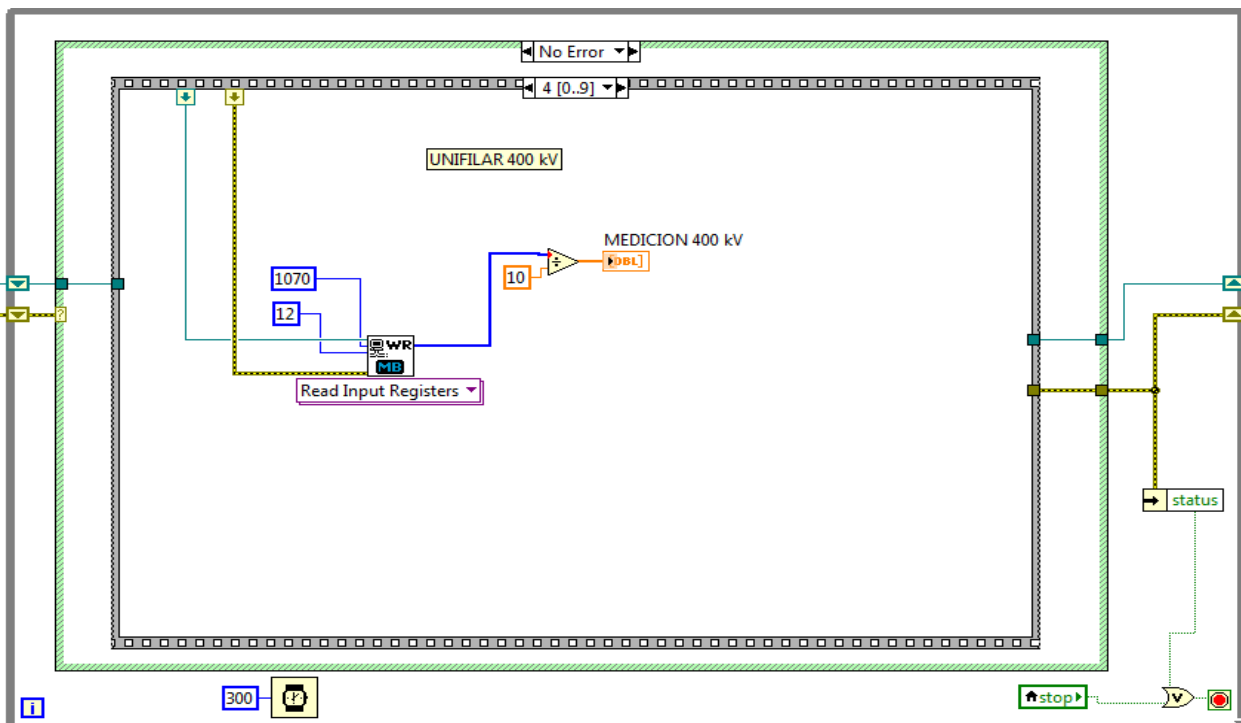


Figura 4.43. Módulo Modbus para lectura de registros de entrada (medición).

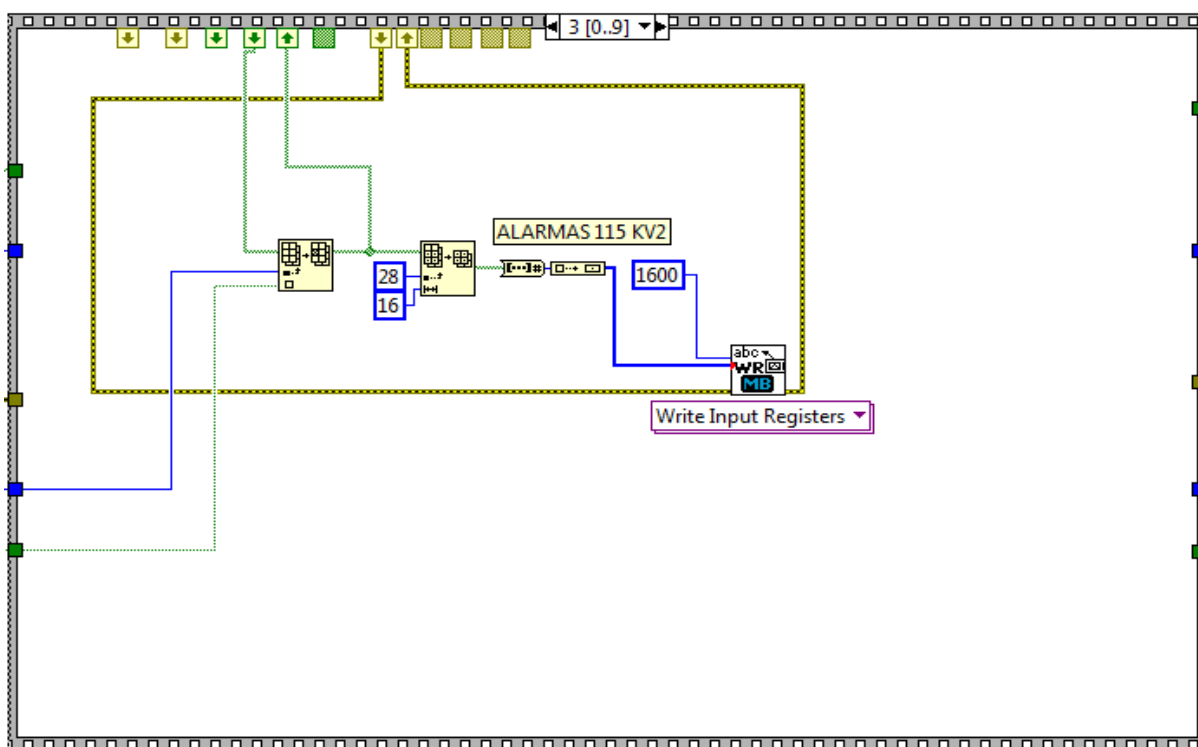


Figura 4.44. Módulo Modbus para escritura de registros de entrada (alarmas).

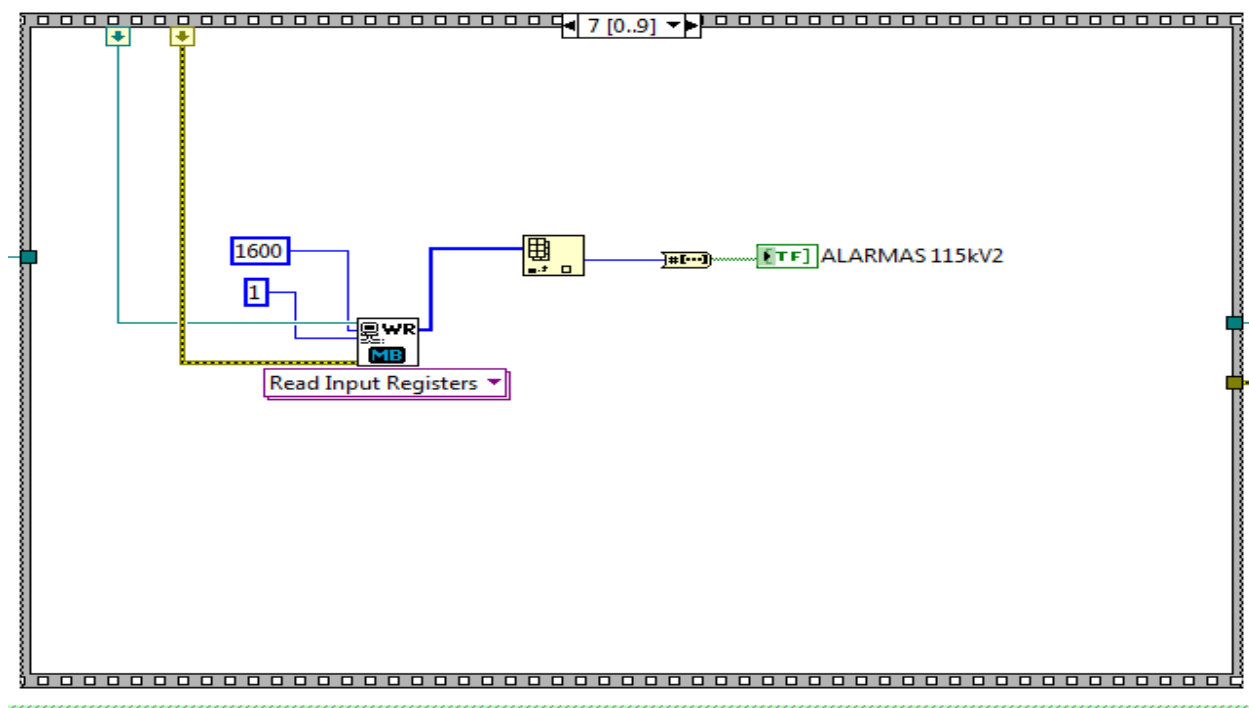


Figura 4.45. Modulo Modbus para lectura de registros de entrada (alarmas).

CAPÍTULO V

Conclusiones y recomendaciones



5.1 CONCLUSIONES

- El comportamiento presentado por el entorno de programación NI LabVIEW 2010 es digno de resaltar, ya que se presenta como una herramienta realmente potente y útil para el diseño de interfaces gráficas.
- La propuesta que se presenta en este proyecto de grado es bastante ambiciosa, ya que se quiere mejorar el proceso de las operaciones que se llevan a cabo en la subestación, y aprovechando la tecnología existente en el mercado, puede lograrse.
- Con esta aplicación, que presenta de manera general el comportamiento de una subestación, se evidencia que LabVIEW es uno de los entornos de desarrollo con mayor vigencia para implementación de sistemas SCADA.
- El sistema de mando remoto diseñado brinda una alternativa factible de reemplazo al uso de otras tecnologías de automatización que hoy en día se encuentran descontinuadas.
- La comunicación entre los programas diseñados resulta mucho más fácil y clara si se utiliza Modbus, ya que LabVIEW lo maneja y para una futura implementación, la unidad remota también puede configurarse con este protocolo.
- En términos generales la utilización de un sistema automatizado como el propuesto aumenta sin duda la seguridad por lo previamente mencionado, además en cuanto a operaciones se refiere resulta ventajoso, ya que al usar una interfaz grafica el operador puede realizar varias actividades a la vez con la ayuda de la misma.
- El manual de usuario representa una herramienta que permite al operador de la subestación ubicarse de manera rápida y sencilla con el uso adecuado del software.



5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda a la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC) realizar las respectivas revisiones de manera detallada, ya que al tratarse de una propuesta, está sujeta a las mismas en pro del mejoramiento de dicha propuesta
- Se recomienda a los potenciales usuarios de esta aplicación, realizar un curso básico o taller de LabVIEW, para familiarizarse con el entorno y se haga mucho más fácil y amigable el desarrollo de sistemas de control de procesos de cualquier tipo, además de tener conocimientos prácticos de programación en otros lenguajes.
- Se recomienda, en el caso de una futura implementación, el diseño de un software que convierta la comunicación de puerto paralelo a USB, ya que la paralela está desapareciendo del mercado, esto en el caso de la comunicación con la unidad remota.
- Es recomendable que el computador donde se instale el software de mando remoto cuente con los requerimientos mínimos para su instalación (memoria, espacio en disco, resolución de pantalla), de manera que el software no se torne lento y tedioso a la hora de su manipulación
- Se recomienda a aquellos estudiantes que quieran continuar con el desarrollo de esta propuesta, investigar más a fondo sobre lenguajes y entornos de programación compatibles con LabVIEW, para crear aplicaciones que le den más profundidad y solidez a este diseño, de la que ya presenta
- Se recomienda, en caso de una implementación, utilizar equipos del fabricante dueño de la patente de LabVIEW, por su compatibilidad y su comprobada eficiencia.

APÉNDICE A

Manual de Usuario

MANUAL DE USUARIO

El objetivo de este manual es proporcionar una ayuda para el uso del software realizado para el control y supervisión de operaciones en la Subestación Planta Centro, en este se describen los pasos a seguir para el uso y funcionamiento correcto del sistema.

El primer paso consiste en abrir el programa para la realización de la práctica, esto se logra haciendo doble clic sobre el icono que hace referencia al programa ubicado en el escritorio:



Figura 1. Icono del programa

Luego aparecerá en pantalla el panel frontal del VI MAIN_UNI.vi:

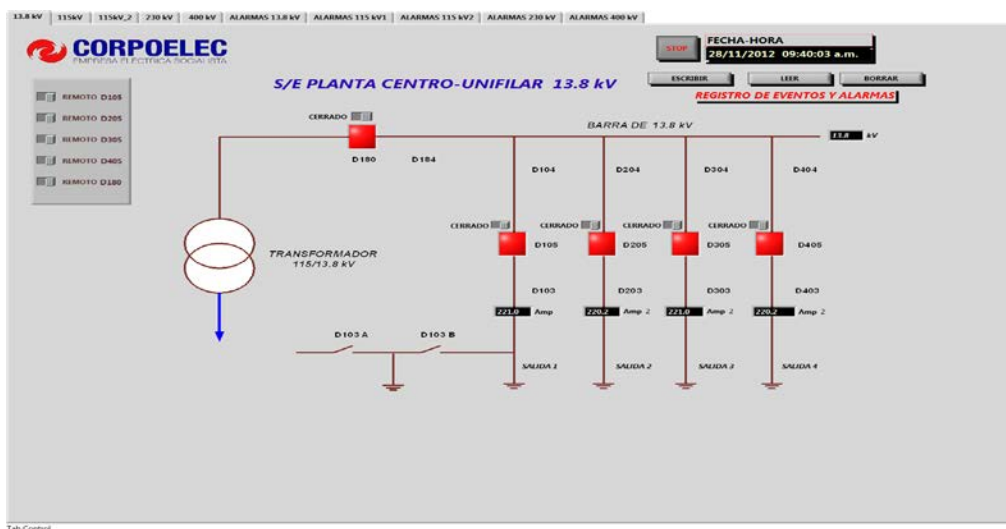


Figura 2. Pantalla *Tab Control* o de selección del sistema

APÉNDICE

Cabe destacar que la pantalla de selección del sistema está configurada en una herramienta organizativa del LabVIEW llamada **Tab Control**, la cual permite visualizar varias ventanas o paneles frontales con solo seleccionar una pestaña, tal cual como está dividido este proyecto, de manera que seleccionando una de las pestaña de la parte superior del **Tab Control** se visualizará en pantalla el diagrama unifilar seleccionado (Figuras 3 y 4):



Figura 3. Pestaña de selección del *Tab Control* del VI MAIN_UNI.vi

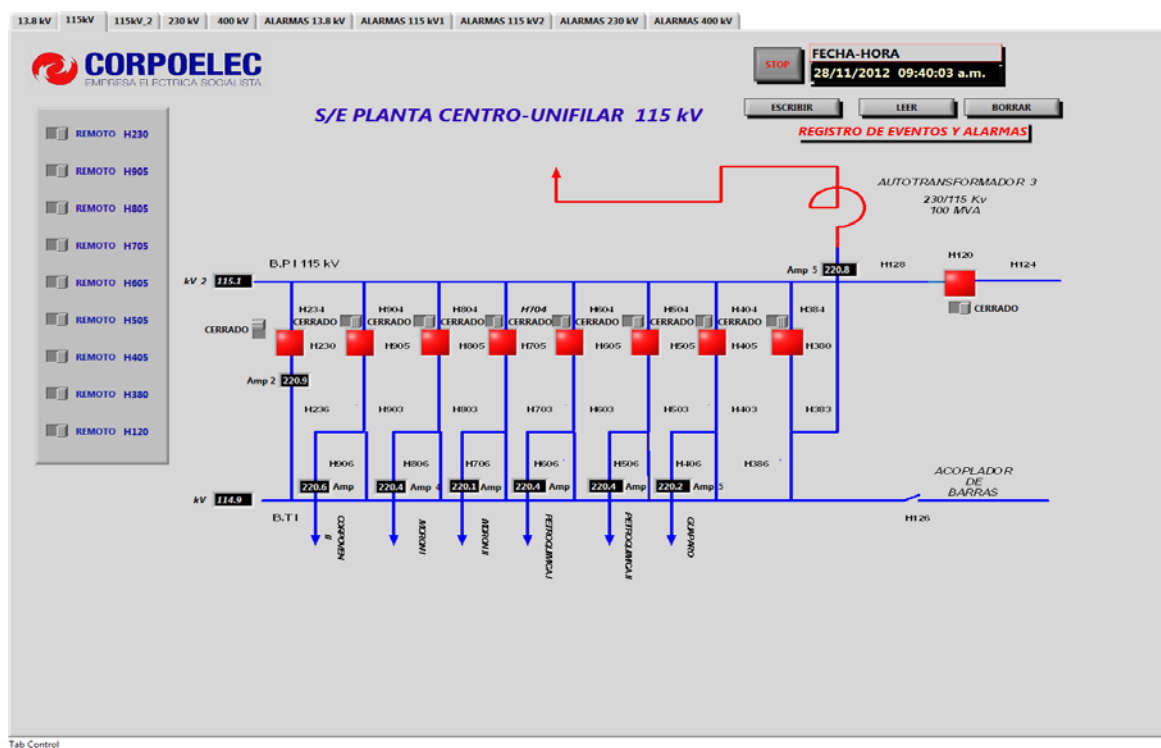


Figura 4. Diagrama unifilar seleccionado en el *Tab Control* del VI MAIN_UNI.vi

APÉNDICE

Una vez abierto el programa, y colocado en modo Run, se abrirá una segunda ventana con el programa secundario REMOTA VIRTUAL.vi, el cual se utiliza para el control de los seccionadores del VI MAIN_ UNI.vi, por tanto los dos VI se visualizarán simultáneamente en pantalla (figuras 5 y 6):

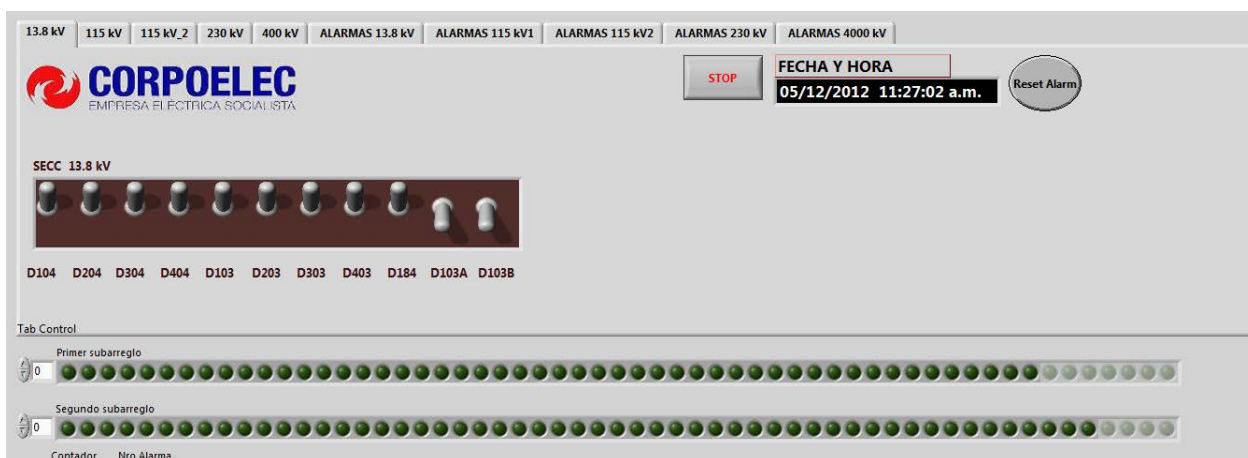


Figura 5. Panel frontal del VI REMOTA VIRTUAL.vi

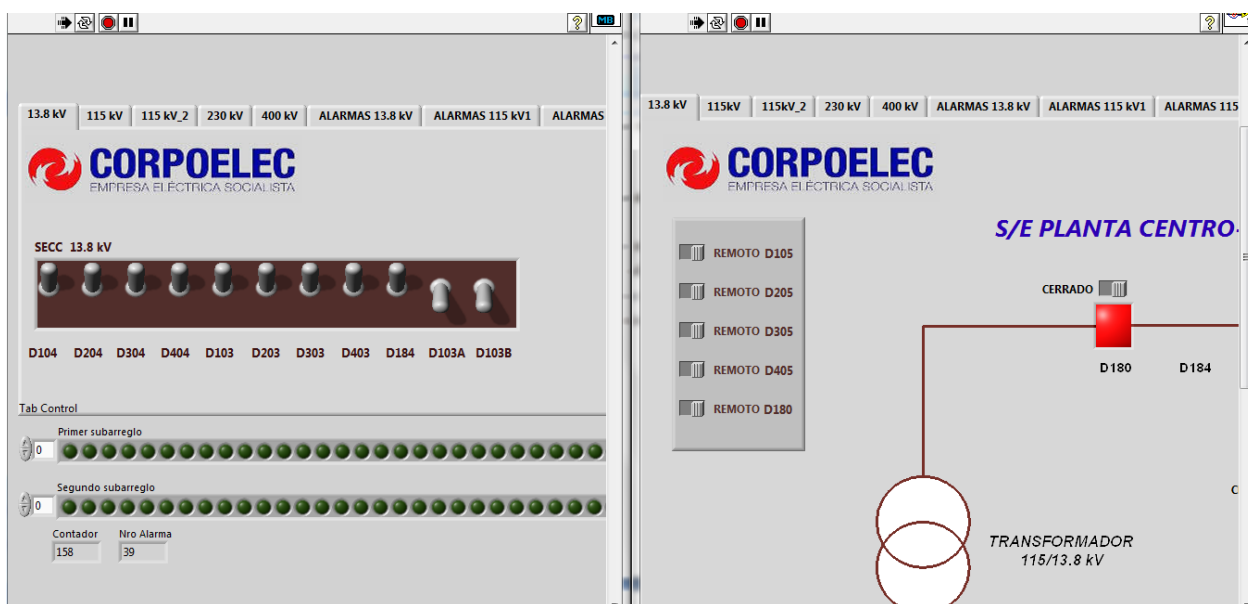


Figura 6. Visualización en pantalla de los dos programas simultáneamente.

APÉNDICE

Al igual que en el VI principal, se organizó el VI REMOTA VIRTUAL.vi por medio de un **Tab Control**, teniendo la misma función que tiene esta misma herramienta en el programa principal (figura 7):



Figura 7. Tab control del VI REMOTA VIRTUAL.vi

Ahora, una vez corriendo el software, las operaciones con la interfaz gráfica se hacen de la siguiente manera:

1. En el VI MAIN_UNI.vi, los interruptores se manipulan activando su respectivo control y el led indicador mostrara en pantalla el estado de los mismos (ROJO: cerrado, VERDE: abierto), tal como se muestra en las figura 8



Figura 8. Control e indicador de un interruptor.

NOTA: los interruptores, en todos los unifilares, se manipulan de la forma explicada anteriormente

2. Los interruptores tienen adicionalmente un control de enclavamiento, denominado modo local-remoto, que permite habilitar el interruptor cuando se trabaje en modo remoto y deshabilitarlo si se coloca en modo local (figuras 9 y 10). Como ejemplo se utilizará el control de modo del interruptor H230 del diagrama unifilar 115 kV

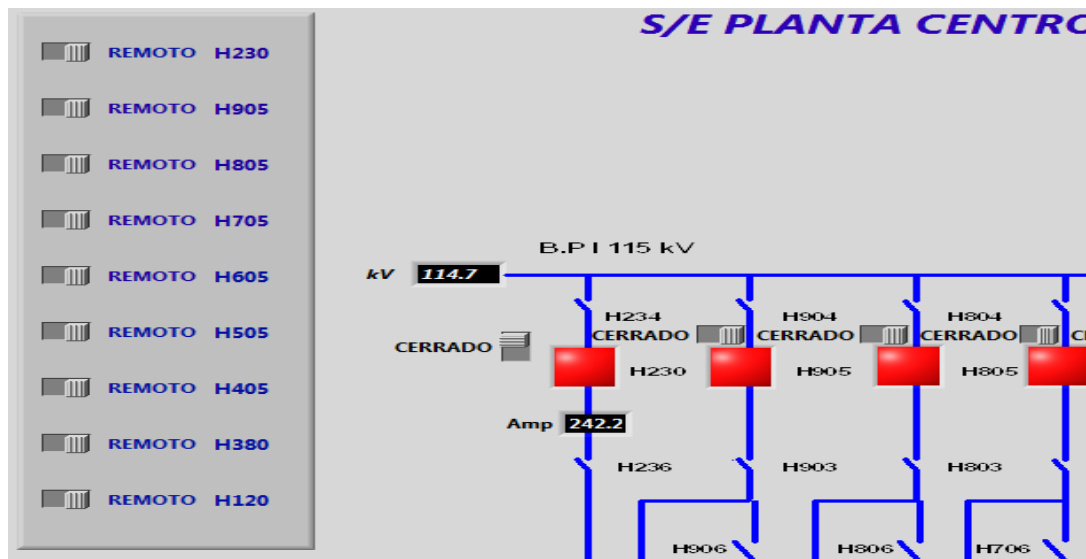


Figura 9. Interruptor H230 en modo REMOTO.

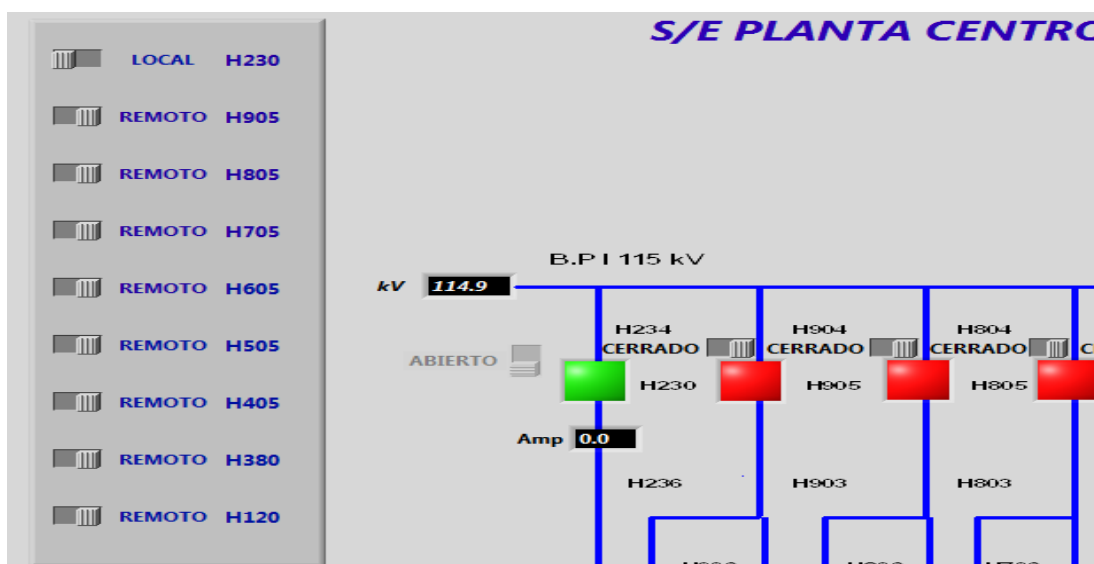


Figura 10. Interruptor H230 en modo LOCAL.

NOTA: este panel de controles de modo local-remoto de interruptores se encuentra y operan igual en todos los diagramas unifilares.

3. En este programa principal, se insertó un VI adicional llamado REGISTRO DE EVENTOS Y ALARMAS, el cual consiste en tres botones que permiten escribir, leer y borrar los comentarios acerca de cualquier evento o alarma que se presente en la subestación (figura 11):



Figura 11. Registro de eventos y alarmas.

 Pulsando este botón se despliega una ventana en la pantalla, en donde se escribe el comentario acerca del evento o alarma que ocurre (Figura 12):



Figura 12. Ventana de comentarios desplegada en pantalla.

APÉNDICE

LEER Pulsando este botón, se despliega en pantalla la lista de eventos ocurridos, que luego se convierte en un archivo de texto que guarda todos los eventos que puedan ocurrir en la subestación (figura 13):



Figura 13. Ventana con la lista de eventos ocurridos en la subestación.

BORRAR Este botón borra el registro de eventos que se guardan en la lista, dejándola en blanco para nuevos eventos (figura 14):

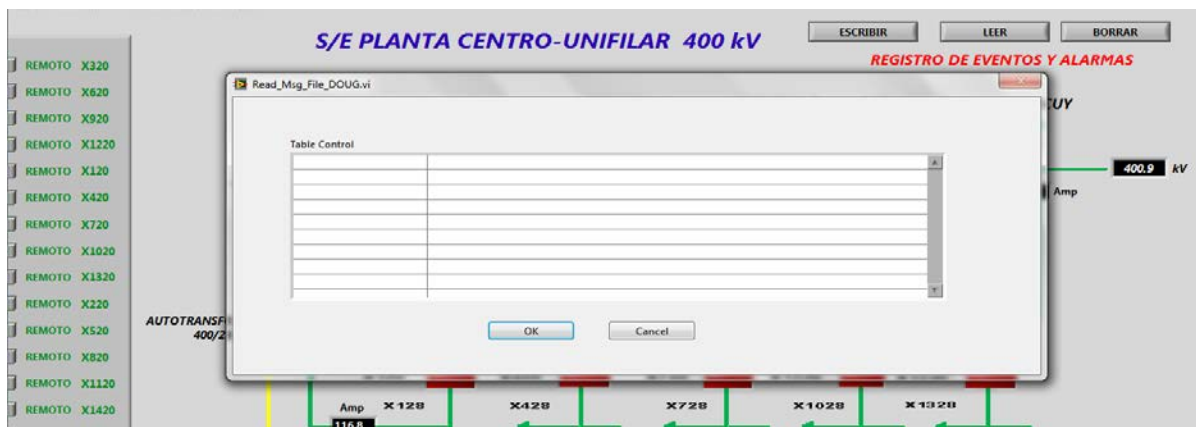


Figura 14. Ventana con la lista de eventos en blanco, luego de pulsar el botón BORRAR.

APÉNDICE

- Los paneles de alarma muestran aquella que ocurra en cualquier nivel de tensión, y lo hacen a través del encendido de un led del panel (alarma visual) y una alarma sonora (figura 15):

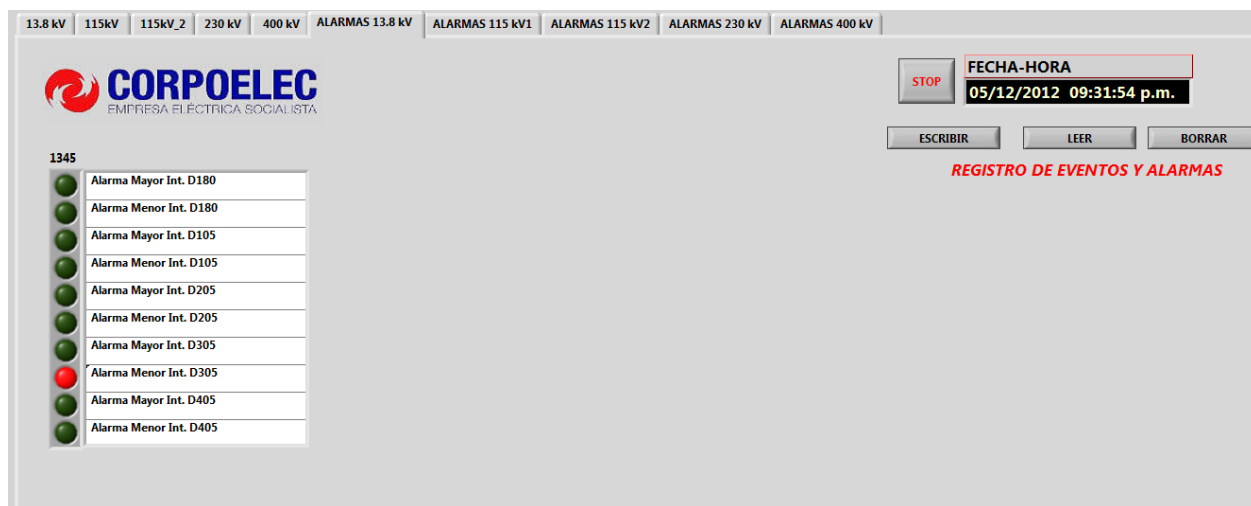


Figura 15. Panel de alarmas del diagrama unifilar 13.8 kV.

NOTA: este panel de alarmas se encuentra y opera igual en todos los diagramas unifilares.

- En el VI REMOTA VIRTUAL.vi, se manipulan todos los seccionadores que se encuentran en el programa principal, esto se lleva a cabo mediante una botonera, cabe destacar que todos los diagramas unifilares poseen una botonera de control de seccionadores (figura 16):

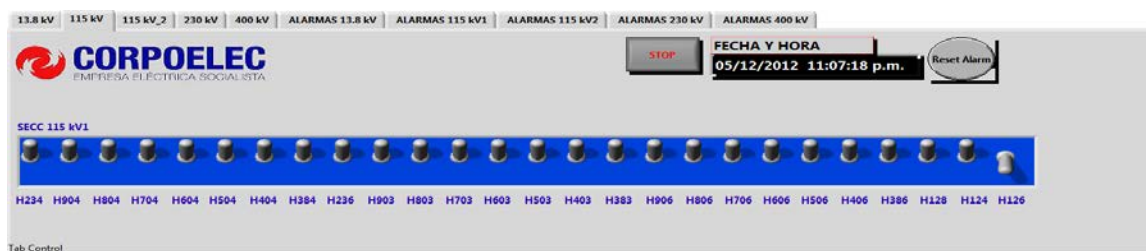


Figura 16. Botonera de control de seccionadores de 115 kV.

APÉNDICE

6. Pulsando cualquiera de los botones de la botonera, le damos apertura o cierre a un seccionador. Es importante mencionar que mientras un interruptor se encuentre cerrado, no se podrán manipular los seccionadores asociados a ese interruptor, es decir, el software no lo permite. Como ejemplo de apertura y cierre de uno de ellos, se utilizará el seccionador M228 del diagrama unifilar 230 kV (figuras 17, 18, 19 y 20):



Figura 17. Control del seccionador M228 abierto.

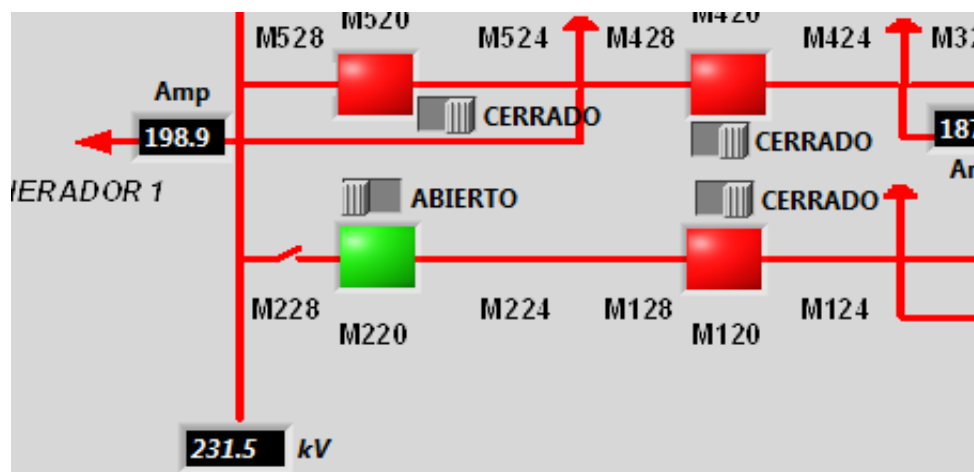


Figura 18. Seccionador M228 abierto.

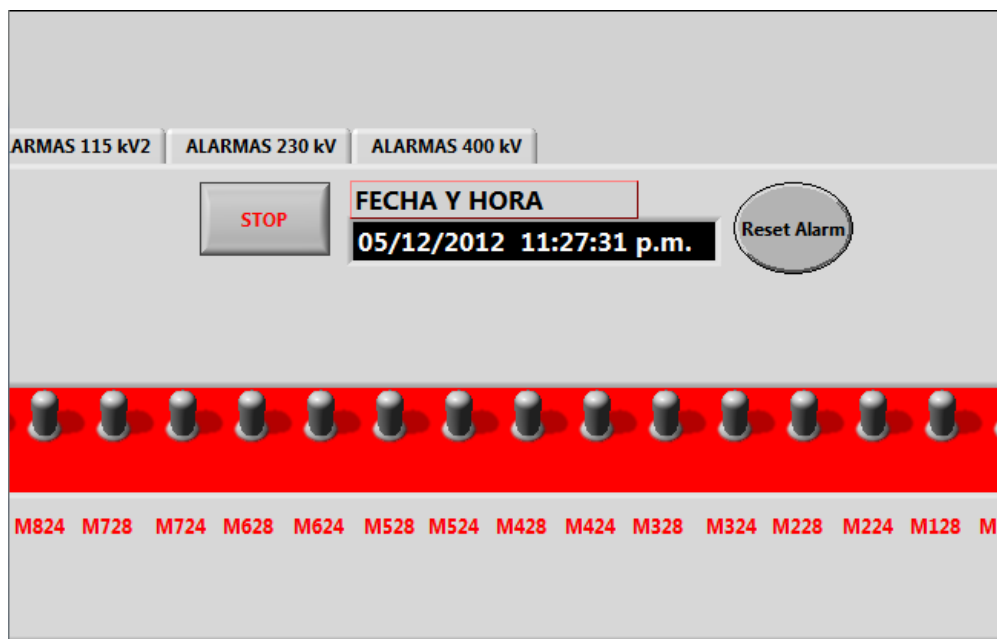


Figura 19. Control del seccionador M228 cerrado.

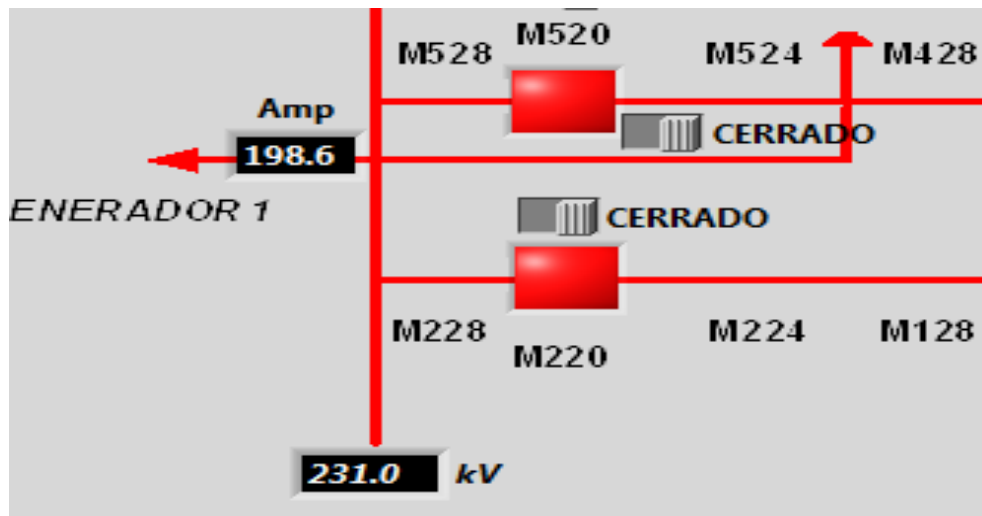


Figura 20. Seccionador M228 cerrado.

NOTA: la manipulación de seccionadores es igual en todas las botoneras de control de cualquier nivel de tensión.

APÉNDICE

7. Las alarmas se generan de manera aleatoria, esto a nivel de simulación, para demostrar cómo funcionan los paneles de alarmas visual y la alarma sonora, y para monitorear dicha generación, se tienen 2 subarreglos de led's (figura 21), que indican que alarma se genera, para luego buscar el panel correspondiente en el programa principal, ubicar la falla y luego registrarla en el archivo de eventos y alarmas.

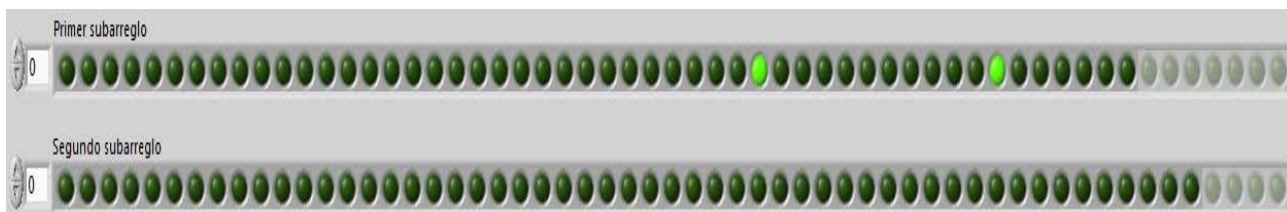


Figura 21. Subarreglos de led's para monitoreo de alarmas.

8. La generación aleatoria de alarmas se controla por tiempo a través de un contador, que cada 600 ms genera una alarma, tanto visual como sonora, además de mostrar en un indicador el numero de la alarma que se produce, para luego buscarla en su respectivo panel (figura 22):

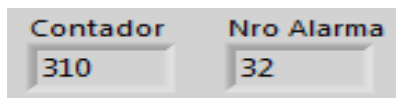


Figura 22. Contador para la generación de alarmas e indicador del número de alarma.

9. El botón **Reset Alarm**, permite desactivar la alarma sonora y reinicia el contador para generar una nueva alarma (figura 23):



Figura 23. Botón de reset para desactivar la alarma sonora y reiniciar el contador.

10. Tanto en el programa principal como en la remota virtual, veremos un indicador de fecha y hora, que mientras el software este corriendo, dará el tiempo real del sistema (figura 24):

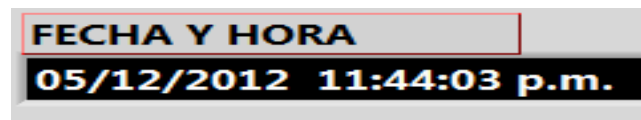


Figura 24. Fecha y hora del sistema.

11. Por último, en ambos VI encontramos un botón de stop, que permite parar el software en cualquier momento (figura 25):



Figura 25. Botón de stop.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ORDOÑEZ, Oscar A, GUZMAN, Saúl E, HERNANDEZ, René E, CARDONA, Manuel N; (2011), ***“Desarrollo de un Sistema de Monitoreo en Tiempo Real para Subestaciones Eléctricas Utilizando LABVIEW”***. Facultad de Ingeniería. Universidad de Sonsonate. El Salvador.
- [2] RAMOS, Eduardo, SOJO, Eduardo; (2005), ***“Análisis espectral de corriente para la determinación de problemas de excentricidad en el motor de ilusión”***. Biblioteca Rental de Ingeniería Eléctrica. Facultad de Ingeniería. Universidad de Carabobo. Naganagua, Venezuela.
- [3] SALCEDO, Miguel, PIÑA, Edgar; (2004), ***“Elaboración de una herramienta computacional para el cálculo de aislamiento de las líneas de transmisión a partir de 400 V”***. Biblioteca Rental de Ingeniería Eléctrica. Facultad de Ingeniería. Universidad de Carabobo. Naganagua, Venezuela.
- [4] CORTEZ, Echezuria, DEL CARMEN, Liesuye; (2004), ***“Diseño y análisis de un sistema supervisorio de control y adquisición de datos (SCADA) para la subestación de distribución no atendida 35,4/18,8 KV 10 MVA Tocarón de Elecentro, Estado Aragua”***. Biblioteca Rental de Ingeniería Eléctrica. Facultad de Ingeniería. Universidad de Carabobo. Naganagua, Venezuela.
- [5] Ing. Henry Mendiburú Díaz; ***“SISTEMAS SCADA”*** (2009) [PDF]. Disponible en <http://hamd.galeon.com>
- [6] LAZARO, Manuel A; (2001), ***“LABVIEW 6.0. Programación Grafica para el Control de Instrumentación”***, España, Paraninfo.

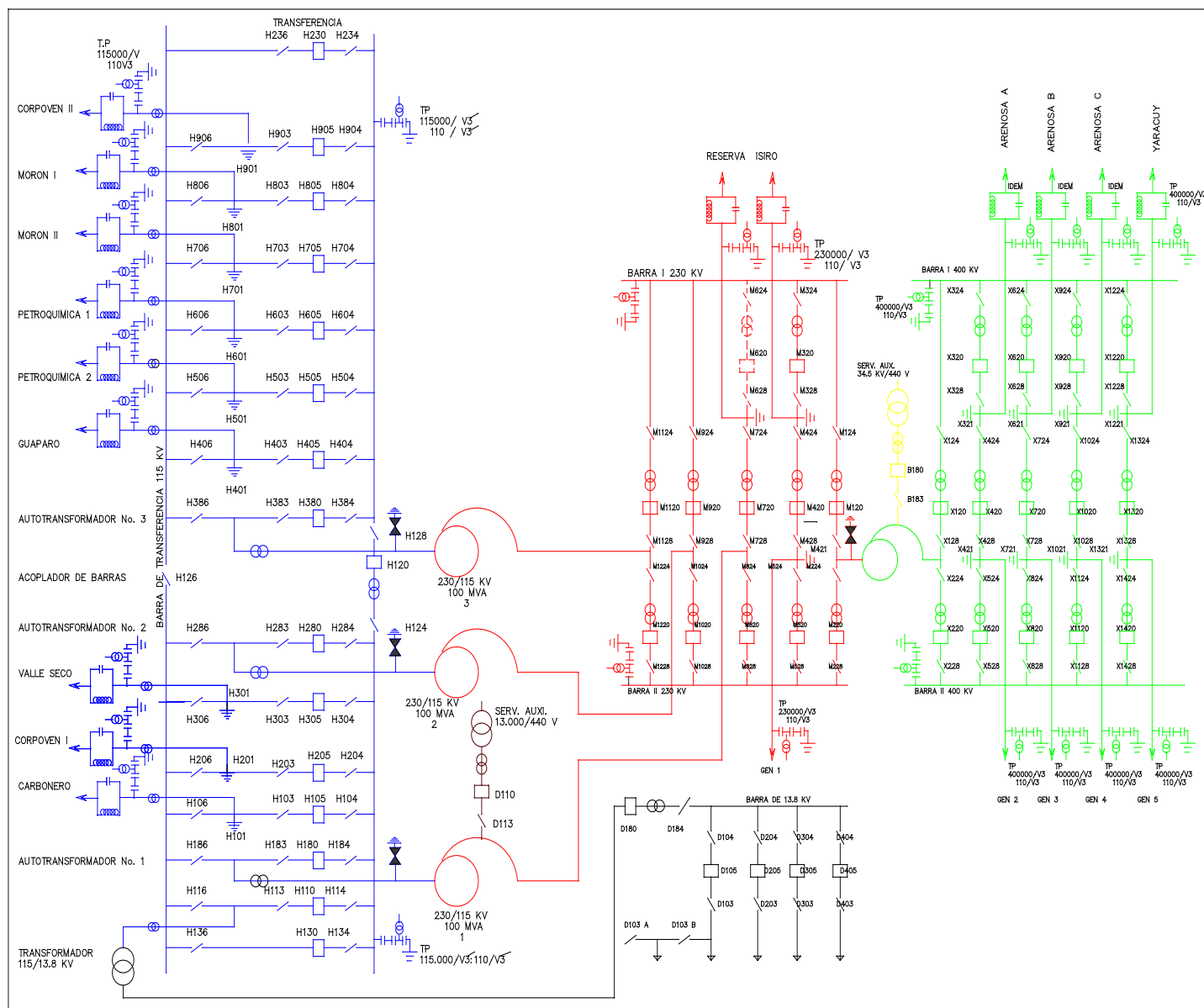


- [7] LAJARA V, José R, PELEGRI S, José, (2007) **“LABVIEW. Entorno Grafico de Programación”**. Marcombo S.A, Gran vía de les Corts Catalanes, 594, 08007 Barcelona. España; Alfaomega Grupo Editor S.A, c/ Pitágoras, 1139, Colonia del Valle, México D.F (México)
- [8] National Instruments. **“Tutoriales de LabVIEW”** (2012) [PDF]. Disponible en: <http://www.ni.com/>
- [9] **“DISEÑO DE APLICACIONES SCADA CON LabVIEW”**. Disponible en: <http://personal.redestb.es/efigueras/memoria.htm>
- [10] ESTRADA, Rafael; (2005), **“Manual del Operador de la Subestación Barinas II”**, C.A Electricidad de los Andes, filial de CORPOELEC, Venezuela
- [11] LICCIONI M, Dalida; (2002), **“Manual del Operador de Subestaciones de Transmisión”**, C.A Eleoriente, filial de CORPOELEC, Venezuela
- [12] TIRADO, Sergio; **“SUBESTACIONES ELÉCTRICAS”** (2009), Instituto Universitario de Tecnología del Estado Bolívar, Venezuela
- [13] **“ESQUEMAS DE BARRA EN SUBESTACIONES DE POTENCIA”** (2010). Disponible en: <http://jaimevp.tripod.com/>
- [14] Universidad Pedagógica Experimental Libertador (UPEL). (2003). **“MANUAL DE TRABAJOS DE GRADO DE ESPECIALIZACION Y MAESTRIA Y TESIS DOCTORALES”**. Caracas. Venezuela
- [15] **“MODBUS OVER SERIAL LINE. SPECIFICATION & IMPLEMETATION GUIDE”** (2002) [PDF] Disponible en: www.modbus.org/



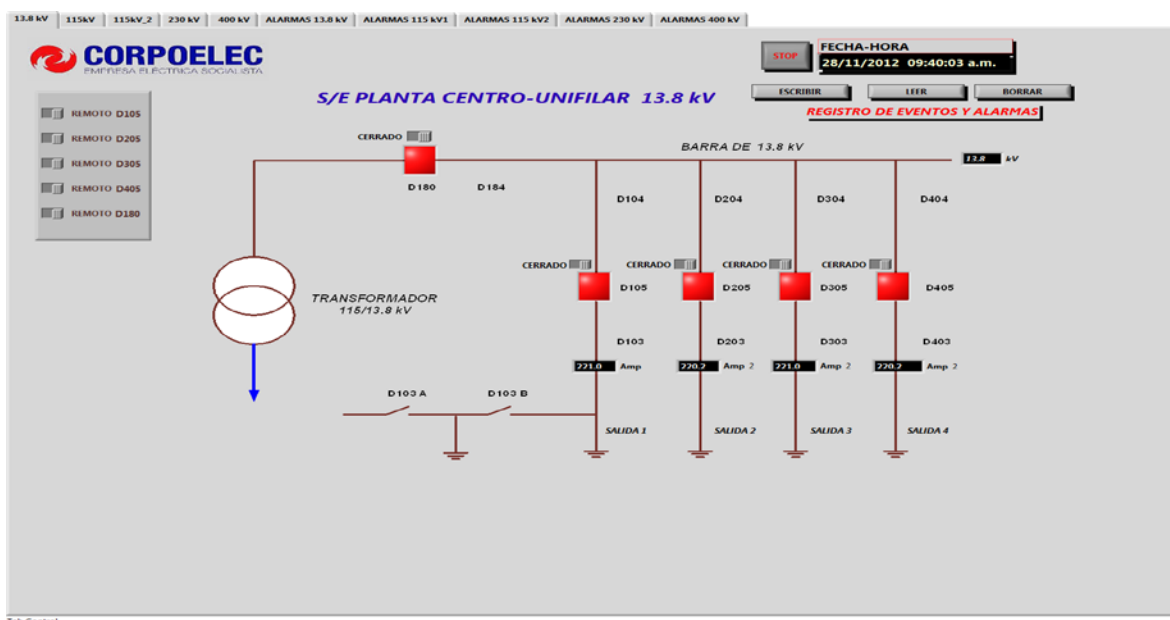
[16] “**CP-6003 - CPC65 SYSTEM ELEMENT MANUAL**” (2004) [PDF]. Manual de usuario de la Unidad Remota, marca SAT AUTOMATION.

ANEXOS

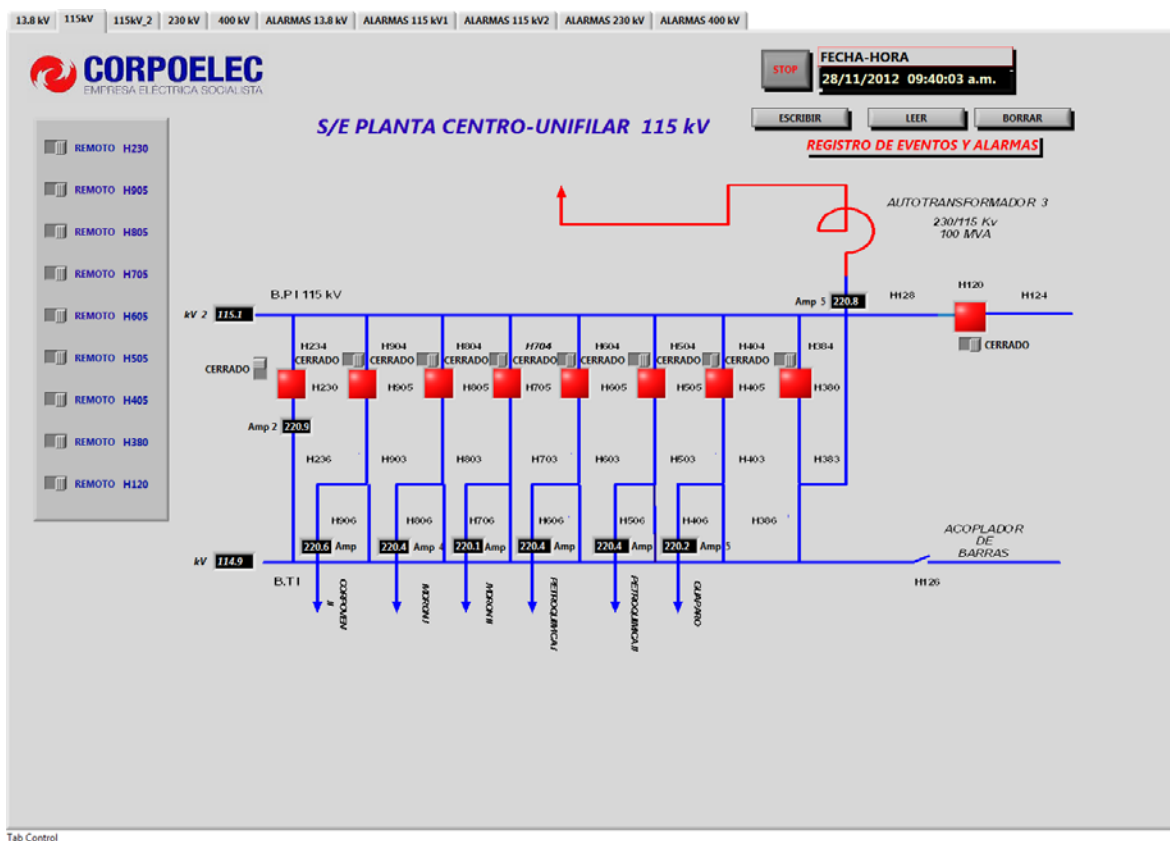


Anexo 1. Diagrama unifilar Subestación Planta Centro.

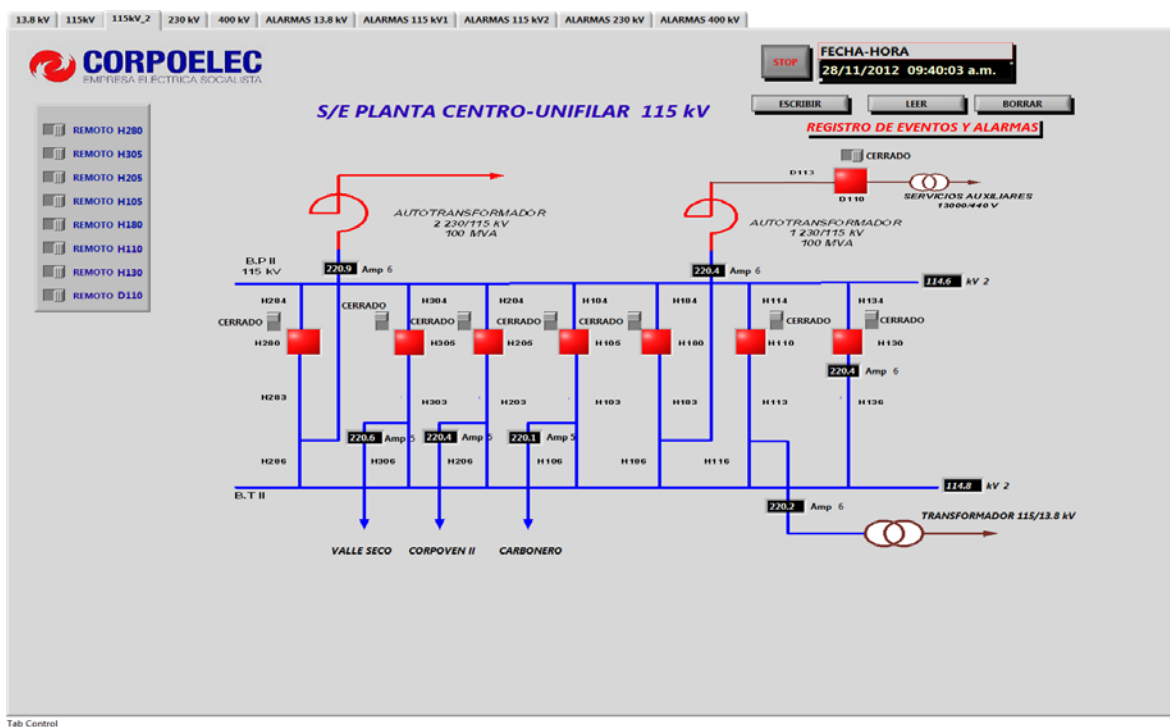
ANEXOS



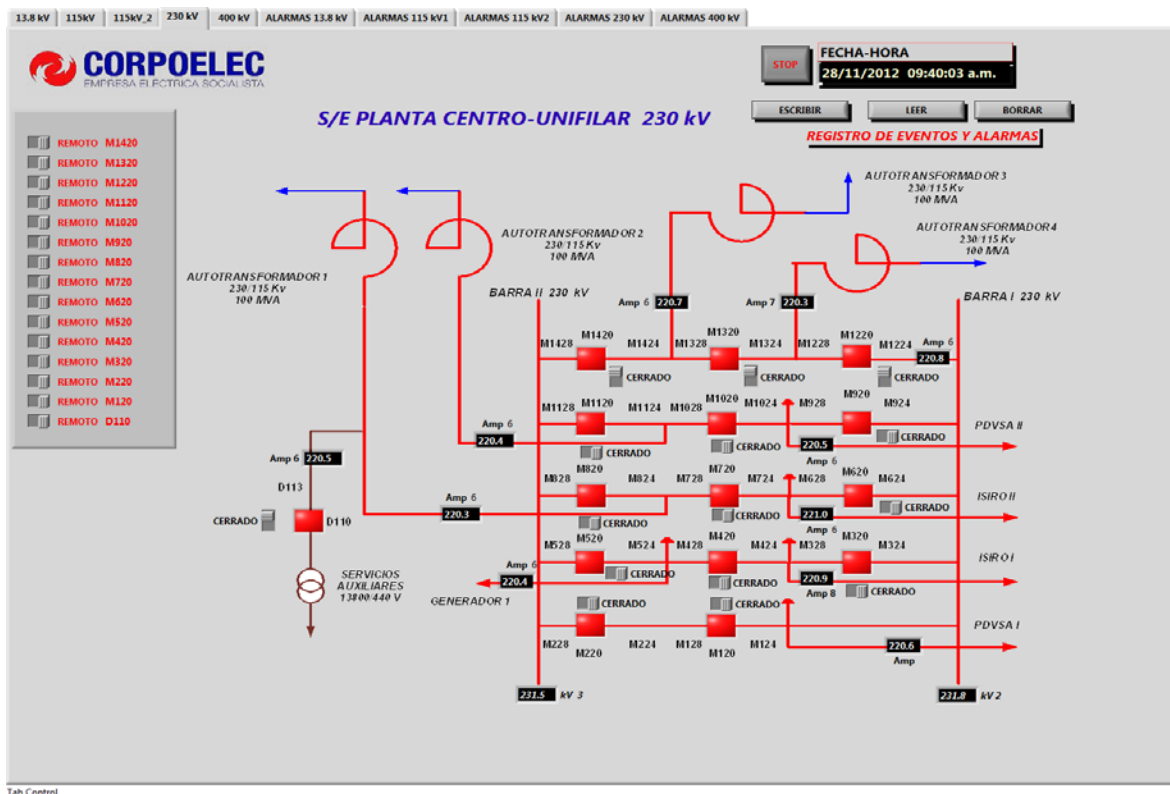
Anexo 2. Unifilar 13.8 kV del VI MAIN_UNI.vi



Anexo 3. Unifilar 115 kV del VI MAIN_UNI.vi

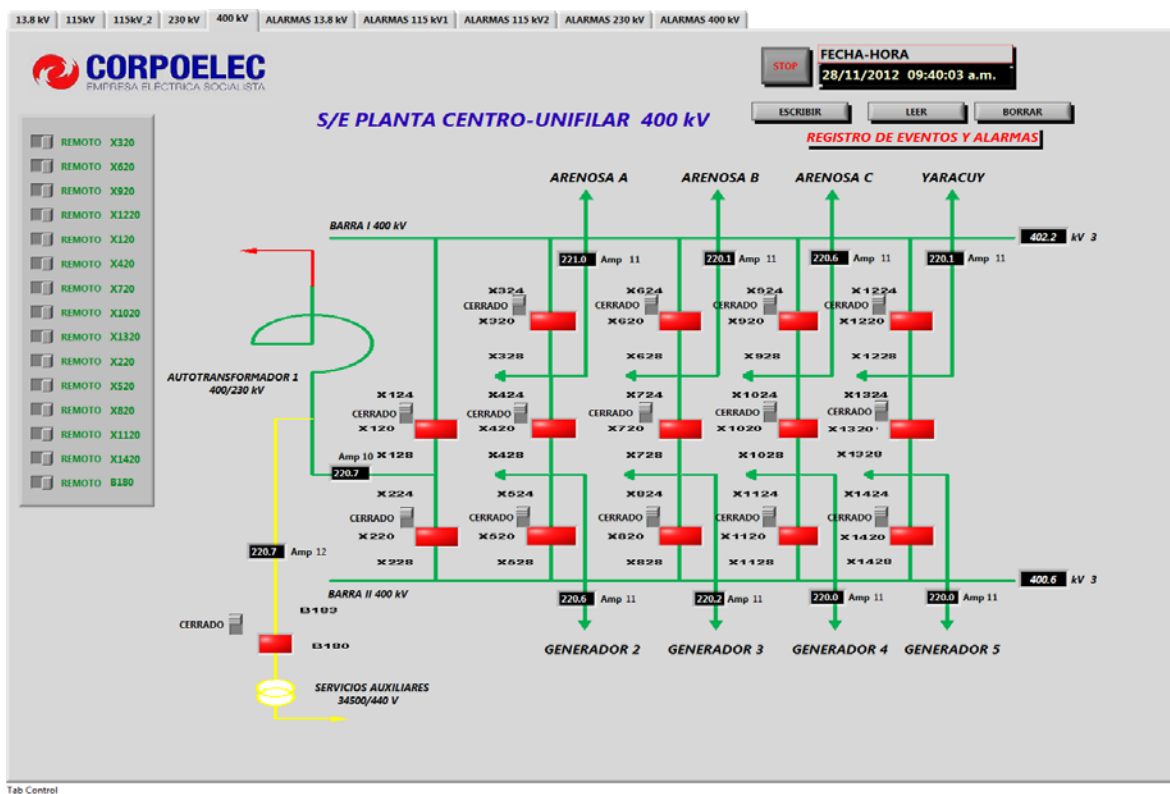


Anexo 4. Unifilar 115 kV_2 del VI MAIN_UNI.vi

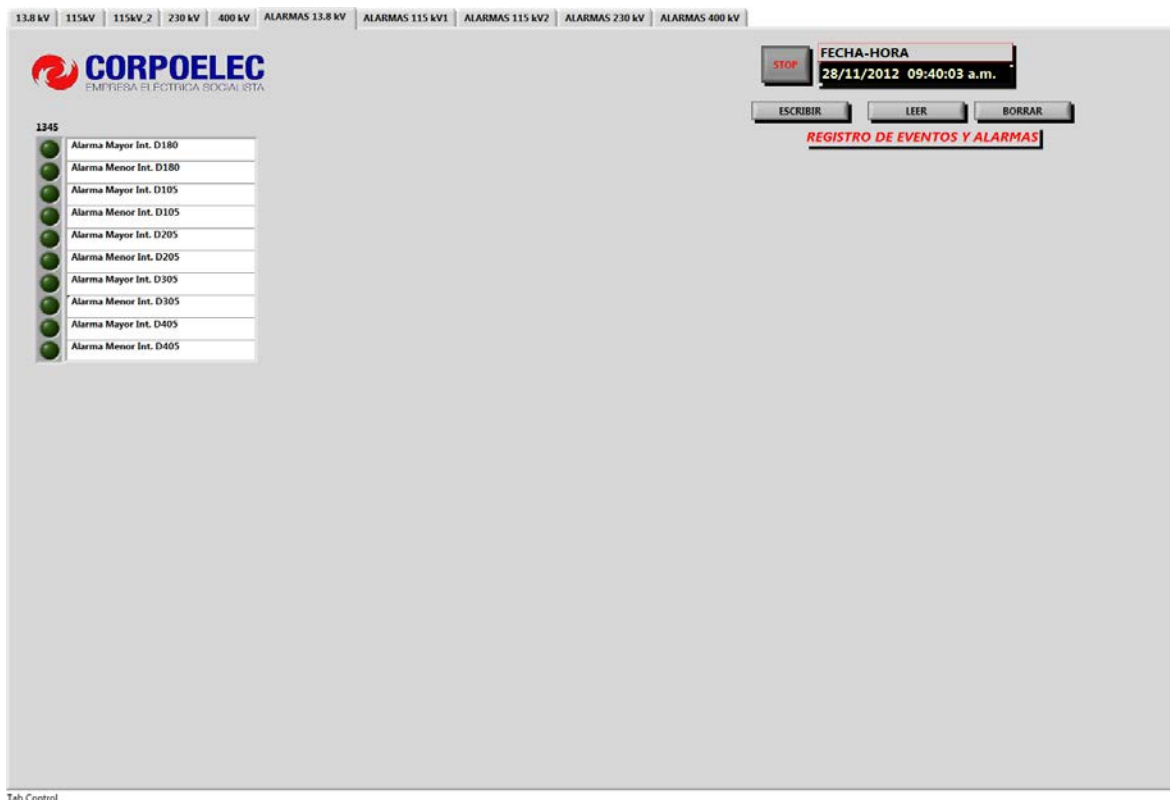


Anexo 5. Unifilar 230 kV del VI MAIN_UNI.vi

ANEXOS

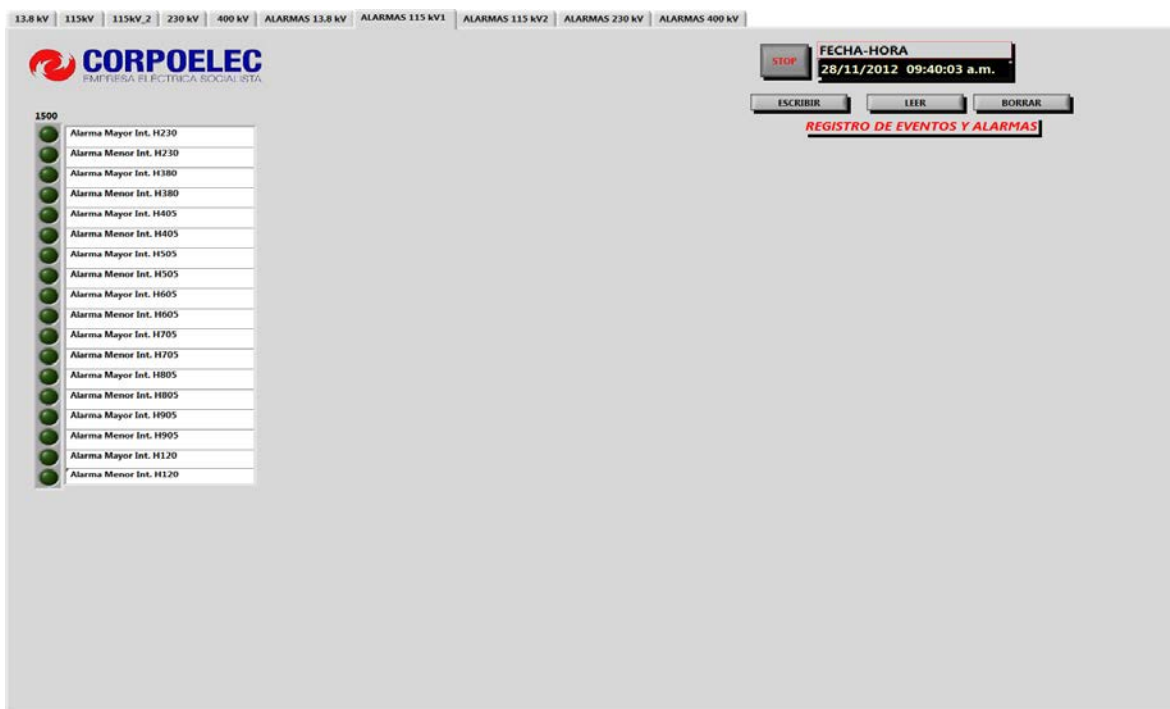


Anexo 6. Unifilar 400 kV del VI MAIN_UNI.vi

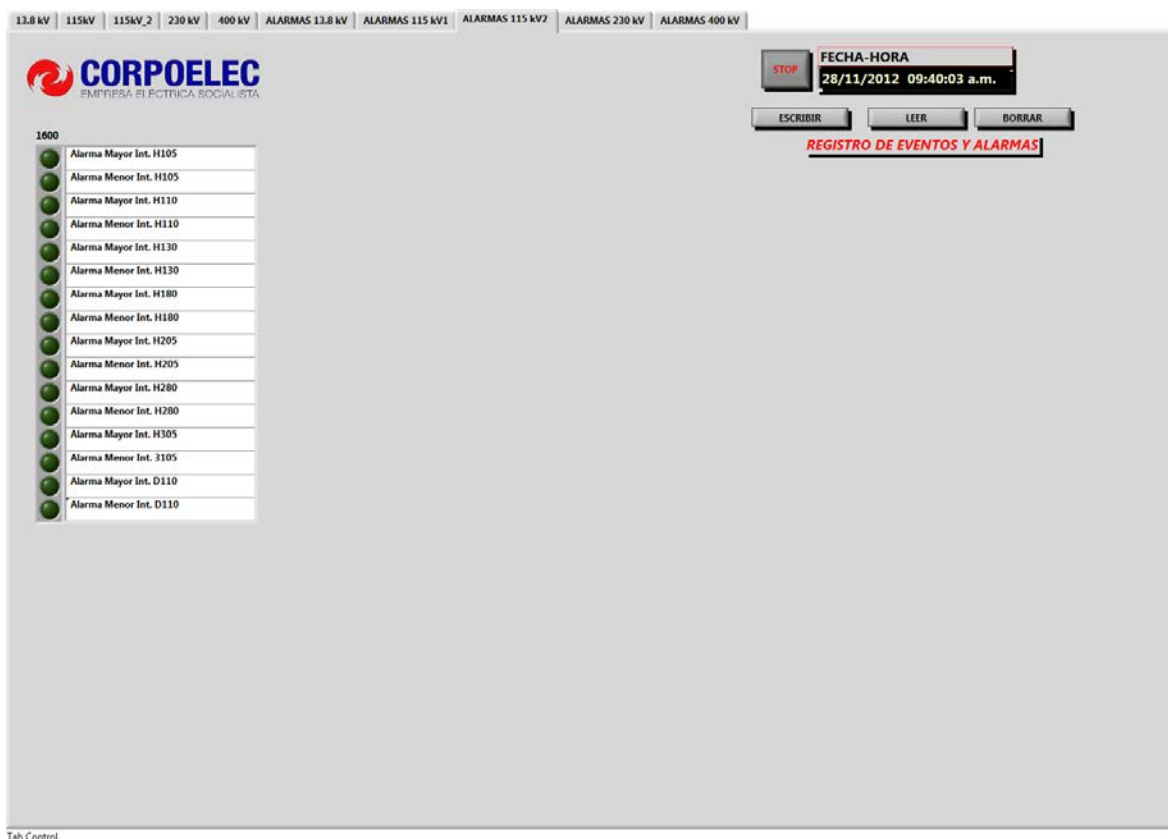


Anexo 7. Alarmas 13.8 kV del VI MAIN_UNI.vi

ANEXOS



Anexo 8. Alarmas 115 kV1 del VI MAIN_UNI.vi



Anexo 9. Alarmas 115 kV2 del VI MAIN_UNI.vi

ANEXOS

13.8 kV | 115kV | 115kV_2 | 230 kV | 400 kV | ALARMAS 13.8 kV | ALARMAS 115 kV1 | ALARMAS 115 kV2 | ALARMAS 230 kV | ALARMAS 400 kV

CORPOELEC
EMPRESA ELÉCTRICA SOCIALISTA

1700

Alarma Mayor Int. M120
Alarma Menor Int. M120
Alarma Mayor Int. M220
Alarma Menor Int. M220
Alarma Mayor Int. M320
Alarma Menor Int. M320
Alarma Mayor Int. M420
Alarma Menor Int. M420
Alarma Mayor Int. M520
Alarma Menor Int. M520
Alarma Mayor Int. M620
Alarma Menor Int. M620
Alarma Mayor Int. M720
Alarma Menor Int. M720
Alarma Mayor Int. M820
Alarma Menor Int. M820
Alarma Mayor Int. M920
Alarma Menor Int. M920
Alarma Mayor Int. M1020
Alarma Menor Int. M1020
Alarma Mayor Int. M1120
Alarma Menor Int. M1120
Alarma Mayor Int. M1220
Alarma Menor Int. M1220
Alarma Mayor Int. M1320
Alarma Menor Int. M1320
Alarma Mayor Int. M1420
Alarma Menor Int. M1420
Alarma Mayor Int. D110
Alarma Menor Int. D110

STOP FECHA-HORA
28/11/2012 09:40:03 a.m.

ESCRIBIR LEER BORRAR

REGISTRO DE EVENTOS Y ALARMAS

Tab Control

Anexo 10. Alarmas 230 kV del VI MAIN_UNI.vi

13.8 kV | 115kV | 115kV_2 | 230 kV | 400 kV | ALARMAS 13.8 kV | ALARMAS 115 kV1 | ALARMAS 115 kV2 | ALARMAS 230 kV | ALARMAS 400 kV

CORPOELEC
EMPRESA ELÉCTRICA SOCIALISTA

1800

Alarma Mayor Int. X120
Alarma Menor Int. X120
Alarma Mayor Int. X220
Alarma Menor Int. X220
Alarma Mayor Int. X320
Alarma Menor Int. X320
Alarma Mayor Int. X420
Alarma Menor Int. X420
Alarma Mayor Int. X520
Alarma Menor Int. X520
Alarma Mayor Int. X620
Alarma Menor Int. X620
Alarma Mayor Int. X720
Alarma Menor Int. X720
Alarma Mayor Int. X820
Alarma Menor Int. X820
Alarma Mayor Int. X920
Alarma Menor Int. X920
Alarma Mayor Int. X1020
Alarma Menor Int. X1020
Alarma Mayor Int. X1120
Alarma Menor Int. X1120
Alarma Mayor Int. X1220
Alarma Menor Int. X1220
Alarma Mayor Int. X1320
Alarma Menor Int. X1320
Alarma Mayor Int. X1420
Alarma Menor Int. X1420
Alarma Mayor Int. B180
Alarma Menor Int. B180

STOP FECHA-HORA
28/11/2012 09:40:03 a.m.

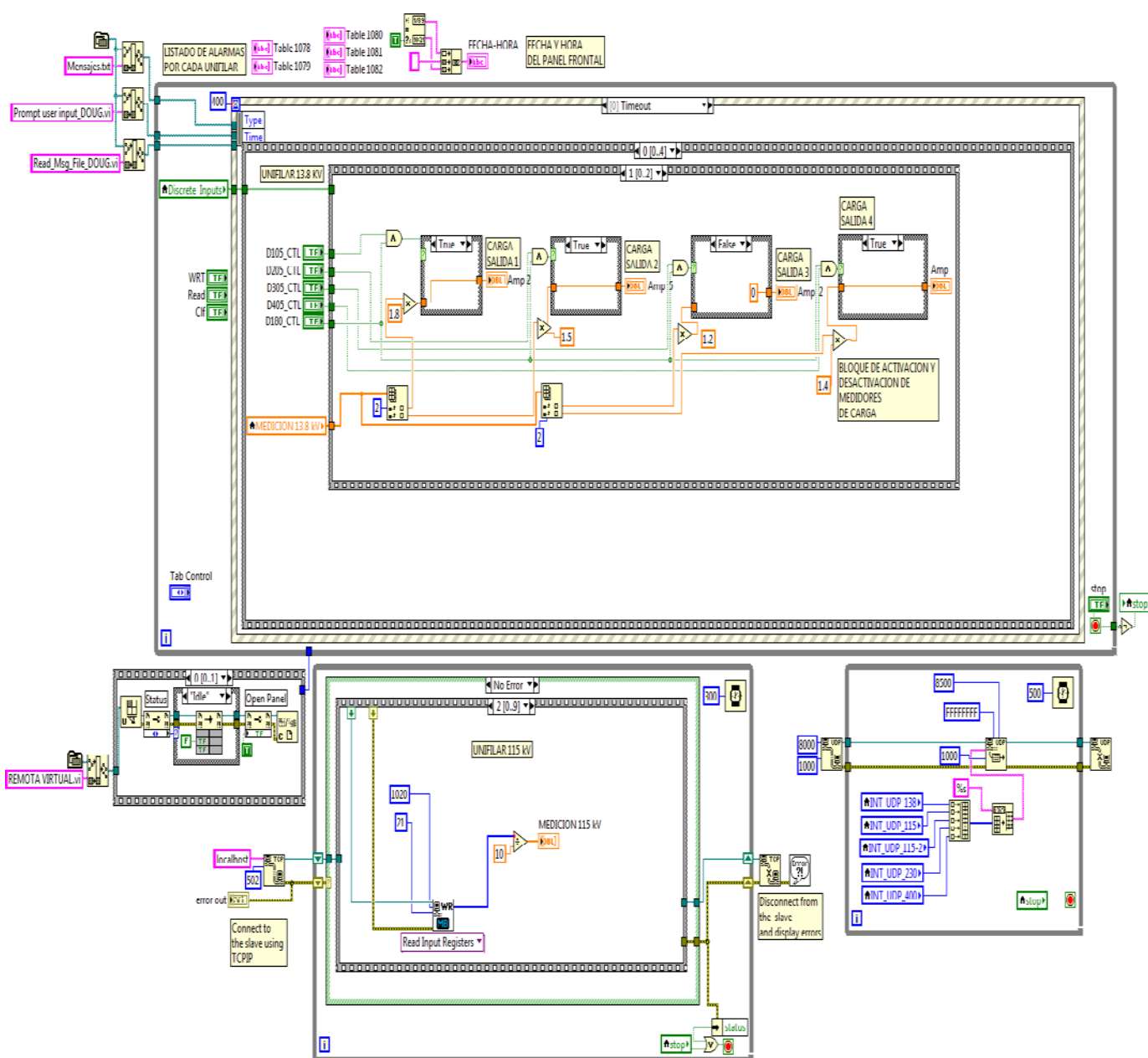
ESCRIBIR LEER BORRAR

REGISTRO DE EVENTOS Y ALARMAS

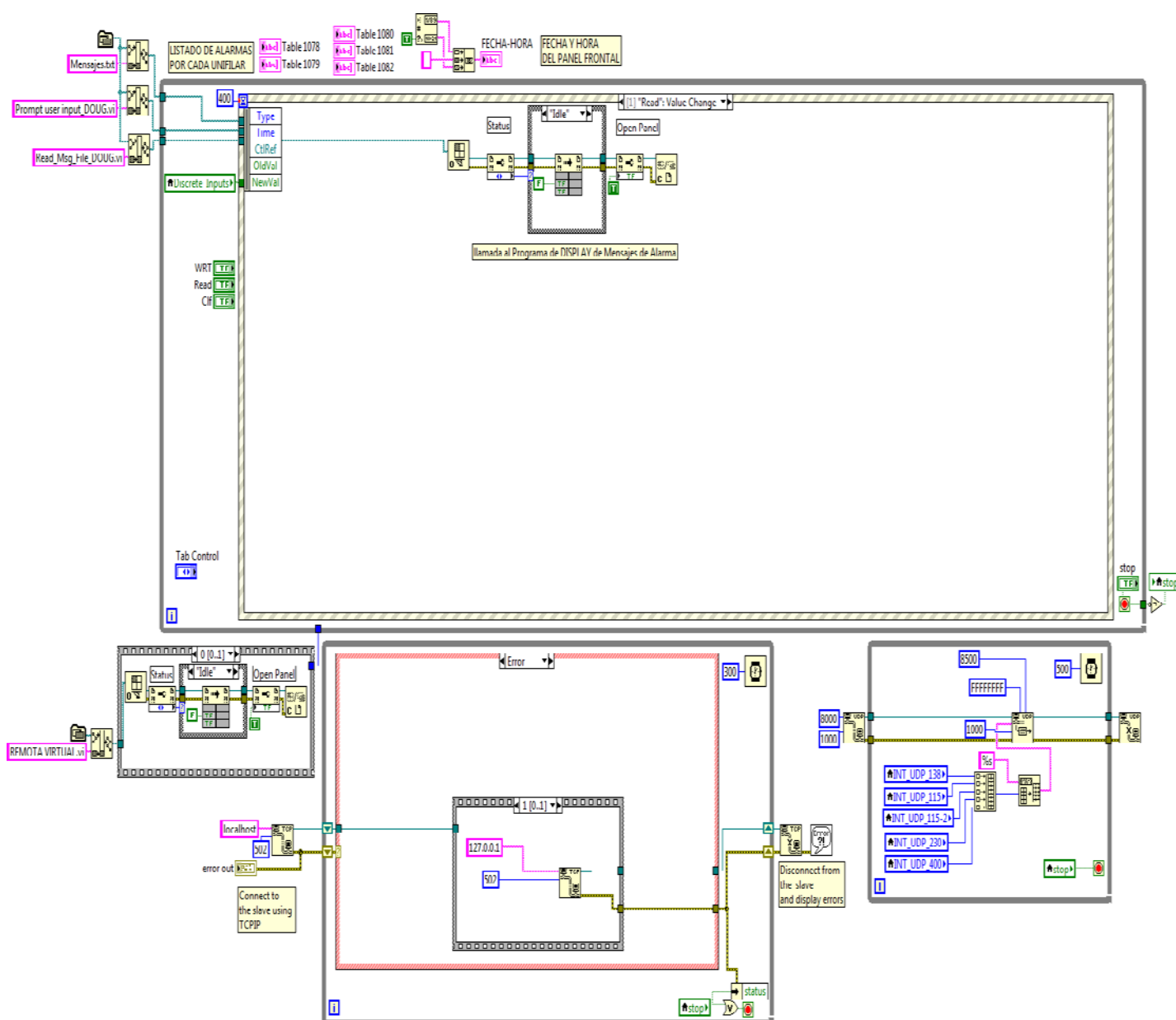
Tab Control

Anexo 11. Alarmas 400 kV del VI MAIN_UNI.vi

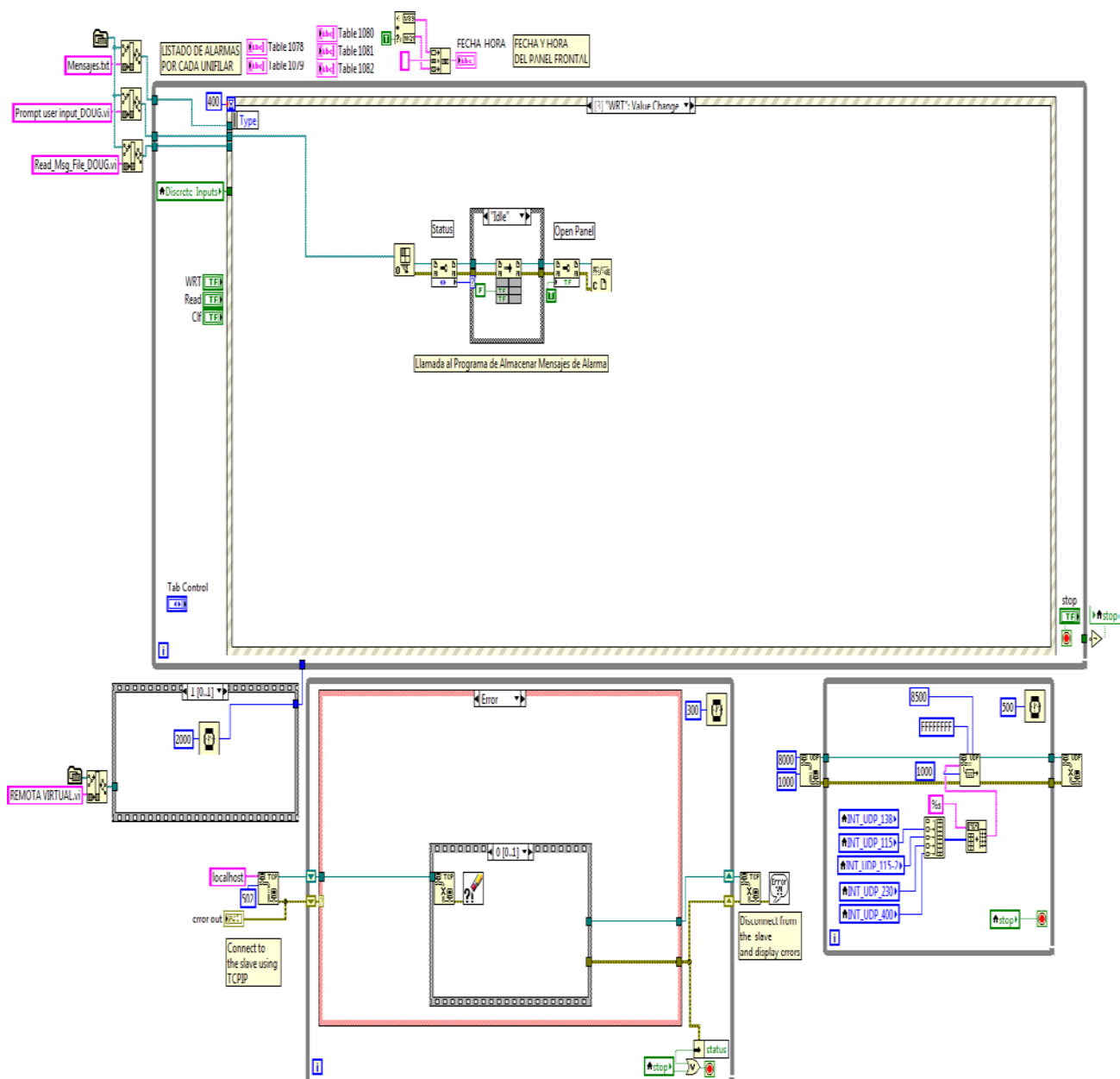
ANEXOS



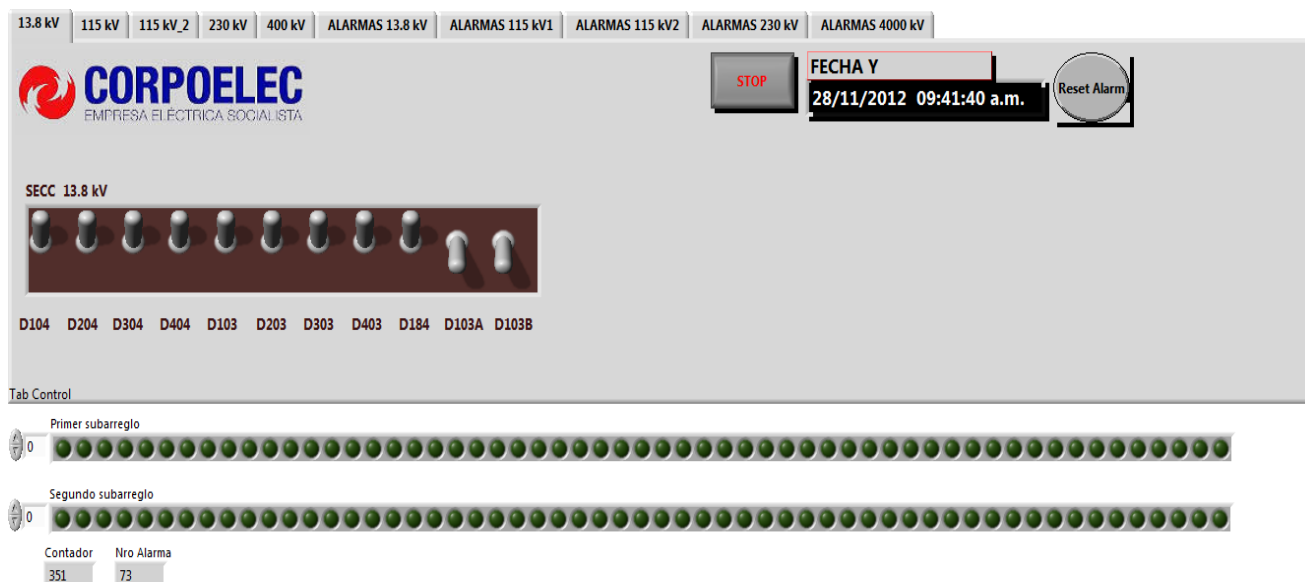
Anexo 12. Diagrama de bloques completo del VI MAIN_UNI.vi



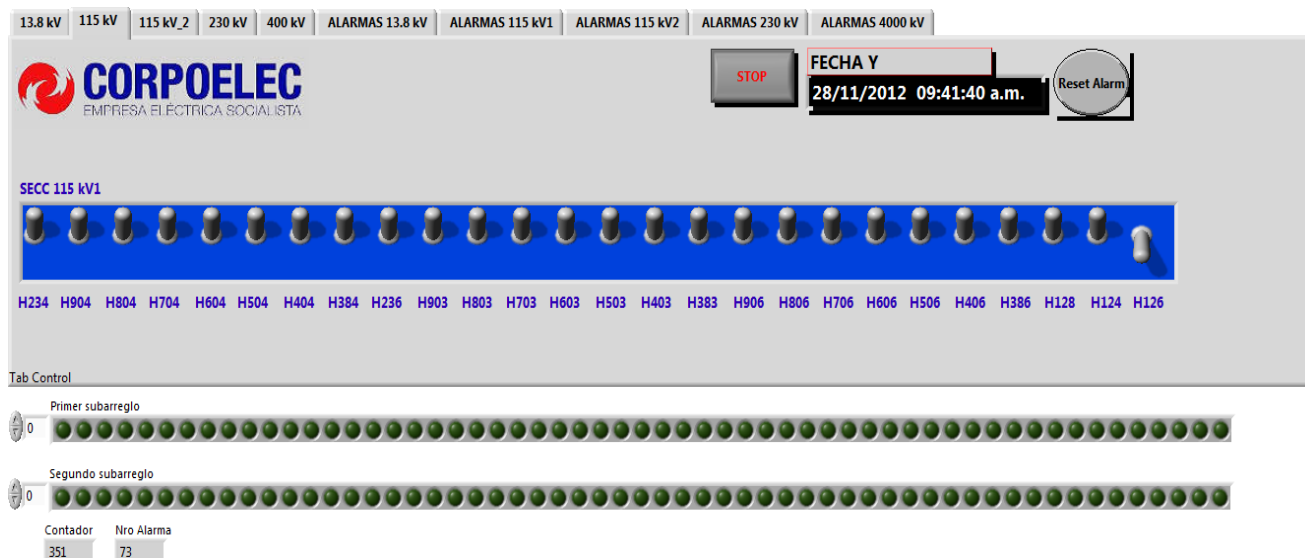
Anexo 13. Diagrama de bloques completo del VI MAIN_UNI.vi (continuación)



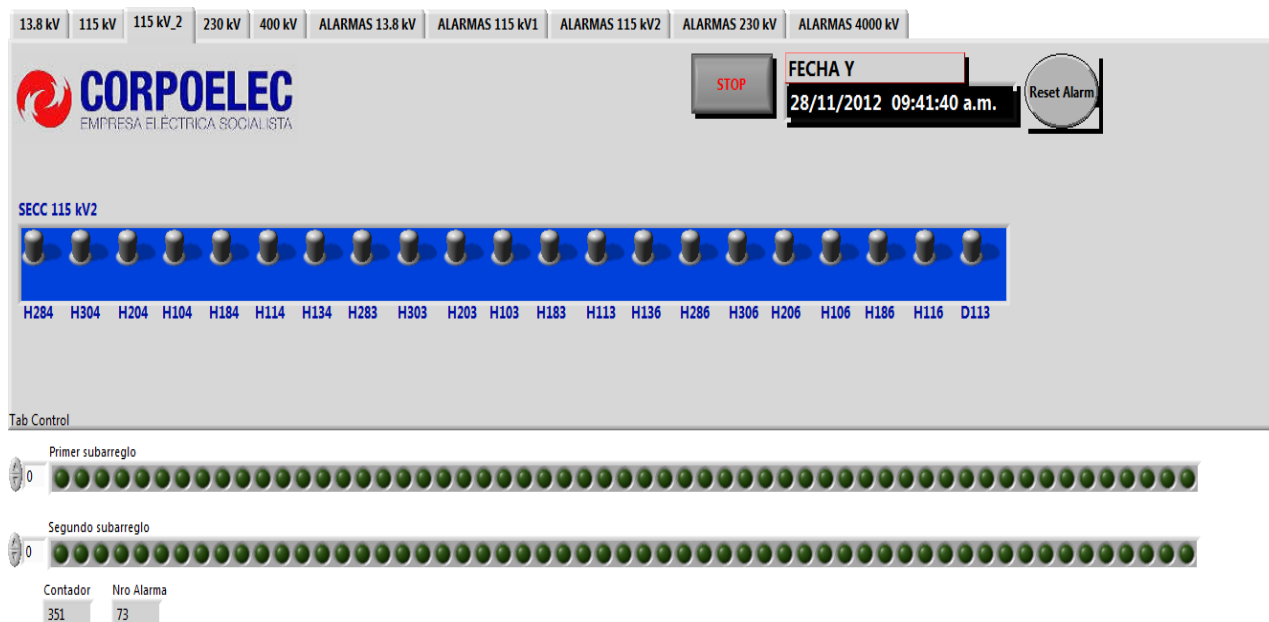
Anexo 14. Diagrama de bloques completo del VI MAIN_UNI.vi (continuación)



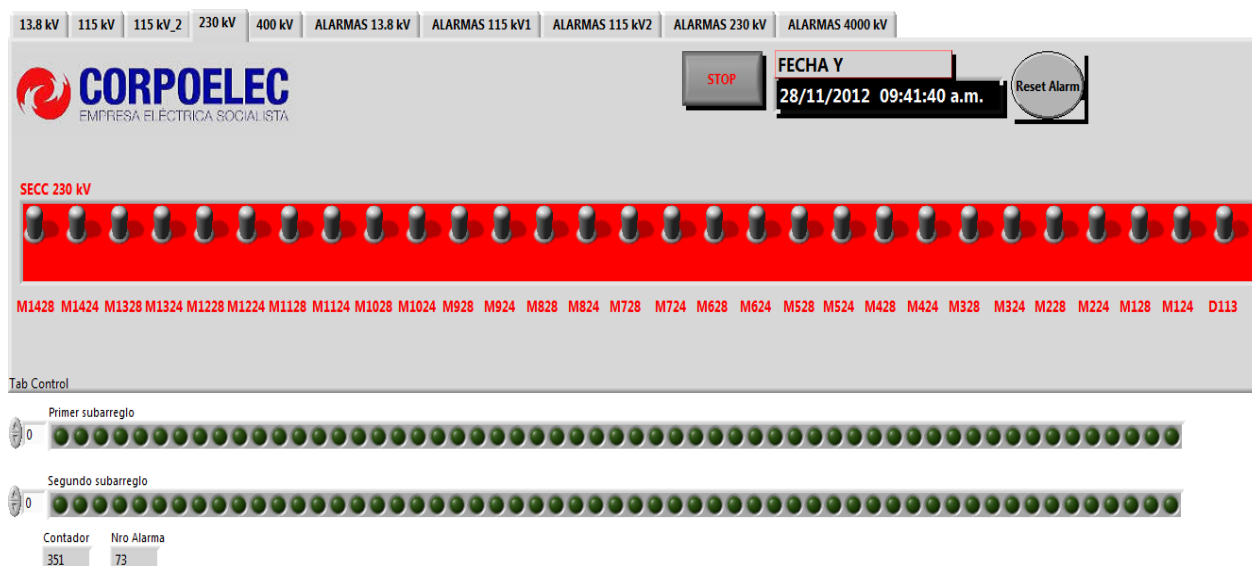
Anexo 15. Seccionadores del unifilar 13.8 kV del VI REMOTA VIRTUAL.vi



Anexo 16. Seccionadores del unifilar 115 kV del VI REMOTA VIRTUAL.vi

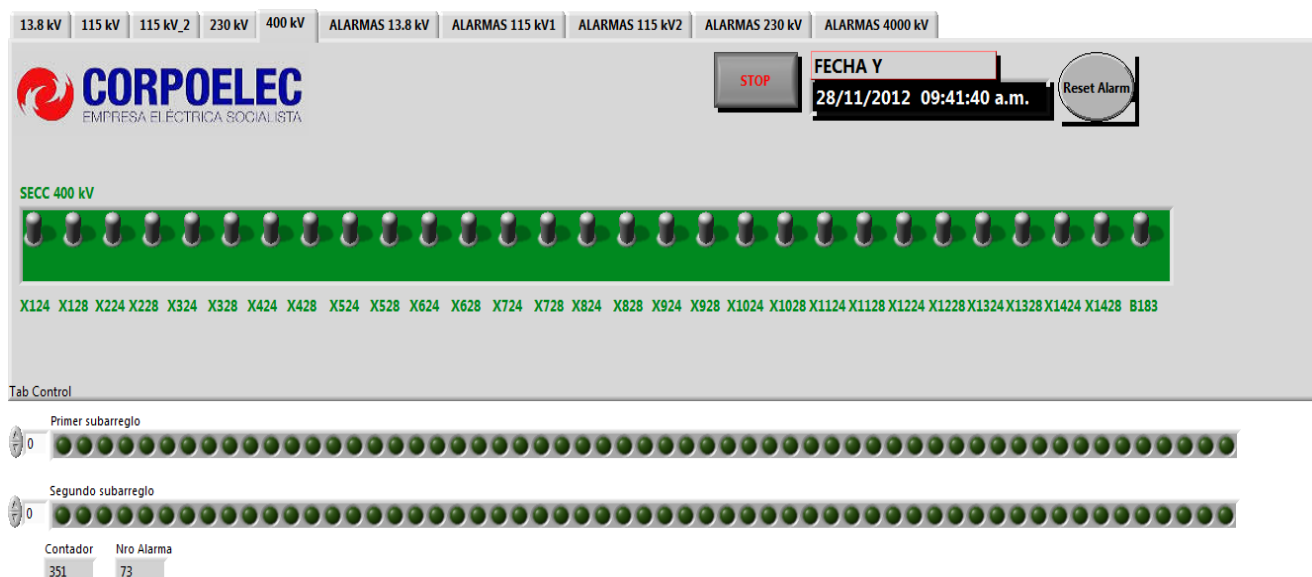


Anexo 17. Seccionadores del unifilar 115 kV₂ del VI REMOTA VIRTUAL.vi

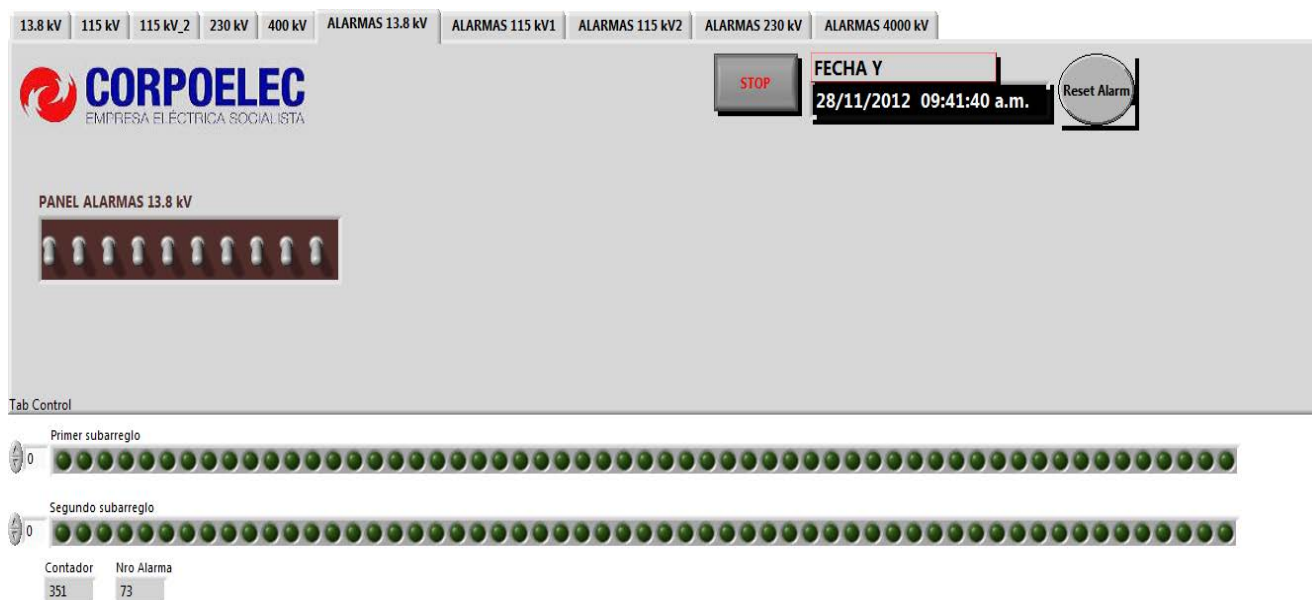


Anexo 18. Seccionadores del unifilar 230 kV del VI REMOTA VIRTUAL.vi

ANEXOS

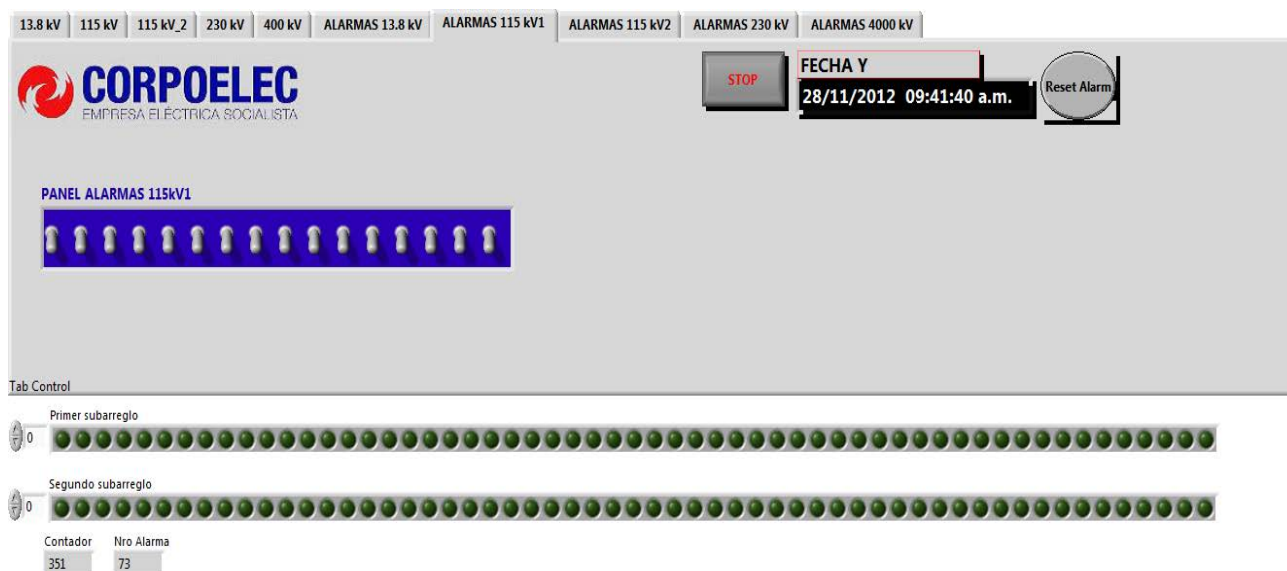


Anexo 19. Seccionadores del unifilar 400 kV del VI REMOTA VIRTUAL.vi

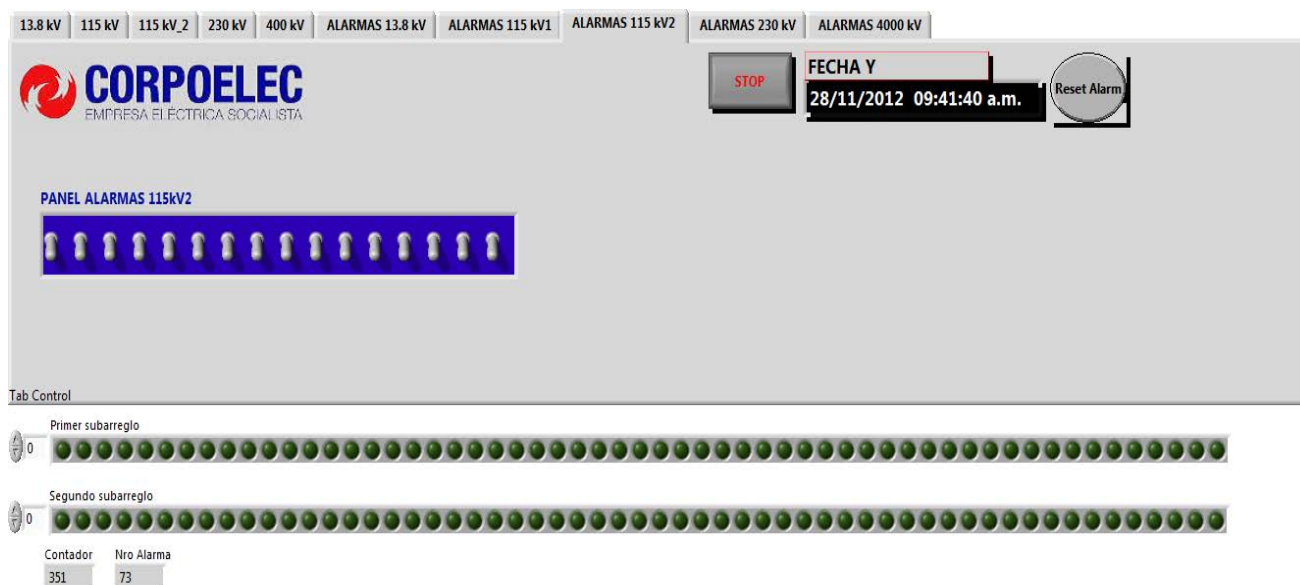


Anexo 20. Panel de alarmas del unifilar 13.8 kV del VI REMOTA VIRTUAL.vi

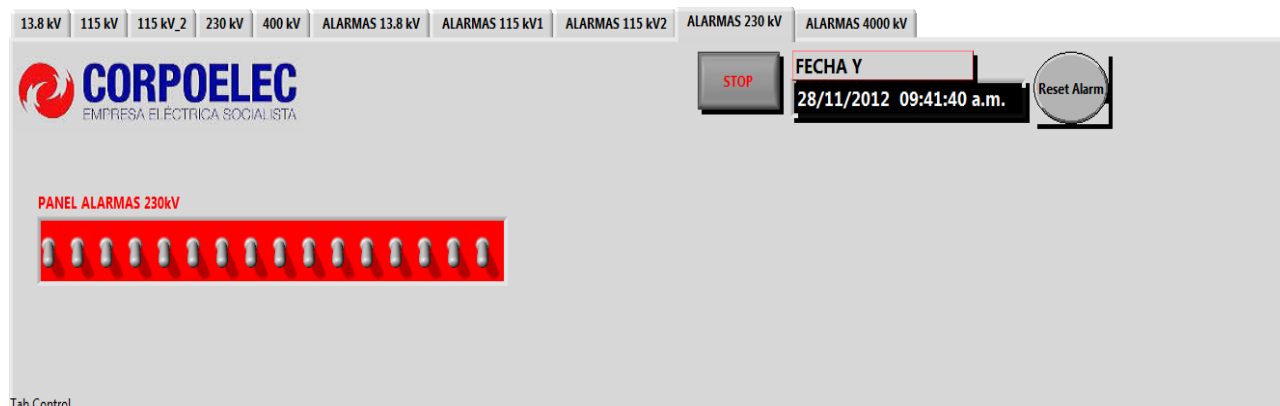
ANEXOS



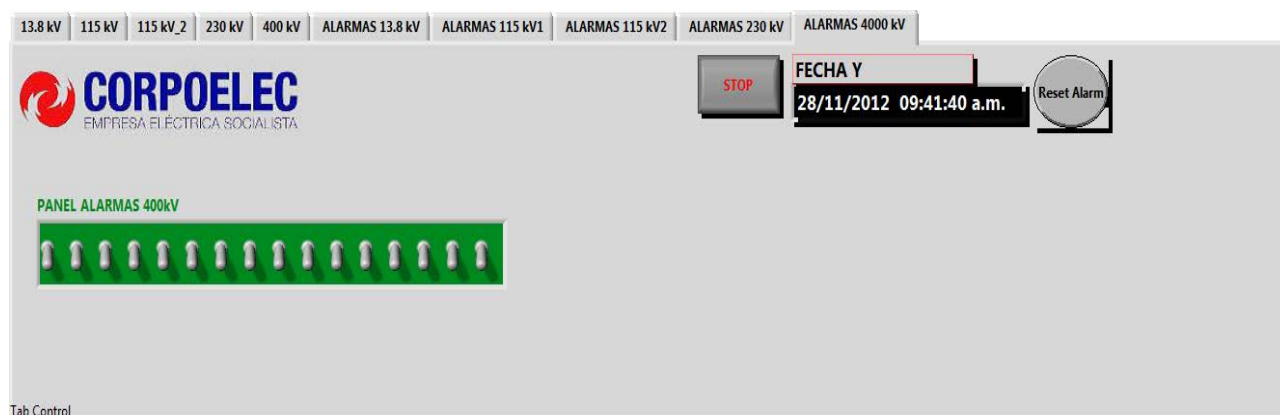
Anexo 21. Panel de alarmas del unifilar 115 kV1 del VI REMOTA VIRTUAL.vi



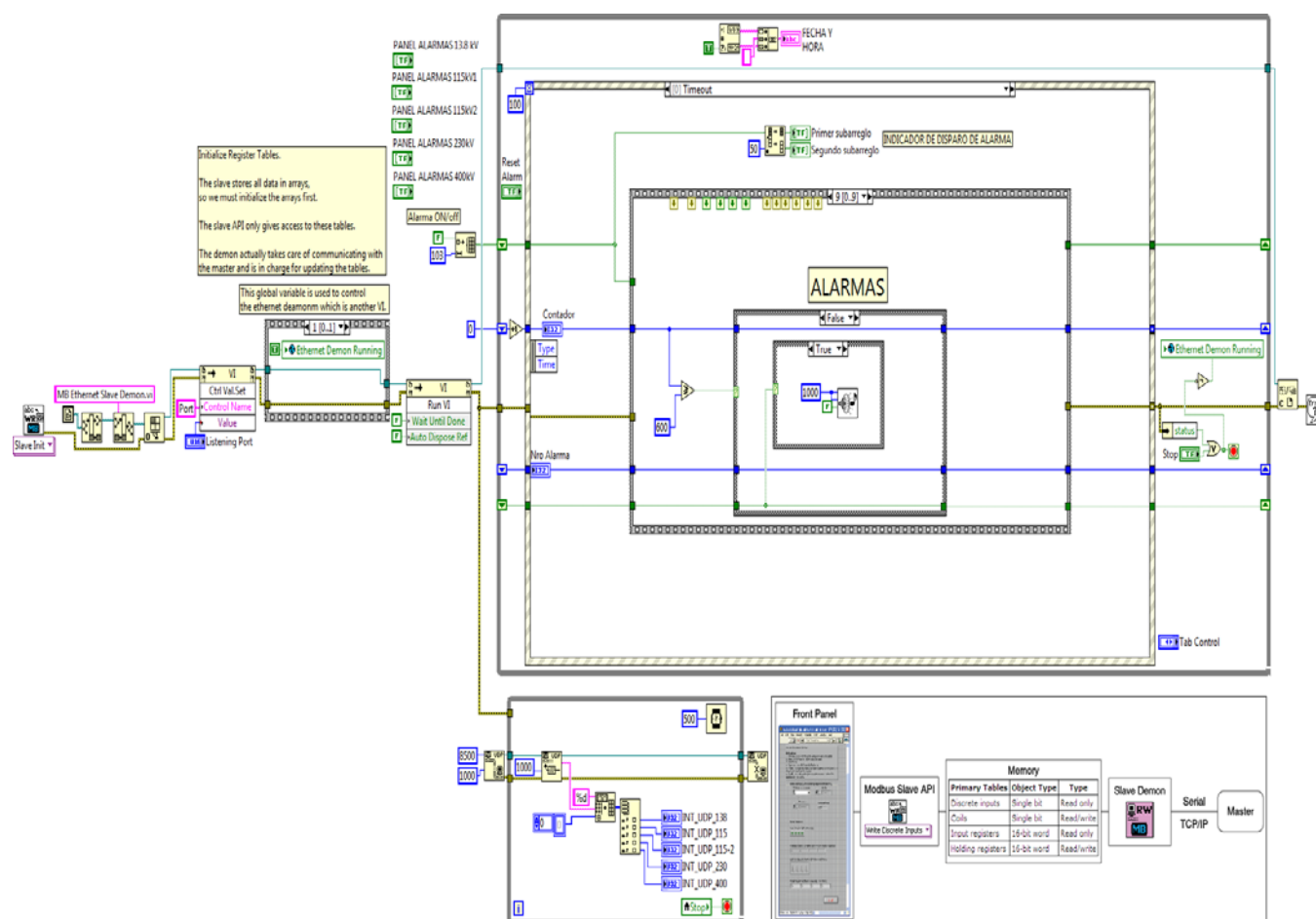
Anexo 22. Panel de alarmas del unifilar 115 kV2 del VI REMOTA VIRTUAL.vi



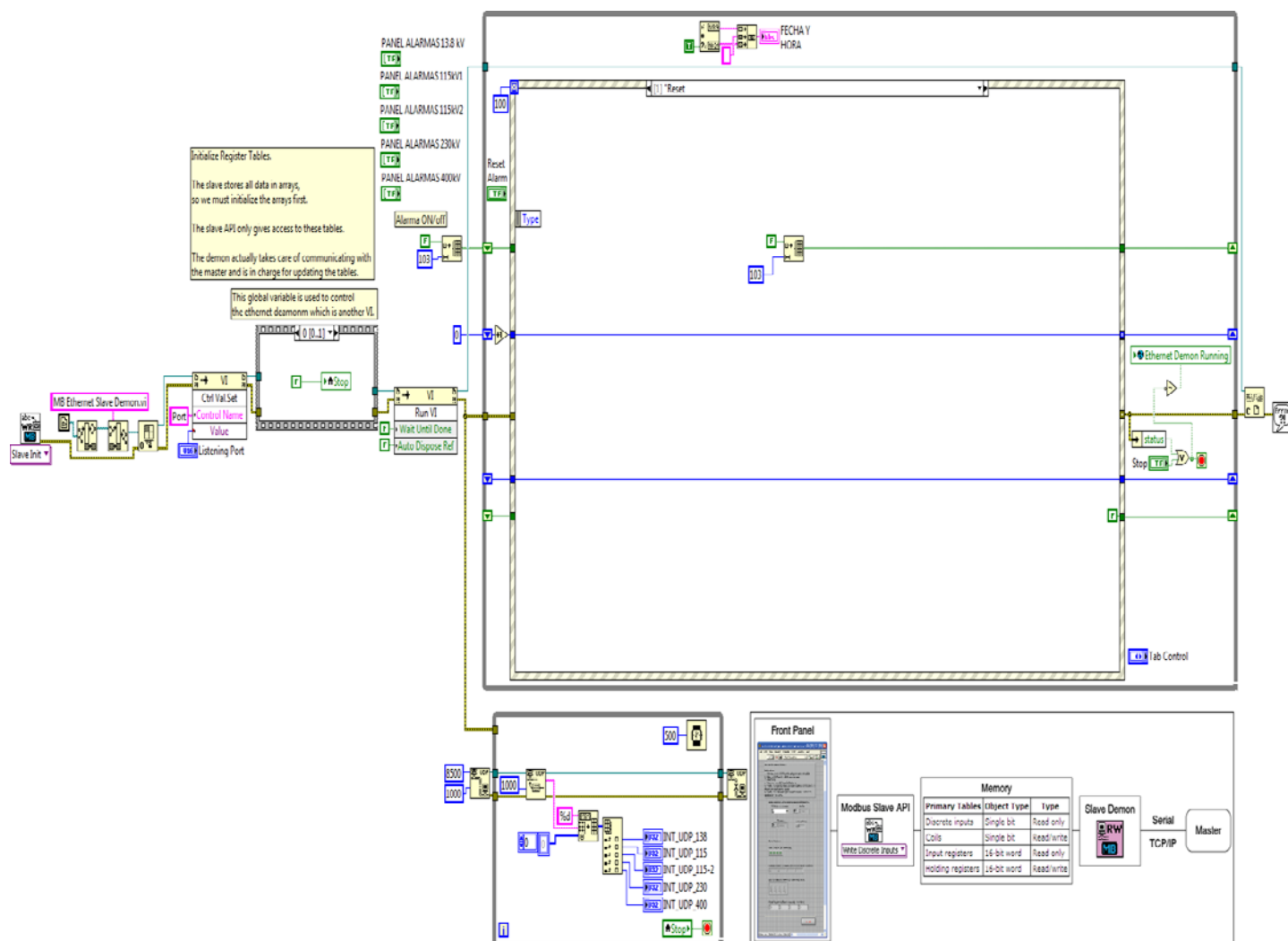
Anexo 23. Panel de alarmas del unifilar 230 kV del VI REMOTA VIRTUAL.vi



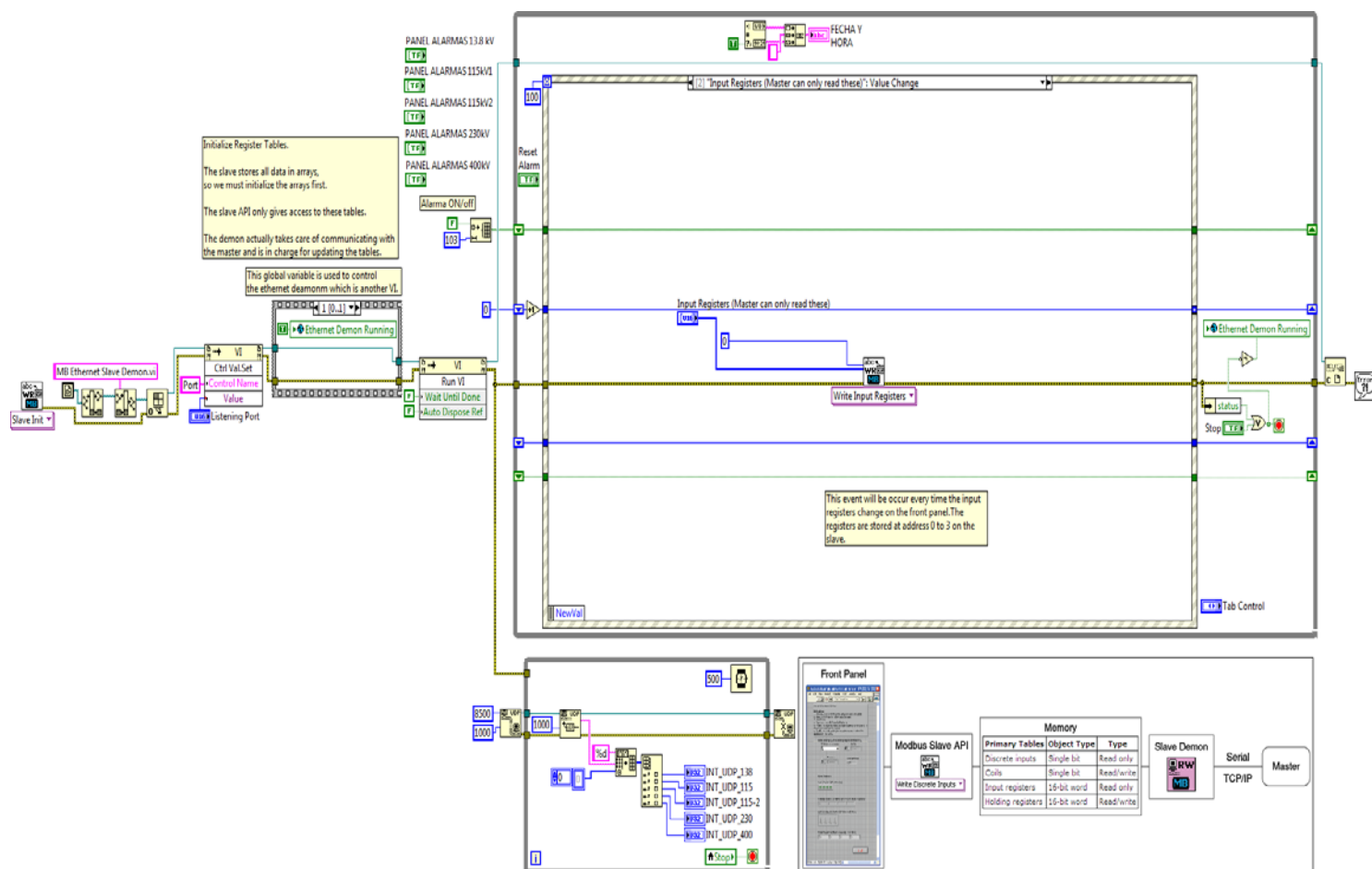
Anexo 24. Panel de alarmas del unifilar 400 kV del VI REMOTA VIRTUAL.vi



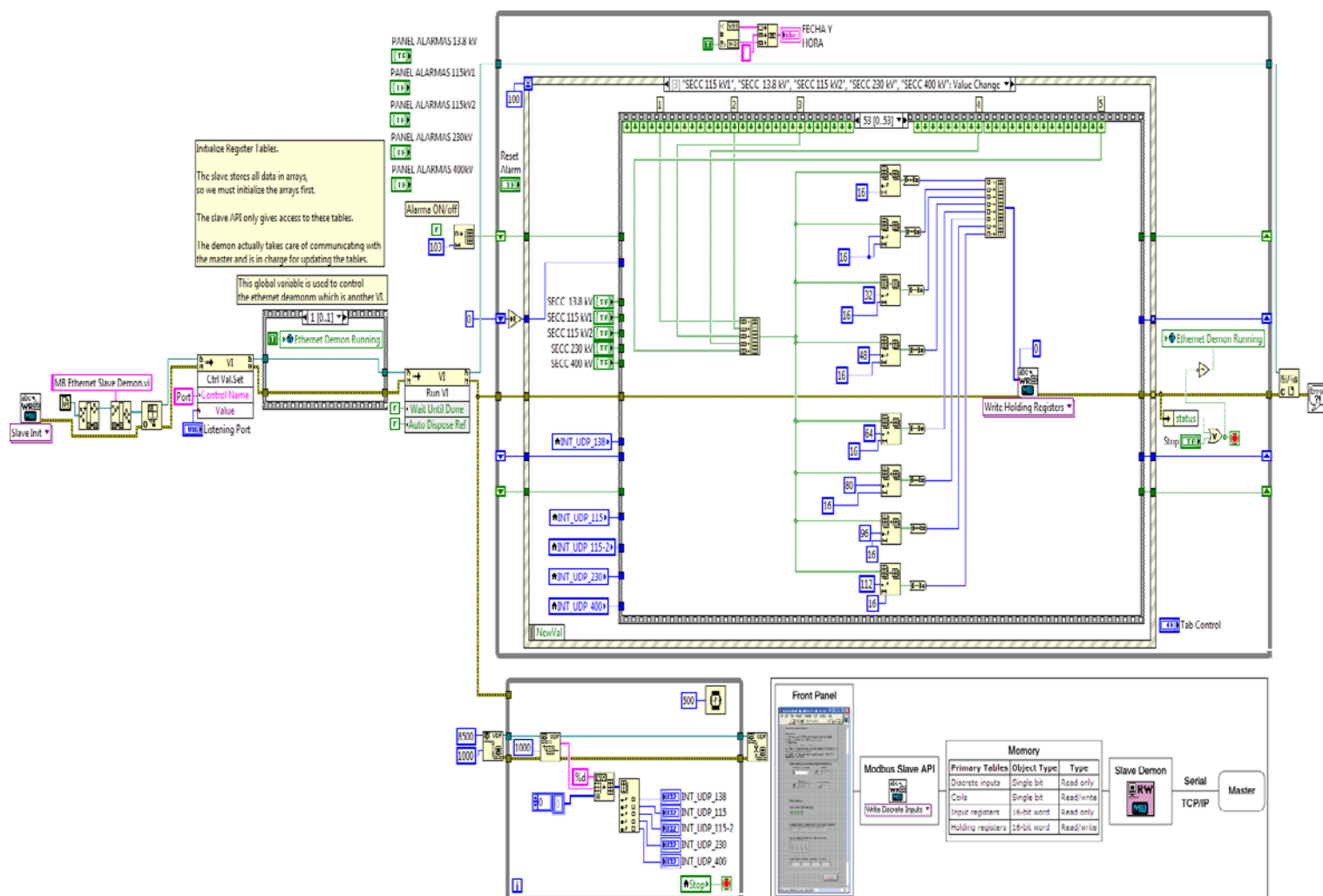
Anexo 25. Diagrama de bloques del VI REMOTA VIRTUAL.vi



Anexo 26. Diagrama de bloques del VI REMOTA VIRTUAL.vi (continuación)



Anexo 27. Diagrama de bloques del VI REMOTA VIRTUAL.vi (continuación)



Anexo 28. Diagrama de bloques del VI REMOTA VIRTUAL.vi (continuación)