

**INTERRUPCIONES Y HUECOS DE TENSIÓN:
DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN PROTOTIPO PARA SU MEDICIÓN**

MIGUEL ÁNGEL ÁNGEL SILVA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECHANICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
MAESTRÍA EN INGENIERÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA**

2005

**INTERRUPCIONES Y HUECOS DE TENSIÓN:
DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN PROTOTIPO PARA SU MEDICIÓN**

MIGUEL ÁNGEL ÁNGEL SILVA

**Trabajo de Investigación
presentado para optar al título de Magíster en Potencia Eléctrica.**

**Director
GABRIEL ORDÓÑEZ PLATA
Ingeniero Electricista, PhD.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECHANICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
MAESTRÍA EN POTENCIA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2004.**

DEDICATORIA

A mis padres, un apoyo incondicional,
A mi señora esposa Alba Luz y mi hijo Julián Camilo,
A toda mi Familia,
A mis Amigos,
A la Universidad Industrial de Santander
A todos ellos gracias por estar a mi lado.

**“INTERRUPCIONES Y HUECOS DE TENSIÓN:
DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN PROTOTIPO PARA SU MEDICIÓN”**

AUTOR:
MIGUEL ÁNGEL ÁNGEL SILVA

Palabras claves: interrupciones, caídas de tensión, calidad de la energía eléctrica, perturbaciones de tensión, desarrollo de equipos, huecos de tensión, monitorización.

DESCRIPCIÓN:

En este documento se presenta el diseño e implementación de un prototipo de un equipo registrador de interrupciones y caídas de tensión trifásico, este equipo se presenta como una alternativa de bajo costo para realizar estudios de la calidad de la tensión en redes eléctricas. Este documento abordará algunas definiciones relacionadas con la calidad de la energía eléctrica, el grado de desarrollo de la normativa, la reglamentación y clasificación general de los fenómenos electromagnéticos.

El capítulo 2, muestra la importancia de realizar monitorización de la tensión, profundiza en temas relacionados con la continuidad del suministro de energía eléctrica, muestra la situación actual de los operadores de red. También se referencia normativas y reglamentaciones vigentes en cuanto a la calidad de la energía eléctrica. El diseño y la construcción del prototipo, se describen en el capítulo 3, realizando inicialmente una revisión del estado del arte y posteriormente se detallan los módulos que constituyen el equipo.

Paralelamente al hardware, se desarrollo en Visual Basic una interfaz gráfica, la cual pretende realizar la interacción del equipo con un PC. Las ventanas y funciones del programa, así como la interacción con el usuario, se describe en el capítulo 4.

En el capítulo 5, se realiza un balance de los objetivos propuestos y los resultados obtenidos en el presente trabajo de investigación, además se mostrarán otros equipos que se construyeron durante el desarrollo del prototipo. Finalmente se presentan las conclusiones del trabajo y se realizan las recomendaciones necesarias para el diseño y la construcción de un futuro equipo.

* Trabajo de Investigación

** UIS, Maestría en Ingeniería, Gabriel Ordóñez Plata.

SUMMARY

TITLE:

INTERRUPTIONS AND SAG OF VOLTAGE:
DESING AND CONSTRUCTION OF A PROTOTYPE FOR THEIR MENSURATION.

AUTHOR:

MIGUEL ÁNGEL ÁNGEL SILVA

KEYWORDS: interruptions, falls of tension, power quality of the electric energy, disruptions of voltage, development of teams, sag of voltage, monitoring.

DESCRIPTION:

In this document the design is presented the implementation of a prototype of an inspecting team of interruptions and sags of voltage three phase, this team is presented like an alternative of low cost to carry out studies of the quality of the voltage in electric networks. This document will undertake some definitions related to the quality of the electric power, the degree of development of the normative, the regulations and general classification of the electromagnetic phenomenon.

The chapter 2, sample the importance to carry out monitoring of the voltage, deepens in themes related to the continuity of the supply of electric power, it shows the current situation of the net operators. It is also indexed normative and effective regulations as for the quality of the electric power. The design and the construction of the prototype, they are described in him chapter 3, carrying out a revision of the state of the art initially and later on the modules are detailed that constitute the team.

Parallely to the hardware, it's development in Visual Basic a graphic interface, which seeks to carry out the interaction of the team with a PC. The windows and functions of the program, as well as the interaction with the user, is described in the chapter 4.

In the chapter 5, a balance of the objectives is carried out proposed and the results obtained in the investigation work present, besides other teams will be shown that were built during the development of the prototype. Finally the conclusions of the work are presented and the necessary recommendations for the design they are carried out and the construction of a future team.

* Researching work.

** UIS, Master of engineering, Gabriel Ordóñez Plata.

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

Gabriel Ordóñez Plata, Doctor Ingeniero Industrial. Profesor Titular de la Universidad Industrial de Santander. Por sus invaluable aportes como Director de este trabajo de investigación, constante motivación y excelencia profesional.

Jaime Guillermo Barrero Pérez, Magíster en Potencia Eléctrica. Director de la Maestría en Potencia Eléctrica de la Universidad Industrial de Santander. Por su orientación y colaboración para la culminación los estudios de maestría.

Daniel Alfonso Sierra Bueno, Magíster en Potencia Eléctrica. Profesor auxiliar de la Universidad Industrial de Santander, por su orientación y colaboración en el transcurso los estudios de la maestría.

Gilberto Carrillo Caicedo, Doctor Ingeniero Industrial. Profesor Titular Laureado de la Universidad Industrial de Santander, por sus orientaciones a lo largo de la realización de los estudios de maestría.

A todos los profesores de la maestría en ingeniería eléctrica y de la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones por su colaboración en el desarrollo de este trabajo de investigación.

A Francisco Alexander Garnica y el Ing. Gustavo Rojas por sus valiosos aportes, conocimientos y orientaciones en programación.

A la Electrificadora de Santander S.A, y en especial a los ingenieros Carlos Paralta y Nestor Marín por su colaboración en la realización de pruebas del prototipo.

A Edwin Francisco Forero, ingeniero electricista, por su valiosa colaboración a lo largo de la construcción y pruebas del equipo, así como, sus valiosas discusiones y aportes sobre el tema. A todos los compañeros de la Maestría en Potencia Eléctrica de la Universidad Industrial de Santander por sus aportes y reflexiones a nivel personal y nivel profesional.

TABLA DE CONTENIDO

	PA
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1 GENERALIDADES SOBRE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	4
1.1 DEFINICIONES DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA –(CEL)	4
1.2 COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA	6
1.3 LA COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA (CEM) EN COLOMBIA.	7
1.4 ANTECEDENTES DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN	8
1.5 DIVISIONES DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	9
1.5.1 Calidad de la Atención al Cliente	11
1.5.2 Continuidad	11
1.5.2.1 Origen de las Interrupciones Largas.	13
1.5.2.2 Interrupciones Programadas:	14
1.5.2.3 Interrupciones Imprevistas:	14
1.6 VARIACIONES DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	16
1.6.1. Clasificación de los Fenómenos Electromagnéticos	17
1.6.2 Perturbaciones de la Onda de Tensión	18
1.6.2.1 Transitorios Electromagnéticos:	18
1.6.2.2 Interrupciones	20
1.6.2.3 Caídas de Tensión	20
1.6.2.4 Subtensiones	21
1.6.2.5 Elevaciones de Tensión	21
1.6.3 Variaciones de la onda de tensión en estado estable	22
1.6.3.1 Armónicos	22

1.6.3.2 Flicker	23
1.6.3.3 Muestras de Tensión ó Notches	24
1.6.3.4 Desbalance de tensión	25
1.6.3.5 Variaciones de Frecuencia	26
1.6.3.6 Ruido	26
CAPITULO 2. CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	28
2.1 IMPORTANCIA DE LA MONITORIZACIÓN DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	28
2.2 LA RESPONSABILIDAD DE UNA BUENA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	30
2.3 SITUACION ACTUAL DE LOS OPERADORES DE RED Y LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA	31
2.4 JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN	31
2.5 NORMAS Y REGULACIONES COLOMBIANAS RELACIONADAS CON LA CEL	32
2.6 INDICES DE CALIDAD PARA INTERRUPCIONES	36
2.6.1 El Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio DES	36
2.6.2 Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio FES	37
2.7 OBTENCIÓN DEL VALOR EFICAZ DE LA TENSIÓN	48
2.7.1 Efecto del deslizamiento de frecuencia	40
2.7.2 Algoritmo con intervalo de muestreo de un periodo	41
2.7.3 Algoritmo con intervalo de muestreo de medio periodo	43
2.7.4 Algoritmo con intervalo recursivo muestra a muestra	43
CAPITULO 3. DISEÑO DEL PROTOTIPO DE REGISTRO DE INTERRUPCIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y VARIACIONES DE TENSIÓN DE CORTA DURACIÓN (HUCOM V1.3)	45
3.1 REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE DE EQUIPOS PARA LA MONITORIZACIÓN DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	46
3.2 CRITERIOS DE DISEÑO	48

3.3	ESQUEMA GENERAL DEL EQUIPO	49
3.4	SELECCIÓN DEL ELEMENTO DE CONTROL O UNIDAD CENTRAL DE PROCESAMIENTO.	50
3.4.1	El microcontrolador PIC16F876	51
3.4.2	Resumen de funciones que debe realizar el microcontrolador	52
3.5	ACONDICIONAMIENTO Y ADQUISICIÓN DE LA SEÑAL DE TENSIÓN	53
3.6	MUESTREO DE LA SEÑAL DE TENSIÓN Y CÁLCULO DEL VALOR EFICAZ	55
3.7	ALGORITMO PARA LA DETECCIÓN DE LAS INTERRUPCIONES Y DE LOS HUECOS DE TENSIÓN	58
3.8	ALMACENAMIENTO DE LAS FALLAS EN MEMORIA NO VOLATIL 24LC256	61
3.9	RELOJ EN TIEMPO REAL DS1307	63
3.10	COMUNICACIONES	65
3.10.1	Comunicación serial sincrónica I ² C (DS1307 Y 24LC256)	66
3.10.2	Comunicación serial asíncrona entre el microcontrolador y el computador	68
3.10.3	Formato de transferencia de datos y protocolo XMODEM 1K para la conexión con el computador	68
3.10.4	Comunicación a través de un “MODEM” externo	70
3.11	SISTEMAS DE RESPALDO CON BATERIAS	72
3.12	PROGRAMACIÓN Y FUNCIONES GENERALES QUE DEBE REALIZAR EL MICROCONTROLADOR.	75
3.12.1	Programa principal	75
3.12.2	Interrupciones del programa	77
	CAPÍTULO 4. DESARROLLO DE LA INTERFAZ GRÁFICA DEL HUCOM Y DISEÑO DE OTROS PROTOTIPOS	81
4.1	CARACTERÍSTICAS DEL PROTOTIPO	81
4.2	INSTALACIÓN DEL PROGRAMA DE LA INTERFAZ GRÁFICA HUCOM SW	82
4.3	ESTRUCTURA DE LA INTERFAZ GRÁFICA DEL HUCOM SW DEL EQUIPO DE MEDICIÓN	84
4.4	VENTANAS DE TRABAJO DENTRO DE LA INTERFAZ GRÁFICA	86
4.4.1	Ventana de estado	87

4.4.2	Ventana de parámetros	88
4.4.2.1	Parámetros del Hucom	88
4.4.2.2	Tiempo límite de falla	89
4.4.2.3	Tiempo límite de restauración	90
4.4.2.4	Tensión mínima de falla	90
4.4.2.5	Tensión máxima de falla	90
4.5	CALIBRACIÓN DE LA MEDICIÓN DEL HUCOM V1.3	91
4.6	PROCESAMIENTO DE LOS DATOS ADQUIRIDOS CON EL EQUIPO DE MONITORIZACIÓN HUCOM V1.3	93
CAPÍTULO 5. RESULTADOS DEL DESARROLLO TRABAJO DE INVESTIGACIÓN		97
5.1	ESTRUCTURA DL PROTOTIPO	97
5.2	PRUEBAS REALIZADAS AL EQUIPO DE MEDICIÓN	98
5.3	CARACTERÍSTICAS DEL PROTOTIPO CONSTRUIDO	99
5.4	DESARROLLO DE UN EQUIPO ESPECIALIZADO PARA REGISTRAR SOLO INTERRUPCIONES DE TENSIÓN (ECONOHUCOM).	100
5.5	DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN EQUIPO GENERADOR DE INTERRUPCIONES Y CAIDAS DE TENSIÓN (HUEQUER)	102
5.6	VALORACIÓN ECONÓMICA DE LOS DIFERENTES PROTOTIPOS	104
5.7	LOGROS ALCANZADOS EN EL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN	106
5.8	FUTUROS DESARROLLOS EN EL EQUIPO DE MEDICIÓN	109
CONCLUSIONES DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN		111
REFERENCIA BIBLIOGRÁFICAS		114
ANEXO A. Memoria serial 24LC256		118
ANEXO B. Descripción del funcionamiento del DS1302.		120
ANEXO C. Simulaciones en Matlab para la estimación del valor eficaz en ondas senoidales con contenidos de armónicos.		122
ANEXO D. Diagramas esquemáticos de las tarjetas diseñadas.		126
ANEXO E. Programa fuente del microcontrolador de la tarjeta del HUCOM V1.3.		130
ANEXO F. Manual del usuario del programa HUCOM (SW).		132

LISTADO DE FIGURAS

FIGURA	DESCRIPCIÓN	PAG
1	Esquema General de la calidad del servicio de la energía eléctrica	9
2	Esquema de variaciones de la calidad de la energía eléctrica	16
3	Interrupción del servicio de energía eléctrica	19
4	a). Caídas de tensión en valores eficaces, b). forma de onda de una caída de tensión en valores instantáneos	20
5	Elevación de tensión	21
6	Componentes armónicas en una señal de Tensión	23
7	Fluctuación de Tensión	24
8	Muestras de Tensión	25
9	Diagrama fasorial de un desbalance de tensión.	25
10	Ruido en la señal de tensión en p.u	27
11	Esquema básico para la obtención del valor eficaz de tensión	39
12	Muestreo de la señal de tensión con actualizaciones por periodo	41
13	Muestreo de la señal con actualizaciones cada medio periodo	42
14	Formato de muestreo con actualizaciones muestra a muestra	43
15	Formato de adquisición de la señal muestra a muestra con rectificación de onda completa	44
16	Esquema general del equipo de medición construido	49
17	Descripción de pines del microcontrolador PIC 16F876	52
18	Circuito de adquisición y de detección de la onda de tensión	54

19	Oscilogramas de las ondas de tensión: a).Señal de la red, b).Señal después del transformador, c) Señal después del puente rectificador de onda completa d) Señal leída por el conversor A/D del microcontrolador	55
20	Formato de muestreo de la onda de tensión	56
21	Circuito de tensión de referencia utilizando un LM336	57
22	Modelo de registro de una Interrupción del servicio tipo rectangular	58
23	Subrutinas utilizadas para la detección de las interrupciones y las caídas de tensión	59
24	Flujo grama de la subrutina incorporada dentro del microcontrolador, para la detección y almacenamiento de las interrupciones y caídas de tensión	60
25	Modelo utilizado para identificar y registrar una falla de Tensión	61
26	Descripción de pines de la memoria serial 24LC256 utilizada	62
27	Descripción de pines del reloj en tiempo real DS1307	64
28	Circuito de conexión típica de un DS1307	64
29	Conexión del “bus” I ² C	66
30	Formato de las condiciones de “START” y “STOP” en la comunicación Serial I ² C	67
31	Formato de la condición de “Acknowledge” o de reconocimiento	67
32	Circuito del puerto serial para la comunicación al PC o al “MODEM”	68
33	Formato de transferencia de datos, mediante protocolo X”MODEM” 1K	69
34	Modelo de las baterías recargables de gel de Plomo de 1,2 y 7 A/H	73
35	Circuitos de detección de tensión baja y de tensión plena de la batería.	74
36	Circuitos del cargador de la batería	74
37	Diagrama de bloques de las funciones primarias que debe realizar la UCP o tarjeta de control	75
38	Diagrama de flujo del programa principal de la UCP o de la tarjeta de control	77

39	Diagrama de bloques de las interrupciones incorporadas	78
40	Diagrama de flujo de la interrupción serial en el puerto de comunicaciones	80
41	Asistente de ayuda para la instalación de la interfaz gráfica	83
42	Ventana principal de Hucom – Ventana o ficha de estado	87
43	Indicadores del nivel de tensión para cada fase (fase R)	88
44	Ventana de ajuste de los parámetros de la medición y de la comunicación por vía MODEM	89
45	Ventana de la calibración de la medición del valor Eficaz	91
46	(a), (b): Contraste de las mediciones del equipo HUCOM V1.3 vs. un osciloscopio FLUKE 105	92
47	Hoja principal en EXCEL, en donde se descargan los datos de la memoria	93
48	Hoja en EXCEL, en donde se realiza el cálculo de las compensaciones por DES y FES	94
49	Formulario de EXCEL para la clasificación de las interrupciones o caídas de tensión por su duración	95
50	Gráfica estadística del resultado del filtro de clasificación de las interrupciones por tiempo	95
51	Formato estadístico en una hoja en EXCEL, en donde se realiza las comparaciones de los Índices DES o FES con respecto a los límites previamente fijados en el periodo de monitorización	96
52	Tarjeta de control del equipo de medición HUCOM V1.3	97
53	Fotografía del equipo HUCOM V1.3 construido	98
54	Foto de la tarjeta principal del Econohucom	101
55	Caídas de tensión esperadas con el equipo generador de caídas e Interrupciones de tensión	102
56	Diagrama circuital del funcionamiento del generador de caídas de tensión.	103
57	Tarjeta de control del generador de interrupciones y caídas de tensión.	103

LISTADO DE TABLAS

TABLA	DESCRIPCIÓN	Pág
Tabla 1	Clasificación de las interrupciones según su origen	15
Tabla 2	Clasificación de los fenómenos electromagnéticos según [NTC 5000, 02]	17
Tabla 3	Indicadores DES y FES máximos admisibles según la Resolución CREG 025-99	37
Tabla 4	Listado de palabras reservadas en el protocolo X"MODEM"	69
Tabla 5	Listado de comandos AT más utilizados en la comunicación con el "MODEM".	71
Tabla 6	Resumen de los formularios utilizados dentro de la interfaz gráfica	84
Tabla 7	Resumen de los módulos o subrutinas más utilizados dentro de la interfaz gráfica	85
Tabla 8	Listado de comandos utilizados entre el PC y la tarjeta de control del HUCOM V1.3	86
Tabla 9	Listado de símbolos utilizados en la interfaz gráfica del prototipo	87
Tabla 10	Características generales del prototipo HUCOM V1.3.	99
Tabla 11	Listado de materiales utilizados en la construcción del HUCOM V1.3	104
Tabla 12	Listado de materiales utilizados en la construcción del ECONOHUCOM	105
Tabla 13	Listado de materiales utilizados en la construcción del HUCOM V1.4	106

LISTADO DE ANEXOS

ANEX O	DESCRIPCIÓN	PÁG .
A	Memoria serial 24LC256.	118
B	Descripción del funcionamiento del DS1302.	120
C	Simulaciones en Matlab para la estimación del valor eficaz en ondas senoidales con contenidos de armónicos.	122
D	Diagramas esquemáticos de las tarjetas diseñadas.	126
E	Programa fuente del microcontrolador de la tarjeta del HUCOM V1.3.	130
F	Manual del usuario del programa HUCOM (SW).	132

INTRODUCCIÓN

Es evidente la importancia de la energía eléctrica en la actualidad; desde las actividades científicas e industriales hasta las simples tareas domésticas se desarrollan con base en la existencia o no del suministro de esta energía. Esta fuerte relación entre el desarrollo tecnológico y la energía eléctrica, ha determinado que el suministro de energía eléctrica en la actualidad se realice bajo criterios de seguridad, confiabilidad y calidad. La calidad de la energía eléctrica se refiere al término ampliamente utilizado en la literatura inglesa “power quality”; ésta, se evalúa principalmente a partir de la amplitud, la forma de onda, la frecuencia y la simetría de las señales de tensión. La atención comercial se refleja en la capacidad de atención al cliente y en el suministro de información. Este trabajo está enfocado en la monitorización de la calidad de la energía eléctrica (“Power Quality Monitoring”).

La calidad de la energía eléctrica se ve afectada por varios fenómenos electromagnéticos que se presentan frecuentemente en los sistemas eléctricos; los cuales son causados por fallas, cargas no lineales, descargas atmosféricas y maniobras del sistema entre otras. Estos fenómenos son clasificados en la [NTC 5000,02] como: Armónicos, regulación de tensión, fluctuaciones de tensión (Flicker), caídas de tensión (“sags”, “dips”), sobretensiones (“swells”), desbalances de tensión, interrupciones de tensión, muescas de tensión (“notching”), transitorios y variaciones de frecuencia.

La monitorización de la calidad de la energía es necesaria para caracterizar dichos fenómenos electromagnéticos y de esta forma diagnosticar incompatibilidades entre el sistema y la carga, evaluar el entorno eléctrico en una parte del sistema, determinar el nivel de calidad de la energía eléctrica, predecir el comportamiento de equipos sensibles a ser conectados al sistema y diagnosticar el efecto de los dispositivos dedicados a mitigar los fenómenos electromagnéticos nombrados anteriormente; debido a esto, la creciente necesidad de la monitorización de las ondas de tensión y corriente en los sistemas eléctricos de potencia, es una necesidad tanto para las empresas distribuidoras del servicio como para los usuarios que ya consideran la calidad del servicio como parte fundamental de su funcionamiento.

Teniendo en cuenta la nueva estructura del sector eléctrico colombiano, donde existen diversas empresas que proveen el servicio de energía eléctrica es necesario establecer normas que garanticen la calidad en el suministro de esta energía. En Colombia, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) mediante el reglamento de distribución (Resolución [CREG 070,98] y sus modificaciones: [CREG 0.25,99], [CREG 089,99], [CREG 0.61,00], [CREG 096,00], [CREG 159,01] y [CREG 084,02]) ha reglamentado lo concerniente a la continuidad del servicio estableciendo límites, Los índices utilizados en Colombia para valorar la continuidad en el

suministro de la energía eléctrica son el DES y el FES; estos índices miden en la actualidad la duración y el número de interrupciones del suministro de energía eléctrica mayores a un minuto.

El diseño y construcción de un equipo que permita evaluar los índices de continuidad del suministro (DES y FES) y otro tipo de perturbaciones como las caídas de tensión, es de interés para la industria y las empresas del sector eléctrico, especialmente las encargadas de la distribución y comercialización de la energía eléctrica así como para la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, que es la entidad encargada de supervisar el cumplimiento de la reglamentación existente sobre calidad del suministro.

Además de estas entidades, es de interés para la Universidad Industrial de Santander y el Grupo de Investigación en Sistemas de Energía Eléctrica – GISEL, investigar en los tópicos que son de actualidad en el escenario internacional de la Ingeniería Eléctrica, es por ello que dentro de la temática de la calidad del suministro y del consumo de energía eléctrica se están planteando trabajos de investigación en las áreas de continuidad del suministro, calidad de onda, y monitorización y simulaciones de la misma. La realización del presente trabajo de investigación permitirá el desarrollo de equipos de monitorización de eventos de la calidad del suministro a bajo costo, adecuándose a las necesidades del sector eléctrico colombiano, lo cual propiciará mejores condiciones para la planeación del desarrollo industrial del país

La organización de este texto se describe a continuación. En el capítulo1, se presentan generalidades de la calidad de la energía eléctrica (CEL), la compatibilidad electromagnética, y se mostrará que la calidad del servicio de energía eléctrica tiene dos grandes aspectos fundamentales: la calidad del servicio al cliente y la calidad del suministro de energía eléctrica, profundizando en esta última por ser de interés para el desarrollo de la investigación; finalmente, el capítulo termina clasificando y describiendo cada una de las perturbaciones que se pueden presentar en la onda de tensión.

En el capítulo 2, se muestra la relevancia que tiene realizar monitorizaciones de la onda de tensión, también se realiza la justificación del presente trabajo de investigación, profundizando en temas relacionados con la continuidad del suministro de energía eléctrica, la responsabilidad de una buena CEL y la situación actual de los operadores de red. También se hacen referencias a las normativas y reglamentaciones vigentes en Colombia en temas relacionados con la calidad de la energía eléctrica. Por último y dada la importancia que tiene estimar el valor eficaz de la tensión, en el final del capítulo se describen los algoritmos más utilizados para la estimación del valor eficaz

Los requerimientos de diseño del prototipo a construir, se describen en el capítulo 3, realizando inicialmente una revisión del estado del arte de los equipos que realizan funciones similares; posteriormente se detallará cada uno de los módulos del equipo de medición: la unidad central de procesamiento, el acondicionamiento y linealización de las señales a medir, la calibración del equipo, los bancos de memoria, el reloj en tiempo real (RTC) y los módulos de comunicaciones. En la parte final del capítulo se hace una descripción general del programa desarrollado en el microcontrolador usado en este equipo, mostrando la función de cada una de las subrutinas, así como el diagrama de flujo del programa principal.

Paralelamente al desarrollo del “hardware” de este equipo, se ha desarrollado en Visual Basic una interfaz gráfica con la cual se pretende realizar la interacción del equipo con un PC. Las ventanas, las funciones y formularios del programa, así como la forma de interactuar con el usuario, se describen en el capítulo 4.

En el capítulo 5, se realiza un balance entre los objetivos propuestos y los resultados obtenidos en el desarrollo del presente trabajo de maestría, describiendo las características del prototipo construido. En este capítulo, también se detallan otros equipos adicionales (un generador de interrupciones y caídas de tensión, y un equipo especializado en registrar interrupciones de tensión) que se construyeron con el fin de comprobar las mediciones tomadas con prototipo inicial.

Finalmente se presentan algunas de las características del equipo de medición que se recomiendan para la construcción en futuros desarrollos y se recopilarán las principales conclusiones del trabajo de investigación.

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES SOBRE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

En este capítulo, se presentan algunas definiciones y explicaciones de temas relacionados con la compatibilidad electromagnética y la calidad de la energía eléctrica con base en las normativas IEC, IEEE, resoluciones CREG y las normas técnicas colombianas (NTC) relacionadas con estos temas. Esta recopilación de información relacionada con la calidad de la energía eléctrica, es necesaria para la presentación del texto. Los temas relacionados en este capítulo abarcan inicialmente definiciones de la calidad de la energía eléctrica CEL y de la compatibilidad electromagnética, los antecedentes colombianos de los trabajos relacionados con el tema y por último se realizará una clasificación de la calidad de la energía eléctrica, describiendo cada una de las perturbaciones que se presentan en las redes eléctricas,

1.1 DEFINICIONES DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA (CEL)

La importancia de poseer la energía eléctrica hoy en día es indiscutible; desde las actividades comerciales, científicas e industriales hasta sencillas tareas domésticas dentro de nuestro hogar, no se pueden desarrollar sin la presencia de este esencial servicio. En la actualidad la gran dependencia de la existencia o no del suministro de energía eléctrica, hace que los consumidores exijan con más insistencia que éste servicio se realice bajo criterios de seguridad, confiabilidad y de calidad.

Al definir la calidad como el grado de conformidad de un producto o servicio ofrecido al mercado por un proveedor determinado con el objetivo de satisfacer la necesidad de los clientes inmersos en dicho mercado, este producto o servicio debe cumplir con unos requisitos en cuanto a un conjunto de cualidades que le deben ser inherentes, tales como: disponibilidad, precio, confiabilidad, durabilidad, seguridad y respaldo.

Paralelamente al escribir sobre “power quality” o calidad de la energía eléctrica, se está haciendo referencia tanto a la calidad de las señales de tensión y corriente, como a la continuidad o confiabilidad del servicio de energía eléctrica. En las últimas décadas con la creciente utilización de dispositivos electrónicos, los cuales son cada vez más sensibles y menos inmunes al entorno electromagnético, se ha

incrementado la necesidad de disponer señales de tensión y corriente de una adecuada calidad; lo cual ha venido acompañado con el desarrollo de equipos de protección y una terminología especial para describir los fenómenos que afectan a estas ondas.

La búsqueda de una terminología consistente con la calidad de la energía eléctrica se refleja en recientes esfuerzos nacionales e internacionales para normalizar conceptos que están directamente relacionados con el tema de la calidad de la energía eléctrica - CEL.

El Instituto EPRI (Electric Power Research Institute) de los Estados Unidos, por ejemplo, define un problema de la calidad de la energía eléctrica ("power quality") como: "Cualquier problema de potencia manifestado en la desviación de la tensión, de la corriente o de la frecuencia, de sus valores ideales que ocasione falla o mala operación del equipo de un usuario." [CEL, 2001],

La norma IEC (61000-2-2/4, 61000-4.-7-30) y la norma CENELEC (50160) definen la calidad de la energía eléctrica como: "Una característica física del suministro de electricidad, la cual debe llegar al cliente en condiciones normales, sin producir perturbaciones ni interrupciones en los procesos del mismo". [CEL, 2001],

Para la norma IEEE 1159 de 1995, la calidad de la energía eléctrica es: "El término se refiere a una amplia variedad de fenómenos electromagnéticos que caracterizan la tensión y la corriente eléctricas, en un tiempo dado y en una ubicación dada en el sistema de potencia"

La calidad del servicio de energía eléctrica incluye dos aspectos, la calidad en la atención a los clientes y la calidad del suministro. La calidad de atención al cliente tiene que ver con los aspectos comerciales del servicio de energía eléctrica, entre los cuales se tienen: la asesoría, la contratación, la puesta en servicio, la respuesta a los reclamos de los usuarios y la transparencia tarifaria. La calidad del suministro tiene dos ítemes básicos: la continuidad del suministro y la calidad de las ondas de tensión y corriente.

Es importante aclarar aquí, que si bien la definición que se ha propuesto está acorde con la argumentación presentada, la aplicación del concepto de CEL es relativa, pues depende de las necesidades del usuario. Por ejemplo, para un usuario residencial urbano o rural la calidad de la energía eléctrica está referida más a la continuidad que a la calidad de la señal, mientras que para un usuario industrial con equipos de control basados en microelectrónica la exigencia no solo es la continuidad del servicio sino también la calidad de las señales de tensión y corriente.

1.2 COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA

La compatibilidad electromagnética se define como la capacidad de un equipo o sistema para funcionar adecuadamente dentro de un entorno electromagnético, sin generar **perturbaciones electromagnéticas** que dicho entorno no tolere.

El estudio de los fenómenos de interferencia electromagnética y la solución a los problemas que son ocasionados por ésta han adquirido una notable relevancia en el desarrollo y desempeño de los sistemas electrónicos y eléctricos. En general, el entorno en el que interactúan los equipos se hace más complejo debido a dos factores principales: la creciente vulnerabilidad de estos equipos modernos y su capacidad de interferir el funcionamiento de otro equipo.

La Interferencia Electromagnética- IEM, se define como cualquier perturbación electromagnética que se manifiesta en la degradación de la operación, el mal funcionamiento o la falla del equipo eléctrico o electrónico. Aunque, tradicionalmente el concepto ha sido asociado con fenómenos de radiación o conducción de campos electromagnéticos.

Los primeros problemas de IEM se iniciaron en 1830 con la invención del telégrafo y se empezaron a intensificar hacia finales del siglo pasado cuando aparecieron las redes telegráficas y telefónicas, los generadores y las líneas de transmisión de energía eléctrica a alta tensión. Después de la primera guerra mundial se desarrollaron nuevas técnicas de transmisión de señales y nuevos materiales, haciendo aun más complejo el problema de interferencia electromagnética. [CEL, 2001],

La creación, evolución y complejidad actual de los equipos electrónicos modernos los ha hecho más sensibles a las perturbaciones. El usuario de éstos, sin embargo, desea que su funcionamiento sea lo más confiable posible, sin alteraciones, flexible y seguro; características particularmente importantes en la actualidad, donde se depende de este servicio constantemente.

Lo anterior exige un estudio continuo de las fuentes de perturbación y de la interacción entre estos fenómenos electromagnéticos y los equipos susceptibles. Tal estudio requiere de la adquisición y el análisis de las señales de perturbación electromagnética, con el propósito de caracterizar sus parámetros relevantes en los dominios del tiempo y de la frecuencia. Además se debe realizar la evaluación y el modelado del comportamiento de los sistemas eléctricos que pueden ser afectados y el estudio de los mecanismos de acople perturbación-sistema.

El incremento que ha experimentado en los últimos años la utilización de equipos eléctricos y electrónicos, ha hecho que también haya aumentado la posibilidad de que unos equipos puedan interferir con otros debido a sus propiedades electromagnéticas; surge entonces un problema de compatibilidad

electromagnética (CEM). Las diferentes tensiones junto con las corrientes que circulan en un sistema producen campos electromagnéticos, que a su vez dan lugar a tensiones y/o corrientes inducidas no deseadas en otros equipos, es decir, a ruidos o interferencias.

1.3 LA COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA (CEM) EN COLOMBIA.

El estudio de la compatibilidad electromagnética a nivel mundial ha evolucionado a partir de un conjunto de trabajos realizados que han despertado el interés científico y de ingeniería, hasta tal punto que hoy en día se considera ya una disciplina específica, paralelo a esta disciplina se ha desarrollado de un conjunto de métodos de análisis, técnicas de medición y herramientas de simulación, normas y procedimientos recomendados. El desarrollo de este campo en el país requiere esfuerzos sistemáticos en diversas áreas que permitan adquirir conocimientos para adaptarlos a nuestro entorno y estimular la conformación de una base de conocimientos y desarrollos tecnológicos propios, a partir del estudio de estos fenómenos de perturbación.

La CEM de los equipos eléctricos es hoy en día, en el ámbito mundial una de las principales exigencias de calidad. La Unión Europea por ejemplo, ha establecido la denominada directiva de Compatibilidad Electromagnética, de obligatorio cumplimiento que cubre un gran conjunto de sistemas y equipos eléctricos y electrónicos comercializados en su territorio. Es evidente que la CEM es uno de los requerimientos fundamentales para que la industria colombiana se desarrolle y particularmente en lo que a electrónica, comunicaciones y procesamiento de datos se refiere. De esta manera las empresas y sus productos serán competitivos, asegurando altas referencias de calidad.

Para que una buena CEM sea efectiva y económicamente factible, debe involucrarse desde las primeras etapas de diseño de un producto, teniendo en cuenta que éste debe operar adecuadamente en el entorno electromagnético real. Esto garantiza que las medidas para conseguir la compatibilidad electromagnética y los costos asociados, no afecten la competitividad del mismo en el mercado. Es importante resaltar que debe insistirse en la obtención de la CEM a nivel diseñadores y consumidores. Por eso cobra relevancia el desarrollo de esfuerzos de caracterización de las condiciones electromagnéticas particulares del medio colombiano. La caracterización del entorno electromagnético del país, que debe efectuarse desde puntos de vista de espacio, tiempo y frecuencia de los eventos, lo cual constituye la base tanto para elaborar los métodos de prueba para la susceptibilidad e inmunidad de los sistemas como para sentar una discusión fundamentada con respecto a cada tópico específico y así desarrollar normas propias o adaptarse a las de carácter internacional.

En el aspecto de la normalización de CEM, es fundamental que se tengan en cuenta las necesidades de la industria. En este sentido, una base de conocimiento

sobre el tema que permita impulsar la innovación tecnológica es un elemento que ligaría la investigación en esta área con el sector productivo. Este último podría aprovecharlo para cubrir algunas de sus necesidades tecnológicas y cumplir con referencias más elevadas de calidad.

1.4 ANTECEDENTES DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

Los estudios de calidad de la energía eléctrica a nivel mundial han evolucionado desde el empirismo inicial que buscaba solucionar problemas locales hasta convertirse en un campo de investigación con sólidas bases científicas y de ingeniería; esto ha determinado el desarrollo de una serie de trabajos de investigación llevados a cabo por instituciones interesadas en adquirir conocimientos acerca de la calidad del suministro y consumo de energía eléctrica y aplicarlos en su entorno.

En cuanto a los antecedentes de este trabajo de investigación referentes a la calidad de energía eléctrica son muchos, pero específicamente en cuanto al desarrollo de equipos de medición como el planteado como en este trabajo, son escasos y la mayor parte de los desarrollos los han realizado las empresas privadas.

En Colombia se han realizado diversos trabajos en el tema de calidad de la energía eléctrica y existen instituciones que han orientado parte de sus esfuerzos en el desarrollo del tema en el país, dentro de ellas la Universidad Industrial de Santander que tiene una línea de investigación referente al tema.

Concretamente, la Universidad Industrial de Santander ha establecido un grupo de trabajo (Grupo de Investigación en Sistemas de Energía Eléctrica GISEL) en temas relacionados con la calidad de la energía eléctrica. Dentro de los proyectos realizados se destaca el desarrollado en asocio con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSP) y consistió en realizar una monitorización de la onda de tensión en algunos puntos del sistema eléctrico nacional, con el fin de determinar las duraciones (DES) y la frecuencia (FES) de las interrupciones del suministro de energía eléctrica y además están desarrollando un proyecto conjunto con la Universidad de Girona en España, sobre Supervisión Experta de la Calidad del Servicio Eléctrico.

A raíz de los proyectos realizados con la SSP, se vio la necesidad de diseñar y construir equipos de monitorización de la calidad de la onda de tensión en lo relacionado a las perturbaciones como interrupciones de tensión, para de esta forma realizar un diagnóstico y verificar con equipos de medición especializados los índices DES y FES reportados por los operadores de red.

1.5 DIVISIONES DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En Colombia las empresas de servicios públicos ESP deben reunir requisitos técnicos y comerciales en la prestación del servicio de energía eléctrica para suplir

las necesidades de los usuarios y cumplir con las disposiciones del ente regulador de las normas en el mercado. El usuario debe estar dispuesto a pagar por esa calidad del servicio y debe garantizar que sus instalaciones afecten lo menos posible el sistema eléctrico al cual este conectado; es importante anotar que no todos los usuarios tienen las mismas exigencias en cuanto a la calidad del suministro de energía eléctrica; ya que mientras que para un usuario residencial un corte en el suministro o una mala calidad de la onda de tensión ocasionarán la mayoría de las veces una incomodidad momentánea, para un usuario industrial estas contingencias acarrearán pérdidas económicas debidas básicamente a la interrupción de procesos de producción.

Como ya se estableció la calidad del servicio de energía eléctrica tiene en cuenta dos divisiones principales: la calidad en la atención a los clientes y la calidad del suministro. La calidad de atención al cliente tiene que ver con los aspectos comerciales del servicio de energía eléctrica, entre los cuales se tienen: la asesoría, la contratación, la puesta en servicio, la respuesta a los reclamos de los usuarios y la transparencia tarifaria. Por otra parte la calidad del suministro tiene dos ramas básicas: la continuidad del suministro y la calidad de las ondas de tensión y corriente, tal como se observa en el esquema de la figura 1.

Figura 1. Esquema general de la calidad del servicio de la energía eléctrica



Teniendo en cuenta estos dos aspectos, se define la calidad del suministro de energía eléctrica como el grado de conformidad de las características físicas de las señales de tensión y corriente, en un tiempo y espacio dado, para satisfacer las necesidades de los consumidores y cumplir con niveles aceptables de calidad en características como amplitud, frecuencia, simetría y forma de onda según las normatividades vigentes en cada país.

Esta calidad del suministro tiene como paradigma un sistema de potencia ideal que suministre un nivel de tensión eficaz constante de una onda senoidal a 60 Hz en todos los puntos del sistema eléctrico y en cada instante de la prestación del servicio.

Acerca de la calidad de la energía eléctrica no existe un acuerdo a nivel mundial en cuanto a cual es el término y la definición más coherente con respecto a la calidad del suministro y consumo de energía eléctrica, pero en términos generales todas tienen en cuenta normas internacionales como las IEC 61000-4 ó IEEE 1159; en Colombia, existen las resoluciones CREG070 de 1998 (Código de distribución), CREG096 de 2000, y las normas técnicas colombianas NTC 61000-1-1 y NTC 5000 en donde se definen los términos relacionados con la calidad de la energía eléctrica (CEL), algunos de los cuales se presentan a continuación.

Calidad de tensión: Este término se refiere las desviaciones de la tensión de su forma de onda ideal. La calidad de la tensión puede ser interpretada como la calidad del producto suministrado por las empresas distribuidoras de energía a los usuarios.

Calidad de corriente: Tiene que ver con las desviaciones de la corriente de su forma de onda ideal, la cual debería estar en fase con la onda de tensión. La calidad de la onda de corriente se relaciona generalmente con la calidad del consumo de los usuarios del servicio.

Calidad de potencia: En este término se combinan los dos anteriores, se tienen en cuenta las desviaciones de las ondas de tensión y de corriente de su forma ideal. Es importante anotar que la calidad de la potencia no tiene que ver con el producto de la tensión y la corriente.

1.5.1 Calidad de la atención al cliente

La atención comercial es el aspecto de calidad del servicio eléctrico menos definido de todos. No se refiere a ningún aspecto electricidad, sino a todo lo referente a la relación comercial entre el proveedor del producto y el cliente comprador del producto. No es por tanto exclusivo del suministro de electricidad y es una preocupación muy reciente en este campo. A este nuevo interés se une el hecho de que en la mayoría de los procesos de liberación de los mercados eléctricos, se está planteando la posibilidad de crear la figura de la comercializadora. La relación entre el cliente y su proveedor de electricidad cambiaría mucho, sobre todo en lo referente a la atención comercial.

Los aspectos que se manejan son el de tiempo de espera para un cliente en una consulta telefónica, tiempo de resolución de quejas, información incluida en la factura, asesoría, contratación etc. No existe un consenso real en definir los aspectos más importantes de la atención comercial, ya que ha sido muy poco tratado hasta ahora desde un punto de vista regulatorio. Además de estos aspectos, aparecen otros más técnicos y por tanto más específicos del suministro de energía eléctrica: tiempo de conexión de nuevos clientes,

medición de los consumos (número de mediciones reales frente a estimadas), etc. Algunos de estos puntos dependen más de la distribuidora de energía eléctrica que la comercializadora.

1.5.2 Continuidad

La continuidad del suministro de la energía eléctrica, se refiere a la existencia o no de la tensión de suministro y su calidad se establece con el número y la duración de las interrupciones, llamados en Colombia los índices DES y FES. Las interrupciones son un problema de la calidad del suministro de la energía eléctrica.

Cada interrupción de suministro viene caracterizada por su duración. En continuidad, únicamente se tiene en cuenta las interrupciones largas, es decir de más de un minuto⁹. Las interrupciones breves, o menores de un minuto, se consideran un problema de calidad de onda, ya que son debidas a la operación de los sistemas de protección de las redes: reenganches rápidos debidos a fallas transitorias o fugitivas, operación de asilamiento de tramos con falla, etc. Las interrupciones largas de suministro en cambio suelen necesitar de la reparación de algún elemento defectuoso de la red o, al menos, la inspección de los tramos con problemas, así como la reposición manual de la tensión.

Las interrupciones pueden ser el resultado de fallas en el sistema de potencia, fallas de equipos o malas operaciones de control. Las interrupciones son medidas por su duración cuando la magnitud de tensión es menor del 10% del nominal. La duración de una interrupción debido a una falla en el sistema de distribución está determinada por el tiempo de operación de los equipos de protección. Los recierres instantáneos generalmente limitan la interrupción causada por una falla no permanente a menos de 30 ciclos. El recierre retrasado del equipo de protección puede causar una interrupción momentánea o temporal. La duración de una interrupción debida al mal funcionamiento o pérdida de conexiones puede considerarse irregular.

Algunas interrupciones pueden estar precedidas por una caída de tensión cuando las interrupciones son debidas a fallas en el sistema de suministro. La caída de tensión ocurre entre el tiempo cuando se inicia la falla y la operación del equipo de protección. En algunos países desarrollados se están cuantificando las pérdidas causadas por interrupciones cortas, interrupciones largas y otras perturbaciones incluidas las caídas de tensión, encontrando como resultado que las pérdidas producidas por año son elevadas (En algunos casos han llegado a ser de dos

⁹ En países europeos como España, se consideraban las interrupciones largas a las interrupciones mayores de un minuto. En normas europeas como la EN 50160, transpuesta a la normativa española como la norma UNE-EN 50160 (UNE-EN 50160), se ha ampliado a tres minutos debido a los sistemas de protección. A nivel Internacional normalmente este rango va de uno a cinco minutos.

millones de dólares). En Colombia los problemas calidad en el suministro de la energía eléctrica no son ajenos en nuestros sistemas eléctricos, desafortunadamente hasta ahora no se han llevado datos históricos de las perturbaciones, se plantea la necesidad de tomar medidas para determinar el comportamiento de nuestro sistema frente a estas perturbaciones. Tener una base de datos de las perturbaciones que se presentan en los sistemas eléctricos permitirá predecir en una forma mas acertada el comportamiento de las redes; además se podrá analizar el impacto que tendrán nuevas leyes o normas en las empresas distribuidoras de energía eléctrica

1.5.2.1 Origen de las Interrupciones Largas.

En general, una interrupción en el suministro de la energía eléctrica es causada por problemas en la generación, transmisión y/o distribución. Así, por ejemplo, las interrupciones en la transmisión pueden ser debidas a fallas en la generación, puede no haber suficientes generadores para suplir la demanda, lo que supone dejar sin alimentación una parte de la demanda. Esta situación puede darse en países en vía de desarrollo, con un fuerte crecimiento de la demanda que no hayan realizado las inversiones a largo plazo. Otra posible causa puede ser la baja disponibilidad de generadores, lo cual provoca una falta de generación para cubrir toda la demanda.

En la transmisión se pueden causar interrupciones, pero se ha invertido mucho en el estudio de la confiabilidad de las redes de transmisión y su protección frente a fallas. La razón es que una falla en la red de transmisión puede afectar a una zona muy amplia de suministro, pudiendo ser muy grande el daño causado. Estas fallas suelen provocar apagones. Al ser redes malladas, generalmente suelen diseñarse los sistemas de transmisión con un criterio N-1 (e incluso N-2), es decir, capaces de soportar el fallo de un elemento de la red (o de dos) sin problemas. [Rivier, Juan, 92]

La distribución es donde se genera la mayoría de las interrupciones del suministro. Dependiendo del país y del momento de la toma de datos (Allan 94-b, PEN 91, Billinton 89-a, CEA 86), suele asignarse entre un 80% y un 95% de las interrupciones a la distribución, repartiéndose el restante 5-20% entre la generación y el transporte. Históricamente, se ha estudiado y se ha invertido mucho menos en confiabilidad de la distribución que en la confiabilidad de la transmisión. A ello han contribuido varias razones: primero, debido a la estructura de las redes de distribución, las fallas tienen un efecto local, lo que les resta importancia; segundo, y debido a lo mismo, las inversiones para la mejora de la continuidad en distribución, aunque individualmente son pequeñas, afectan a pocos clientes. Para mejorar la continuidad a los clientes, son necesarias muchas pequeñas inversiones que se convierten en una inversión muy importante

Las interrupciones en el sistema de distribución tienen diferentes causas u orígenes. Una clasificación de las mismas permite atender mejor las soluciones de mejora de la continuidad, así como posibles implicaciones a la hora de estimar la calidad del suministro con fines regulatorios o incluso informativos. A continuación se presenta una clasificación de las interrupciones largas en distribución por su origen (ver el resumen en la tabla 1). La primera distribución que se propone es entre interrupciones programadas e imprevistas.

1.5.2.2 Interrupciones programadas

Estas interrupciones se distinguen de todas las demás interrupciones porque están previstas dentro de un cronograma de actividades de los operadores de red y por tanto los clientes afectados están avisados. De hecho, para ser consideradas previstas, deben ser avisadas con un tiempo mínimo de antelación a los clientes afectados, para que estos puedan tomar las medidas oportunas para minimizar el impacto de las mismas. Suelen producirse por mantenimiento de las líneas, nuevas instalaciones, etc. Las resoluciones CREG 070/98 y 089/99, regulan este tipo de interrupciones.

1.5.2.3 Interrupciones imprevistas

Son todas las demás interrupciones. Son mucho más perjudiciales, puesto que los clientes no han podido tomar medidas específicas contra ellas. Para las interrupciones imprevistas, pueden enumerarse las siguientes causas: Fuerza mayor, agentes externos, climatología, fallo de componentes, operaciones de la distribuidora, causas desconocidas, etc. Las asignaciones de las interrupciones a alguno de estos orígenes no siempre resulta sencilla, la primera razón es que muchas veces se desconoce la causa por la que ha existido una interrupción. La segunda es que no todo el mundo está de acuerdo con qué es un origen externo a la distribuidora, qué es fuerza mayor, etc, debido a las posibles implicaciones de responsabilidad que pudiese conllevar. En cualquier caso, una posible clasificación de los orígenes es la siguiente:

Origen desconocido:

Aquí se incluyen todas las interrupciones cuya causa se desconoce. Suelen ser causas transitorias que no dejan rastro, pero que no han sido despejadas por las protecciones de las líneas ni los reenganches.

Climatología:

Este apartado incluye todas las interrupciones que tienen su origen en fenómenos climatológicos, como descargas atmosféricas, viento, nieve, etc, que provoquen fallos o averías en componentes. También puede incluirse aquí la contaminación, la humedad, la corrosión salina en zonas cercanas al mar, etc.

Origen externo:

En este apartado se incluyen todas las interrupciones causadas por agentes externos al sistema eléctrico: animales (pájaros, roedores, serpientes, etc), árboles, ramas, excavadoras, vehículos, personas. Todos ellos pueden provocar cortocircuitos, romper una línea, una torre, un cable, etc. De alguna forma, también puede considerarse en algunos casos como causa externa las interrupciones provocadas por el mal funcionamiento de las instalaciones de un cliente del operador de red.

Origen interno:

En este apartado se incluyen todas las interrupciones causadas por agentes o elementos pertenecientes al sistema eléctrico: maniobra inadecuada, fallo de algún componente de la red, fallos de los sistemas de protección, fallo humano en la operación del sistema, sobrecarga del sistema, etc.

Fuerza mayor:

Este apartado es redundante con los anteriores, pero intenta recoger los casos extremos de climatología y causa externas: huracanes, terremotos, actos de terrorismo, etc. La frontera entre esta causa y las de climatología y causas externas varía según la norma que haga la clasificación. Incluso a veces se considera fuerza mayor a toda causa que deja sin suministro a una parte importante de los clientes servidos en una zona amplia

El problema es que a veces, a pesar de detectar el origen de una interrupción como puede ser un elemento de la red averiado, no se conoce la causa de su avería: agente externo que lo ha estropeado, envejecimiento prematuro, mala operación, o sencillamente fin de vida del elemento. Todo ello complica la asignación de una interrupción a una casilla de la clasificación. También el caso de fuerza mayor es difícil de interpretar. Como ya se ha dicho anteriormente, este apartado es redundante con los demás, sólo que recoge los casos extremos. Una justificación de este apartado podría ser que el operador de red podría invertir y tomar las medidas necesarias para determinar las demás causas de interrupciones, e incluso podría exigírsele que lo hiciera. Pero las causas de fuerza mayor implican unos medios en algunos casos inalcanzables y en cualquier caso injustificables desde el punto de vista económico, sobre todo teniendo en cuenta su baja probabilidad. Por tanto puede justificarse de alguna forma la ausencia de responsabilidad del operador de red en esos casos. El problema está en determinar la frontera entre fuerza mayor y causa “normal”.

En la tabla1, se muestra el resumen de la clasificación de las interrupciones según su origen.

Tabla 1. Clasificación de las interrupciones según su origen

Interrupciones Programadas	Son las interrupciones programadas por la distribuidora, y avisadas con un mínimo de antelación a los clientes afectados.		
		Generación	Quando no hay suficiente

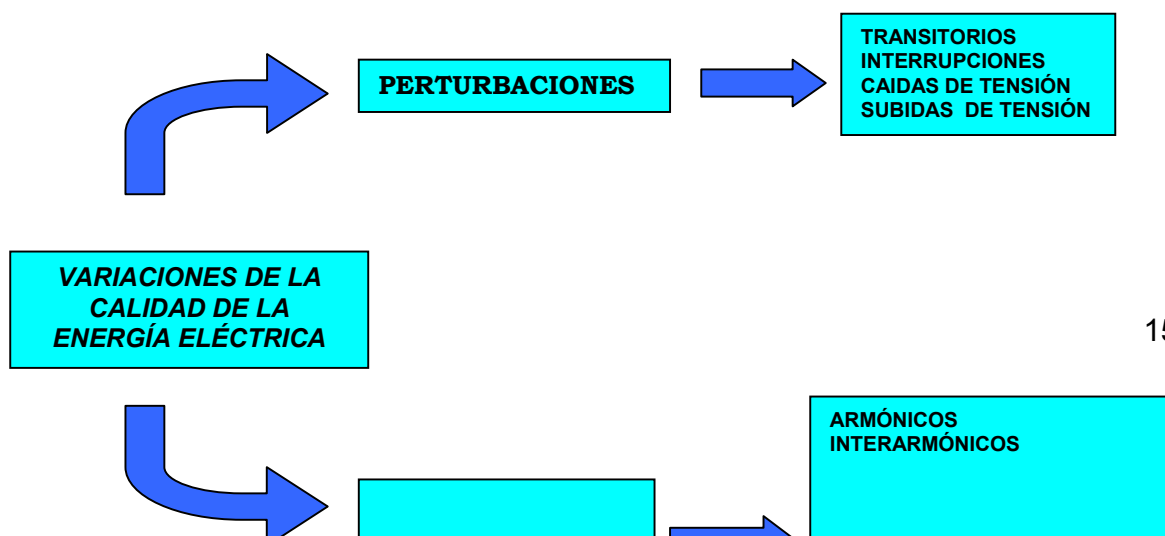
Interrupciones no programadas	Son todas las demás interrupciones que no estaban previstas ni avisadas.	Generación	generación para cubrir la demanda.
		Transporte	Fallo en las líneas de transmisión que provoque interrupciones en la red de media o baja tensión.
		Origen desconocido	Cuando no se detecta ningún fallo: se suelen considerar interrupciones transitorias.
		Climatología	Descargas atmosféricas, viento, etc.
		Origen interno	Fallo de elementos, inadecuada maniobra, etc.
		Origen externo	Excavadora, pájaro, serpientes, personas, etc.
		Fuerza mayor	Terrorismo, terremoto, etc

1.6 VARIACIONES DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Este texto concentrará toda su atención en los problemas de calidad del suministro de energía eléctrica en donde estarán principalmente involucradas la continuidad del servicio y la calidad de las ondas de tensión y de corriente. Los problemas de calidad en la atención al cliente no se profundizarán debido a que son problemas de origen administrativo y no es objetivo del proyecto profundizar sobre este tipo de problemas.

Las variaciones de la calidad de la energía eléctrica se pueden subdividir en dos grandes clases: las perturbaciones caracterizadas por su carácter transitorio y las variaciones de estado estable que como su nombre lo indica se presentan en el régimen permanente en el sistema. Los distintos fenómenos electromagnéticos asociados a la calidad de suministro de energía eléctrica están ubicados en una de estas dos categorías y tienen características propias que los identifican y definen. El esquema de la figura 2, describe la subdivisión de la calidad de la energía eléctrica anteriormente mencionada.

Figura 2. Esquema de variaciones de la calidad de la energía eléctrica



Fuente: Autor

A continuación se clasificarán y se definirán los términos: Interrupción, caídas de tensión, muescas de tensión, transitorios electromagnéticos, fluctuaciones de tensión, etc; aunque algunas de estas definiciones varían un poco de país a país, en términos generales todas se rigen por las directrices establecidas por normas internacionales IEC o IEEE; en el caso colombiano la NTC 5000 establece estas definiciones.

1.6.1. Clasificación de los fenómenos electromagnéticos

Los eventos de la calidad de la energía eléctrica se diferencian en dos categorías: Eventos o variaciones en estado estacionario y eventos no repetitivos o transitorios. Como eventos en estado estacionario se cuentan: la regulación de tensión, la variación de frecuencia, el desbalance entre fases, los armónicos, las muescas de tensión (notching) y las fluctuaciones de tensión (flicker). Como eventos no repetitivos o transitorios se tienen: las interrupciones, las caídas de tensión (sags), las sobretensiones (swells) y los transitorios. En [IEEE 1159, 95] se clasifican los eventos y se presenta información sobre el contenido espectral, la duración y la magnitud de cada fenómeno electromagnético; esta clasificación, con pequeñas modificaciones, ha sido adoptada en la normativa colombiana por la (NTC 5000, 02) y se presenta en la tabla 2.

Tabla 2. Clasificación de los fenómenos electromagnéticos según [NTC 5000, 02].

Categorías	Contenido espectral típico	Duración típica	Magnitud típica de Tensión
Transitorios electromagnéticos (TEM)			
<i>De Impulso</i>			
Nanosegundos	5ns de pendiente	< 50 ns	
Microsegundos	1 μ s de pendiente 1 μ s de pendiente	50ns – 1 ms	
Milisegundos	0,1 ms de pendiente	>1 ms	
<i>Oscilatorios</i>			
Baja frecuencia	< 5 kHz	0,3 – 50 ms	0 – 4 pu
Media frecuencia	5 – 500 kHz	20 μ s	0 – 8 pu
Alta frecuencia	0,5 – 5 MHz	5 μ s	0 – 4 pu
Variaciones de corta duración (VCD)			
<i>Instantáneas</i>			
Caídas (<i>Sags</i>)		0,5 ciclos - 30	0,1 – 0,9 pu
Subidas (<i>Swells</i>)		0,5 ciclos – 30	1,1 – 1,8 pu
<i>Momentáneas</i>			
Interrupción		0,5 s - 3s	< 0,1 pu
Caídas (<i>Sags</i>)		0,5 s - 3s	0,1 – 0,9 pu
Subidas (<i>Swells</i>)		0,5 s - 3s	1.1-1.4 pu
<i>Temporales</i>			
Interrupción		3s-1min	<0,1 pu

Caídas (<i>Sags</i>)		3s-1min	0,1 – 0,9 pu
Subidas (<i>Swells</i>)		3s-1min	1,1 – 1,2 pu
Variaciones de larga duración (VLD)			
<i>Interrupción, sostenida</i>		>1min	0,0 pu
<i>Subtensiones</i>		>1min	0,8 – 0,9 pu
<i>Sobretensiones</i>		>1min	1,1 – 1,2 pu
Desbalance (D)		Estado estacionario	0,5 – 2 %
Distorsión de la forma de onda (DF)			
DC adicional		Estado estacionario	0 – 0,1 %
Armónicos	0-100 ^{avo} armónico	Estado estacionario	0-20 %
Interarmónicos	0-6 kHz	Estado estacionario	0-2 %
Muecas (Notches)		Estado estacionario	
Ruido	Banda ancha	Estado estacionario	0-1 %
Fluctuaciones (F)	<25 Hz	Intermitente	0,1 – 7 %
Variaciones de la Frecuencia Industrial (VFI)		< 10 s	

1.6.2 Perturbaciones de la onda de tensión

A continuación se hará una breve descripción de las perturbaciones electromagnéticas más comunes en los sistemas eléctricos.

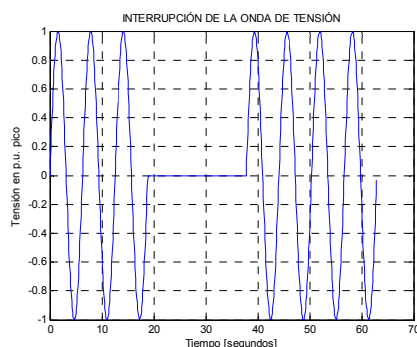
1.6.2.1 Transitorios electromagnéticos

Son cambios imprevistos e indeseables de naturaleza momentánea en la señal de tensión, en forma amplia los transitorios electromagnéticos pueden ser clasificados en transitorios de impulso y transitorios oscilatorios. Otra palabra comúnmente utilizada como sinónimo de transitorio es pico o impulso de tensión (*surge* en inglés), y en algunos casos se utiliza inmediatamente la palabra transiente.

1.6.2.2 Interrupciones

De acuerdo a la definición estas ocurren cuando el valor eficaz de la tensión de alimentación cae a un valor por debajo de 0,1 p.u, de acuerdo a su duración y según la CREG pueden dividirse en instantáneas (menos de 1 minuto), transitorias (entre 1 y 5 minutos) y temporales (más de 5 minutos), (Ver figura3)

Figura 3. Interrupción del servicio de energía eléctrica



Fuente: Autor

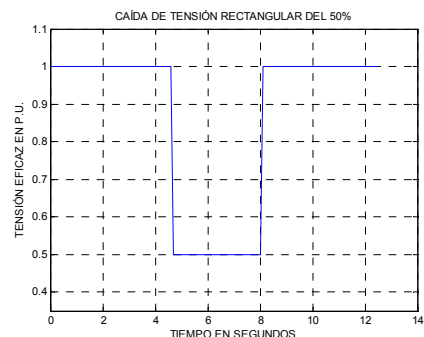
1.6.2.3 Caídas de tensión

De acuerdo el estándar [IEEE Std 1159, 95] y la norma colombiana [NTC 5000, 02], la caída de tensión ("sag")¹⁰, es la reducción del valor eficaz de la tensión entre el 0,1 y 0,9 p.u. de su valor nominal, durante medio ciclo a 1 minuto; caracterizada a frecuencia industrial (60Hz en Colombia). La Comisión Electrotécnica Internacional [IEC 61000-4-11, 94] define el hueco de tensión ("dip") como la caída repentina del valor eficaz de la tensión entre el 90% y el 1% de la tensión declarada seguida por una recuperación del valor eficaz de la tensión, con una duración entre 10 ms y 1 minuto. En la figura 4 se muestra la forma de onda de un hueco de tensión.

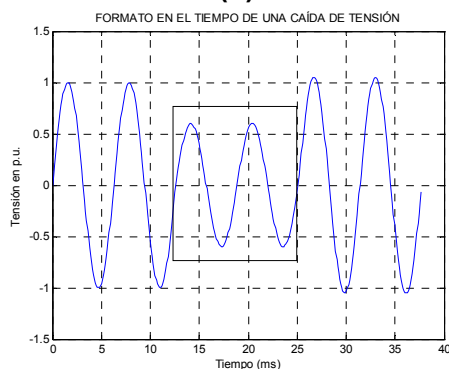
Aunque el término "sag" en inglés, no ha sido definido formalmente por ninguna norma norteamericana, este ha sido aceptado en la terminología técnica. La norma IEC define a este fenómeno como "dip". Los dos términos "sag" y "dip" son sinónimos, con uso frecuente de "sag" en los Estados Unidos. Ambos términos tienen la traducción al español de caídas de tensión (huecos de tensión).

¹⁰ En España, las caídas de tensión son llamadas huecos de tensión, en el momento de registrar el título no existía en Colombia una definición de esta perturbación, por tanto para el título se adoptó el nombre de Huecos de tensión, pero la [NTC 5000,02] los definen como caídas de tensión. .

Figura 4. a). Caídas de tensión en valores eficaces, b). forma de onda de una caída de tensión en valores instantáneos.



(a)



(b)

Fuente: Autor

Para describir el fenómeno se deben utilizar expresiones como: "Una caída de magnitud del 10%, lo cual indica un evento durante el cual la tensión eficaz es un 10% del valor nominal. Los tiempos típicos de despeje de una falla van de 3 a 30 ciclos, dependiendo de la magnitud de la corriente y del tipo de protección de sobrecorriente.

Las caídas son generalmente asociadas a fallas en el sistema, pero pueden también ser causadas por energización de grandes cargas o arranque de grandes motores. Un motor de inducción necesita entre 6 y 10 veces la corriente nominal de carga durante su arranque. Si la magnitud de la corriente es relativamente mayor que la corriente disponible en el punto de alimentación del sistema, la caída de tensión puede ser significativa. En este caso, la caída será del orden de un 80 % y la tensión retornará a su normalidad después de tres segundos de iniciado el arranque, un tiempo muy superior al despeje de una falla en un sistema de potencia (que es máximo de 30 ciclos = 500 ms).

A pesar de recientes esfuerzos, la duración de una caída no ha sido claramente definida en las normas. Una duración típica definida en algunas publicaciones van desde 2ms (cerca de una décima de ciclo), a un par de minutos. Las

subtensiones que se producen durante un tiempo menor de medio ciclo no pueden ser caracterizadas efectivamente como un cambio en el valor eficaz de la tensión a frecuencia fundamental; entonces, estos eventos son considerados transitorios. . En [Bollen, 00], se encuentra un estudio en el que se caracterizan los diferentes tipos de caídas de tensión (“sags”, “dips”) mediante la amplitud, la duración, el cambio en el ángulo de fase, y el desbalance de las tensiones de fase durante la ocurrencia del fenómeno.

1.6.2.4 Subtensiones

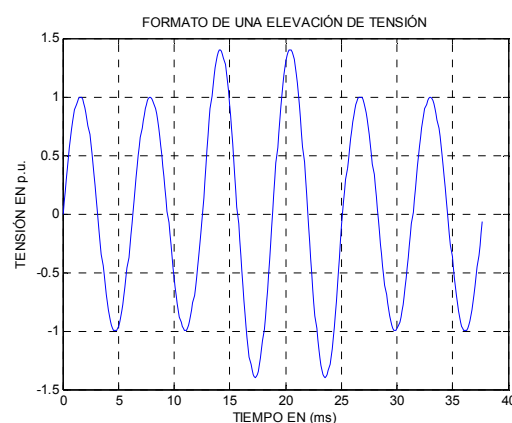
Una subtensión es un decrecimiento del valor eficaz de la tensión menor de 90% a frecuencia industrial por un tiempo superior a un minuto.

Las subtensiones son el resultado de los eventos inversos que causan sobretensiones. El cierre de una carga o la apertura de un banco de condensadores pueden causar una subtensión hasta que el equipo regulador de tensión del sistema pueda ajustar la tensión dentro de los límites de tolerancia. Los circuitos sobrecargados pueden también resultar con subtensiones.

1.6.2.5 Elevaciones de tensión

Son incrementos entre 1,1 y 1,8 pu del valor eficaz de la tensión, a frecuencia industrial, para duraciones de 0,5 ciclos a 1 minuto.(Ver figura 5).

Figura 5. Elevación de tensión



Fuente: Autor

Una sobretensión es un incremento en el valor eficaz de la tensión mayor de 110% a frecuencia industrial por un tiempo superior a un minuto. Las sobretensiones son generalmente el resultado de maniobras (por ejemplo, apertura de grandes cargas) o energización de bancos de condensadores. Las sobretensiones resultan porque el sistema es o muy débil para la regulación de tensión deseada o por controles de tensión inadecuados. Una posición incorrecta del conmutador de un transformador puede dar como resultado un sistema con sobretensión.

Al igual que las caídas, las subidas están generalmente asociadas con condiciones de falla del sistema, pero ellas no son tan comunes como las caídas de tensión. Una forma en que una subida puede ocurrir por el aumento de una tensión temporal sobre las fases no falladas durante una falla fase – tierra

Las subidas pueden también ser causadas por maniobras de apertura de grandes cargas o energización de grandes bancos de condensadores. Las subidas se caracterizan por su magnitud (valor eficaz) y duración. La severidad de una subida de tensión durante una condición de falla es función de la localización de la falla, la impedancia del sistema y la puesta a tierra.

Para un sistema no aterrizado, con impedancia de secuencia cero infinita, las tensiones fase - tierra en las fases no aterrizadas serán 1,73 p.u. durante una condición de falla fase - tierra. El término sobretensiones momentáneas es utilizado por muchos ingenieros como sinónimo del término subida de tensión.

1.6.3 Variaciones de la onda de tensión en estado estable

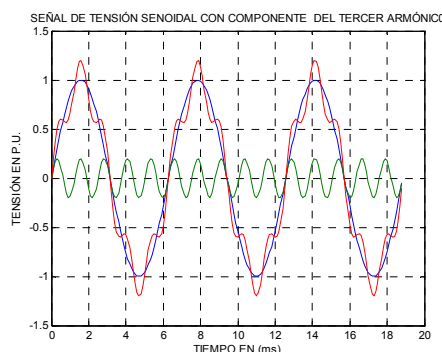
En estado estable las ondas de tensión y de corriente también pueden verse sometidas a cambios, entre las perturbaciones más comunes en estado estacionario están: los armónicos, los subarmónicos, los interarmónicos, las fluctuaciones de tensión, las muescas de tensión, el desbalance de tensión, las variaciones de frecuencia del sistema y el ruido aleatorio.

1.6.3.1 Armónicos

Los armónicos son componentes de frecuencia de la tensión o la corriente cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia para la cual el sistema de potencia está diseñado para operar, esta frecuencia se denomina frecuencia fundamental. Las formas de onda distorsionadas pueden ser descompuestas en una suma de las componentes de frecuencia fundamental y las armónicas. La distorsión armónica se origina por las características no lineales de los equipos y cargas de un sistema de potencia. En la figura 6 se muestra la onda resultante de

un sistema con dos componentes: la fundamental y quinto armónico, las cuales están en fase.

Figura 6. Componentes armónicas en una señal de Tensión



Fuente: Autor

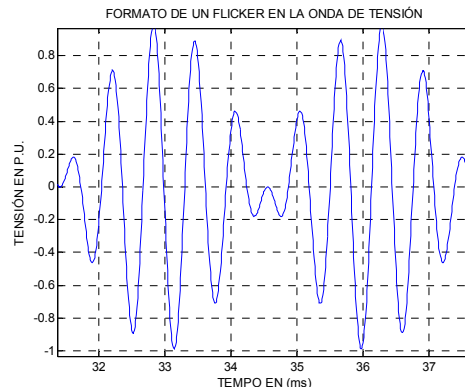
Interarmónicos: son tensiones o corrientes que tienen componentes de frecuencia que no son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental. Ellos pueden aparecer como frecuencias discretas o como un espectro de banda ancha. Los interarmónicos se pueden encontrar en redes de todas las tensiones. La principal fuente de una distorsión de forma de onda interarmónica son los convertidores estáticos de frecuencia, los ciclo convertidores, los motores de inducción y los equipos de arco. Los efectos de los interarmónicos no son bien conocidos. Parece que afectan las señales de onda portadora en sistemas de potencia o inducen titilación (flicker) visual en las pantallas.

Subarmónicos: son componentes de frecuencia de la tensión o la corriente cuyas frecuencias son menores a la frecuencia fundamental

1.6.3.2 Flicker

Son oscilaciones del valor eficaz de la tensión normalmente entre 0,95 y 1,05 p.u. La frecuencia de estas oscilaciones varían entre 0 y 30 Hz. (Ver figura 6).

Figura 7. Fluctuación de Tensión



Fuente: Autor

Las fluctuaciones de tensión son variaciones sistemáticas de tensión o una serie de cambios de tensión aleatorios. La magnitud normalmente no excede los rangos especificados por la norma ANSI 084.1 o NTC 1340 de 0,9 p.u. a 1,05 p.u.

La norma IEC 61000-3-3 define varios tipos de fluctuaciones de tensión. Para efectos de considerarlos dentro del concepto de la CEL se pueden restringir a las fluctuaciones de tensión tipo d, las cuales son caracterizadas como una serie de fluctuaciones de tensión aleatorias o continuas.

Las cargas que pueden presentar variaciones continuas y rápidas en la magnitud de la corriente de carga pueden causar variaciones de tensión que son referidas como titilaciones (flicker en inglés). El término titilación es derivado del impacto de la fluctuación de tensión sobre las bombillas incandescentes, tal que ellas son percibidas por el ojo humano como una titilación. Para usar el término técnicamente correcto, la fluctuación de tensión es un fenómeno electromagnético, mientras que la titilación es un resultado indeseable de la fluctuación de tensión en algunas cargas. Sin embargo, los dos términos son usados frecuentemente en las normas internacionales¹¹.

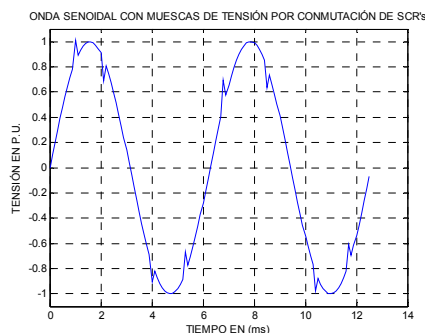
1.6.3.3 Muestras de tensión ó “notch”

Son perturbaciones periódicas de tensión causadas por la operación normal de equipos electrónicos de potencia en sistemas trifásicos cuando la corriente es conmutada de una fase a otra. Las componentes de frecuencia asociadas con las muescas de tensión son generalmente altas y difíciles de caracterizar (Ver figura 8). Las muescas son una perturbación periódica de tensión causada por la operación normal de equipos electrónicos de potencia cuando la corriente es conmutada de una fase a otra. Durante ese período, hay un cortocircuito momentáneo entre las dos fases llevando la tensión muy cerca de cero, hasta

¹¹ La NTC 5000 define a este fenómeno electromagnético como FLICKER.

donde lo permitan las impedancias del sistema. La figura 8, se presenta un ejemplo de muescas de tensión de una conmutación de SCR's de un control de fase monofásico. En este caso, las muescas ocurren cuando la corriente se conmuta de una bobina.

Figura 8. Muestras de Tensión

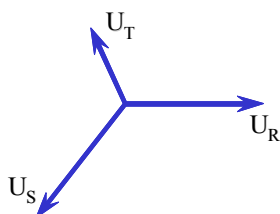


Fuente: Autor

1.6.3.4 Desbalance de tensión

El desbalance de tensión se define como la relación entre la componente de secuencia negativa o cero con respecto a la componente de secuencia positiva, en un sistema trifásico. Las tensiones de secuencia negativa o cero en un sistema trifásico resultan del desbalance de cargas. El desbalance de tensión (DT) es algunas veces definido como la desviación máxima del promedio de las tres fases de tensiones o corrientes, dividido por el promedio de las tensiones o corrientes de las tres fases, expresado en tanto por ciento. El DT también puede ser definido mediante componentes simétricas. La relación entre la componente de secuencia negativa o cero a la componente de secuencia positiva puede ser utilizada para especificar un porcentaje de desbalance. La figura 9 muestra un diagrama fasorial de un sistema de tensión trifásico desbalanceado.

Figura 9. Diagrama fasorial de un desbalance de tensión



Fuente: Autor

Desbalances de tensión severos (mayores del 50%) pueden ser el resultado de condiciones de carga monofásicas. El desbalance de tensión en un sistema de

trifásico incide en el incremento del dimensionamiento del sistema, es decir, disminuye el factor de potencia.

1.6.3.5 Variaciones de frecuencia

Son definidas como la desviación de la frecuencia fundamental de su valor nominal especificado. Las variaciones de frecuencia se originan en el desbalance dinámico entre carga y generación; el desplazamiento de la frecuencia y la duración del mismo dependen de las características de la carga y la respuesta del sistema de control de generación a cambios de carga.

Las variaciones de la frecuencia industrial son definidas como la desviación de la frecuencia fundamental de su valor nominal especificado (60 Hz para el caso colombiano). La frecuencia industrial está directamente relacionada a la velocidad de rotación de los generadores del sistema. Hay variaciones suaves en frecuencia como las que se dan en el balance dinámico entre carga y generación. El tamaño del desplazamiento de la frecuencia y su duración depende de las características de la carga y la respuesta del sistema de control de generación a cambios de carga.

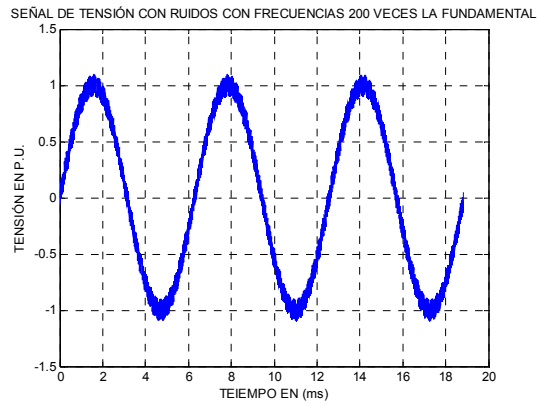
En Colombia la reglamentación vigente (Resolución CREG 025 de 1995) establece que en condiciones normales de operación la frecuencia del sistema puede variar entre 60,2 Hz y 59,8 Hz. En estados de emergencia, fallas, déficit energético y periodos de restablecimiento; la frecuencia del sistema puede oscilar entre 63,0 Hz y 57,5 Hz.

1.6.3.6 Ruido

El ruido es definido como una señal eléctrica indeseada con contenido espectral de banda ancha, menor de 200 kHz, superpuesta a la tensión o corriente de los conductores de fase o en los conductores de neutro o en los conductores de las señales de control.

Los ruidos en un sistema de potencia pueden ser causados por equipos electrónicos de potencia, circuitos de control, equipos de arco, cargas con rectificadores de estado sólido y maniobras del sistema. Los problemas de ruido son muy molestos pues interfieren los sistemas electrónicos o de comunicación cuando existen puestas a tierra inadecuadas que fallan en aislar el ruido producido por el sistema de potencia.

Figura 10. Ruido en la señal de tensión en p.u.



Fuente: Autor

Básicamente, el ruido es cualquier distorsión indeseada de la señal de potencia que no puede ser clasificada como distorsión armónica o un transitorio. El ruido perturba a los equipos electrónicos tales como microcomputadores y controladores programables. El problema puede ser mitigado utilizando filtros o transformadores de aislamiento.

CAPITULO 2.

CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

En este capítulo se establece la importancia que tiene realizar medidas y el seguimiento de la onda de tensión, así como la forma de adquirir las muestras para evaluar el valor eficaz de la onda de tensión. También se hace referencia a las normativas y reglamentaciones actuales que existen en Colombia, relacionadas con la calidad de la energía eléctrica.

Para abordar estos temas, inicialmente en el capítulo se establece la importancia de la monitorización de la calidad de la energía eléctrica, para posteriormente presentar un análisis del estado actual de la continuidad del suministro de la energía eléctrica en Colombia, y de esta forma justificar la realización de este trabajo de investigación. También se presentan los índices de calidad establecidos por la CREG 070 de 1998 para la onda de tensión. Al final del capítulo se presentan los algoritmos utilizados para estimar el valor eficaz.

2.1 IMPORTANCIA DE LA MONITORIZACIÓN DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Existen varias razones importantes para monitorizar y supervisar la calidad de la energía eléctrica. Una de ellas puede ser la búsqueda del conocimiento sobre el comportamiento de un sistema ante perturbaciones electromagnéticas; esta actividad generalmente la realizan los centros de investigación, con el fin de adaptar o desarrollar nuevos métodos de análisis.

La monitorización de la calidad de la energía eléctrica comprende detectar, identificar, caracterizar y clasificar los fenómenos electromagnéticos que se presentan en los sistemas eléctricos. Para esto, es necesario evaluar algunos parámetros de las señales de tensión y corriente adquiridas del sistema eléctrico. Entre los parámetros utilizados se encuentran: Los valores pico de la señal, el valor eficaz de la señal, el valor eficaz de la componente fundamental, el ángulo de fase de la componente fundamental, la frecuencia de la componente fundamental, la oscilación del valor eficaz de la señal, las componentes de secuencia, las componentes de frecuencia predominantes, la distorsión armónica total para la señal de tensión (THD, Total Harmonic Distortion), la distorsión total

de la demanda para la señal de corriente (TDD, Total Demand Distortion), la energía de los coeficientes de la transformada Wavelet, el número de picos de los coeficientes de la transformada Wavelet, etc.

Desde el punto de vista del usuario la monitorización es necesaria si las cargas de procesos críticos se ven afectadas por los fenómenos electromagnéticos. Los efectos en los equipos y las condiciones del proceso pueden causar salidas de operación, daños, y otras anomalías. Estos problemas se convierten en costos elevados para un usuario que ve interrumpido inesperadamente su proceso, quien se ve obligado a restaurar lo antes posible la fuente de alimentación o el equipo afectado para continuar la producción. Además, el daño del equipo y la reparación subsecuente representan una alta inversión en tiempo y dinero.

Además de detectar las causas de las interrupciones o fallas en la operación de los equipos, se pueden desarrollar bases de datos de tolerancias y susceptibilidades de estos. Dichas bases de datos son una herramienta para establecer especificaciones de compatibilidad, pautas para perfeccionamiento o desarrollo de equipos futuros. Adicionalmente, una adecuada base de datos sobre las causas de las perturbaciones puede emplearse para implementar mejoras en el sistema analizado y aplicarlo a otros.

En general el sistema eléctrico alimenta cargas que pueden ser industriales, comerciales o residenciales y que el usuario les da una aplicación determinada de acuerdo con sus necesidades. La carga puede ser un equipo, un dispositivo o un sistema. Como ejemplo de este concepto, se puede considerar que un sistema de iluminación (con las mismas características técnicas) puede ser crítico para un usuario industrial o comercial, pero no para un usuario residencial.

Las cargas pueden ser críticas o no, y el sistema eléctrico debe satisfacer las necesidades del usuario. Esa satisfacción esta mediada por la regulación y la normatividad, y debe tener en cuenta además aspectos económicos y sociales. Técnica y económicamente no es conveniente para un Operador de Red (OR) satisfacer las necesidades de todo el universo de usuarios, por lo tanto se requiere de organismos de regulación, normalización y de control, que en base en aspectos técnicos, económicos y sociales regulen y normalicen para la mayoría del universo.

La monitorización de la CEL es necesaria para caracterizar las perturbaciones electromagnéticas en una ubicación particular de un circuito eléctrico. En algunos casos, el objetivo de la monitorización puede ser diagnosticar las incompatibilidades entre el sistema eléctrico y la carga. En otros casos, evaluar el ambiente eléctrico en un lugar particular para refinar las técnicas de modelado o para establecer una línea de referencia de la calidad de la energía eléctrica en un lugar específico.

Al definir los objetivos de la monitorización para un proyecto en particular se debe determinar la necesidad y tipo del equipo de monitorización requerido, el método de recolección de datos, los umbrales necesarios, la técnica de análisis de datos a emplear y el nivel de detalle requerido. El procedimiento para definir los objetivos de la monitorización difiere, dependiendo del tipo de problema que se este presentando. Para resolver los problemas de daños o salidas de operación de equipos susceptibles o críticos dentro de un proceso, el objetivo puede ser realizar un diagnóstico que permita capturar los eventos que estén por fuera de las tolerancias establecidas por las normas o por las condiciones y restricciones específicas de los equipos.

2.2 RESPONSABILIDAD DE UNA BUENA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

Para una adecuada calidad de la energía eléctrica (CEL) en la red se debe tener interacción continua de mejoramiento del sistema eléctrico de los entes involucrados directamente en donde una primera instancia están las empresas de energía y los usuarios; pero sin desconocer las responsabilidades que tienen los fabricantes de equipos, los consultores, las entidades de regulación, de investigación, de normalización y de control, etc. Por tal razón, no es conveniente realizar reglamentaciones considerando el punto de vista de una sola de las partes, pues al ocurrir un problema relacionado con la CEL, son diversas las causas y los afectados, de tal manera que hay que mirar el tema de forma integral.

Al hacer un análisis superficial del impacto de no tener una adecuada calidad de la energía eléctrica en una empresa, se observa que al parar una producción, implicará menos productos terminados, menos impuestos que dejan de recibirse por el estado, menor dinero recibido por la facturación del servicio por parte el operador de red, menor es el dinero para reinvertir en las empresas y por tanto menor el número de empleados a contratar. En [Bollen, 2000], se hace un estudio del impacto económico que tienen este tipo de perturbaciones en las empresas de Estados Unidos y de Europa.

Para establecer los grados de responsabilidad de la calidad de la energía eléctrica se debe empezar con las empresas de energía que en una primera instancia deben, como mínimo, proporcionar una calidad en la onda de tensión aceptable de acuerdo con la regulación existente. Los usuarios a su vez deben cumplir con las reglamentaciones aplicables a ellos, los fabricantes deben suministrar equipos con una adecuada compatibilidad electromagnética y que no produzcan perturbaciones en las redes e instalaciones eléctricas. Los consultores y entidades de investigación, deben generar conocimiento y las aplicaciones para la solución de los problemas de CEL y las entidades de regulación y de normalización son responsables de la definición de los índices de CEL; para ello es conveniente basarse en las medidas, simulaciones, estudios y desarrollos de consultoría e

investigación del medio electromagnético del entorno geográfico y normativo del país donde se aplica.

2.3 SITUACIÓN ACTUAL DE LOS OPERADORES DE RED Y LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

La aplicación de las nuevas reglamentaciones acerca de la calidad de la energía eléctrica ha generado gran controversia y su implantación ha sido baja en la mayoría de las empresas distribuidoras. Es así como el concepto de indicadores y compensaciones no es claro ni se aplica de la misma manera en todas las dependencias involucradas. También la falta de capacitación del personal dentro de las mismas empresas de energía acerca de la calidad del servicio, hace que la información acerca de la CEL, de los derechos, deberes y responsabilidades acerca de las compensaciones no sea aún clara.

Algunos sistemas eléctricos colombianos no cumplen las referencias mínimas de calidad fijados, ni se tienen los equipos de registro y medición de las perturbaciones electromagnéticas mas frecuentes. Además los registros de las fallas de energía no se diferencian de las salidas forzadas o programadas.

La falta de congruencia entre los datos de interrupciones reportados y las compensaciones, hacen que las compensaciones no guarden una relación directa con los pagos realizados finalmente por los usuarios; así como la falta de la información y de reconocimiento de los usuarios acerca de las compensaciones que debe realizar las empresas de energía. Además no todos los operadores registran la información en las facturas de forma correcta y como lo exige la norma.

Las inversiones necesarias para que los sistemas eléctricos cumplan con las referencias mínimas de calidad establecidas, son de muy alto costo y se requiere de una ejecución a largo plazo para su puesta en marcha.

En algunos estudios realizados en base a las medidas realizadas por la UIS en el convenio con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), se notaron graves falencias en la veracidad de los tiempos y del número de las interrupciones de energía reportados por los operadores de red a los organismos reguladores, además con los medios de recolección de la información actual se pueden omitir datos en los reportes del operador de la subestación al centro de control u oficina de calidad.

Los operadores de red **no cuentan** con los equipos adecuados y suficientes para medir y/o detectar las interrupciones del servicio; por tanto, deben contratar estos

tipos de servicios, lo cual hace que el costo para llevar registro y control de estos eventos sea elevado.

Otro aspecto importante a tener en cuenta es que a diferencia de países desarrollados, y otros países latinoamericanos donde existen unas pocas empresas que se encargan de la distribución de la energía eléctrica, en Colombia hay operadores de red en cada una de las regiones del país y estos operadores de red tienen diferencias importantes en cuanto a el tipo de usuarios que atiende, es así como operadores de red como Ruitoque que atiende menos de 1000 usuarios todos de estratos 6 y se consideran como GRAPO 4 (rural), mientras que CODENSA atiende más de un millón de usuarios de todos los estratos y grupos de calidad. Otra diferencia importante es que algunos operadores de red atienden usuarios en regiones deprimidas y topográficamente difíciles del país como Electrochoco, Electrocaquetá, Electrificadora del Nariño, Empresa de Energía del Cauca, entre otras; mientras que otros operadores de red atienden usuarios en su mayoría en cabeceras municipales con menos problemas sociales como EPM, CODENSA, Ruitoque, entre otras.

Todo lo anterior requiere de una reglamentación que tenga en cuenta estas notables diferencias para que no se vean perjudicados los usuarios con menos poder adquisitivo. Para establecer una reglamentación adecuada es fundamental que se tengan mediciones confiables en los diferentes operadores de red, para establecer índices y seguimiento de los mismos en una forma fiable y transparente. Para lograr lo anterior es necesario construir equipos de bajo costo para poder masificar la medición de estos índices en los diferentes operadores de red.

2.4 JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

Con la expedición de las leyes 142 y 143 de 1994 en donde se reestructura las referencias del sector eléctrico en Colombia, la CREG reglamentó las referencias mínimas de calidad que deben cumplir todos los agentes vinculados al sector eléctrico.

La resolución CREG070 de 1998 (Código de distribución) y CREG096 de 2000, reglamentan los aspectos de calidad requeridos para la prestación del servicio de energía eléctrica. Dentro de la calidad del servicio se identifican tres aspectos fundamentales: 1) la calidad de la potencia suministrada, relacionada con la calidad de las ondas tensión y corriente o calidad del producto técnico; 2) la calidad del servicio prestado, relacionada con la continuidad de suministro del servicio de energía eléctrica; 3) la calidad del servicio comercial, que trata temas relacionados con la atención al cliente.

En cuanto a la continuidad del suministro, la normativa establece los índices FES y DES, los cuales miden el número y duración de interrupciones, respectivamente; los cuales deben ser reportados por los Operadores de Red (OR), quienes además deben intentar que estos índices de su sistema no superen los límites establecidos. Teniendo en cuenta lo anterior, los Operadores de Red deben implementar estrategias que les permitan cumplir con los requerimientos de la regulación. Para tal efecto, es necesario revisar los procedimientos aplicados para prevenir y dar solución a los eventos que ocasionan interrupciones; de igual manera, es necesario realizar inversiones en la red con el fin de mejorar los niveles de continuidad del sistema. En cualquiera de los casos, es necesario conocer el grado de confiabilidad del sistema, el cual puede ser determinado de dos formas: una opción es la monitorización de los circuitos y la otra consiste en utilizar metodologías de evaluación de confiabilidad.

Uno de los problemas actuales en Colombia referente a estos procesos es que gran parte de las empresas distribuidoras de energía eléctrica no están preparadas para estos cambios e incluso muchas de ellas no llevaban datos históricos sobre el funcionamiento de sus redes. Antes de formular cualquier tipo de solución para mejorar la calidad de estos sistemas eléctricos se deben hacer estudios y adquirir datos del mismo sistema para observar y seguir su comportamiento con el objetivo de evaluar el número y la duración de las interrupciones, las componentes armónicas de las redes, las fluctuaciones de tensión, la cantidad y duración de los huecos de tensión, etc.

Este trabajo de Investigación se justifica en la necesidad de construir un equipo que registre eventos como interrupciones y huecos de tensión; que sea fácilmente ajustable a cualquier normatividad, que se adapte a las condiciones de nuestro país y que tenga un bajo costo, con el objeto de ofrecer una herramienta útil a las empresas distribuidoras y a las entidades encargadas de verificar el cumplimiento de los estándares de calidad como lo es la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y así hacer un aporte por parte de la UIS al desarrollo de equipos de monitorización necesarios en el sector eléctrico colombiano.

2.5 NORMAS Y REGULACIONES COLOMBIANAS VIGENTES RELACIONADAS CON LA CEL.

Las siguientes son las resoluciones emitidas por la CREG y las Normas Técnicas Colombianas- NTC establecidas por el ICONTEC vigentes a noviembre de 2004 en Colombia relacionadas con el tema de calidad de la energía eléctrica:

- Resolución CREG 070/98. (Denominado Código de Distribución): reglamenta, entre otras actividades, la prestación del servicio energía eléctrica, eleva a norma de estricto cumplimiento la Recomendación IEEE

519-92, fija los límites para el DES y FES, establece las obligaciones del usuario y la penalización por su no cumplimiento.

- Resolución CREG 025/99. Modifica parcialmente la Resolución 070/98. Fija los DES y los FES para el primer año de transición, enero de 2000 a Diciembre 31/2000.
- Resolución CREG 034/99. Reglamenta la Resolución 070/98 en cuanto el cumplimiento de calidad del servicio para el STN, (220 000 voltios).
- Resolución CREG 089/99. Complementa la reglamentación referente a los límites DES y FES.
- Resolución CREG 096/2000 Modificó los límites establecidos, definiendo las interrupciones iguales o mayores a 3 minutos y establece los rangos admisibles del DES y el FES para los años 2 y 3 de la entrada en vigencia de las normativas.
- CREG117-2000 Por la cual se establece el programa para alcanzar los límites establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994, aplicable hasta el 31 de diciembre de 2001, en materia de subsidios al servicio de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas, en cumplimiento de lo dispuesto en la ley "por la cual se modifican parcialmente las Leyes 142, 143 de 1994, 223 de 1995 y 286 de 1996.
- CREG116-2000 Por la cual se establece el programa para alcanzar los límites establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994, aplicable hasta el 31 de diciembre de 2001, en materia de subsidios al servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, en cumplimiento de lo dispuesto en la ley "por la cual se modifican parcialmente las Leyes 142, 143 de 1994, 223 de 1995 y 286 de 1996".
- CREG159-2001 Por la cual se propone la primera etapa de una opción tarifaria a la que podrán acogerse las empresas prestadoras del servicio público domiciliario de electricidad a usuarios regulados y se establecen otras disposiciones en cuanto a las compensaciones por incumplimiento en los estándares de calidad del servicio prestado en los STR y/o SDL del SIN.
- CREG158-2001 Por la cual se modifica el plazo establecido en la Resolución CREG-061 de 2000, para fijar las metas del índice de disponibilidad o de las horas anuales acumuladas de indisponibilidad aplicables al STN, que regirán para los años 2002 y siguientes.

- CREG148-2001 Por la cual se somete a consideración de los usuarios, agentes y terceros interesados, una propuesta de regulación relativa a los cargos asociados con la conexión del servicio público domiciliario de electricidad.
- CREG084-2002 Por la cual se dictan normas en materia de calidad del servicio de energía eléctrica prestado en el Sistema Interconectado Nacional, relacionadas con las disposiciones de la Resolución CREG 159 de 2001 y con el primer año del período siguiente a la transición, de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica
- CREG113-2003 Por la cual se dictan normas en materia de calidad del servicio de energía eléctrica prestado en el Sistema Interconectado Nacional, de que trata el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica
- CREG111-2003 Por la cual se señala el porcentaje de la contribución de regulación que deben pagar las entidades reguladas por la CREG en el año 2003.
- CREG058-2004 Por la cual se somete a consideración de las empresas, los usuarios y demás interesados una propuesta regulatoria sobre las características y los indicadores de la calidad de la potencia eléctrica.
- CREG052-2004 Por la cual se somete a consideración de los agentes y demás interesados una propuesta regulatoria sobre la metodología para el cálculo de los indicadores de la calidad del servicio de energía eléctrica.
- CREG050-2004 Por la cual se somete a consideración de los agentes y demás interesados el Documento CREG 038 de 2004, el cual contiene una propuesta para la determinación y asignación del Cargo por Confiabilidad en el Mercado de Energía Mayorista

Así como los documentos CREG 037/2004 y CREG 042/2004 que también tratan temas relacionados con la calidad de la energía eléctrica en Colombia. En cuanto a normas técnicas colombianas se tienen las siguientes:

- NTC 1340. Tensiones Nominales
- NTC 2050. Código Eléctrico Colombiano
- NTC 4552. Protección contra rayos
- NTC - IEC - 61000-1-1. Compatibilidad Electromagnética, definiciones y términos fundamentales
- NTC - 5000-1. Calidad de la potencia eléctrica – definiciones

2.6 ÍNDICES DE CALIDAD PARA INTERRUPCIONES

Con respecto a la continuidad del servicio, se encuentra una amplia diversidad de indicadores (FES, FIU, FMIK, FAI, SAIFI, NIEPI, DES, TIU, TTIK, DAI, SAIDI, TIEPI, etc.) que se clasifican en dos grandes clases de índices por duración y por frecuencia. Las diferencias entre unos varía según las normativas de cada país, pero básicamente difieren entre si en que unos indicadores tienen en cuenta los kVA instalados, sin embargo estos indicadores en cierta forma se pueden comparar.

En Colombia la Resolución CREG 070 de 1998 establece dos indicadores (DES y FES) de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica, que definen la calidad de la energía suministrada bajo el concepto de continuidad.

2.6.1 El Indicador de Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio DES

Definido como el tiempo total, medido sobre los últimos doce (12) meses, en que el servicio es interrumpido en un circuito. Los Operadores de Red deben calcular el indicador DES, mensualmente para cada circuito, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DES_c = \sum_{i=0}^{NTI} t_i \quad (1)$$

Donde

DES = Sumatoria del tiempo en horas de las interrupciones del servicio en un circuito, durante los últimos doce meses.

i = Interrupción i-ésima.

t(i) = Tiempo en horas de la interrupción i-ésima.

NTI = Número Total de Interrupciones que ocurrieron en el circuito durante los últimos doce meses, de duración superior de un minuto.

2.6.2 Indicador de Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio FES

Mide la confiabilidad de un sistema de transmisión regional y/o un sistema de distribución local como el número de interrupciones que presenta un circuito durante los últimos doce meses. Los operadores de red deben calcular el indicador FES mensualmente para cada Circuito, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$FES = NTI \quad (2)$$

donde:

FES = Sumatoria del número de veces que el servicio es interrumpido en un circuito, durante los últimos doce meses, y considerando una interrupción del suministro a las mayores de un minuto.

Mediante la Resolución CREG 025 de 1999 se establecieron los indicadores de calidad DES y FES máximos admisibles desde el año 1 (a partir del 1 de Enero de 2000) período de transición y que se presentan en la tabla 3.

Tabla 3 Indicadores DES y FES máximos admisibles según la Resolución CREG 025-99.

GRUPO	AÑO1		AÑO2		AÑO3	
	DES (Horas)	FES	DES (Horas)	FES	DES (Horas)	FES
1	30	60	19	38	11	26
2	60	100	29	58	19	44
3	96	150	39	68	29	51
4	168	200	61	84	39	58

Para efectos de definir los grupos establecidos en la tabla 3, éstos se determinan con base en las siguientes consideraciones:

- Grupo 1. Circuitos ubicados en cabeceras municipales con una población superior o igual a 100 000 habitantes según el último dato certificado por el DANE.
- Grupo 2. Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población menor a 100 000 habitantes y superior o igual a 50 000 habitantes según el último dato certificado por el DANE.
- Grupo 3. Circuitos ubicados en Cabeceras municipales con una población inferior a 50 000 habitantes según el último dato certificado por el DANE.
- Grupo 4. Circuitos ubicados en suelo que no corresponde al área urbana del respectivo municipio o distrito.

La ubicación física de la subestación determina el grupo al cual pertenecen los circuitos correspondientes a alimentadores primarios, que se encuentran conectados a la misma. Para transformadores de distribución, el grupo a que

pertenecen estos circuitos estará determinado por la ubicación física del transformador de distribución.

2.7 OBTENCIÓN DEL VALOR EFICAZ DE LA TENSIÓN

Normalmente los elementos y el procedimiento utilizados en la determinación del valor eficaz de una tensión, se pueden representar mediante el esquema de la figura 11, en donde previamente se debe determinar el algoritmo que se utilizará para el tratamiento de las muestras y la escogencia del periodo de muestreo.

La estimación del valor eficaz se realiza mediante acumulación discreta de las muestras de la señal. La estimación digital del valor eficaz involucra un proceso de muestreo, así como también un proceso de cuantificación y codificación de la señal. De acuerdo con la definición del valor eficaz, este valor se obtiene de acuerdo con la ecuación:

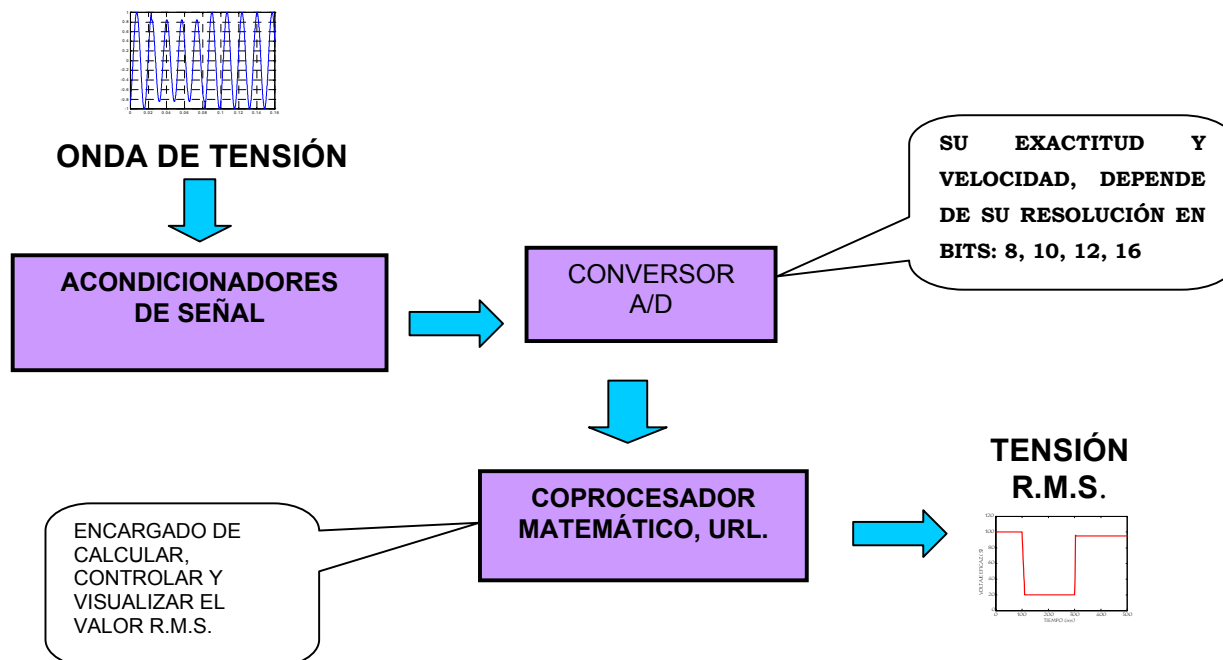
$$V_{EFICAZ} = \sqrt{\frac{1}{T} * \int_0^T |v(t)|^2 * dt} \quad (3)$$

Las características más importantes que deben tenerse en cuenta en un equipo que estime el valor eficaz o r.m.s son: un acondicionador de señal con una exactitud y linealidad adecuada, un periodo de muestreo adaptativo en función de la frecuencia de la señal y un conversor A/D de la mayor cantidad de bits de resolución y de alta velocidad. En función de estos parámetros se debe enfocar el objetivo de la realización de la monitorización del valor de la onda de tensión, además de estos aspectos se debe tener en cuenta el costo económico del tipo de medición.

El valor eficaz de tensión es el parámetro más importante que utilizará el prototipo a construir, por consiguiente se analizarán las diferentes técnicas para evaluarlo. En la Figura 11, se muestra el procedimiento a seguir para obtener el valor eficaz de la onda de tensión.

El intervalo de tiempo (T) para el cual se calcula el valor eficaz, se determina a partir de una estimación de la frecuencia de la señal o partir de la frecuencia nominal del sistema. Por consiguiente, si hay errores en la estimación de la frecuencia o si varía la frecuencia de operación del sistema de energía eléctrica, se presentarán oscilaciones en el valor eficaz estimado, cuando éste realmente no está variando en función del tiempo. Esto se debe a que el proceso de filtrado no elimina las componentes de frecuencia de la modulación cuadrática diferentes a la componente de continua, ya que los cruces por cero de la respuesta en frecuencia no coinciden con las frecuencias de los armónicos de la señal.

Figura 11. Esquema básico para la obtención del valor eficaz de tensión.



Fuente: Autor

En Colombia la reglamentación vigente (Resolución CREG 025 de 1995) establece que en condiciones normales de operación la frecuencia del sistema puede variar entre 60,2 Hz y 59,8 Hz.

2.7.1 Efecto del deslizamiento de frecuencia.

El deslizamiento de frecuencia es el error relativo de la frecuencia de la señal (f_s) con respecto a la frecuencia medida de la señal (f_m); esta última puede corresponder a la frecuencia nominal del sistema.

$$\delta = \frac{f_m - f_s}{f_m} \quad (4)$$

En [Ordóñez, 93] se encuentra un completo estudio de los errores en la estimación de diferentes magnitudes eléctricas (armónicos, valor eficaz, componente de continua, componentes de secuencia, potencia por fase y potencia trifásica) para señales estacionarias con armónicos y deslizamiento de frecuencia, utilizando el

algoritmo DFT en tiempo real con ventana rectangular. Adicionalmente, en el proyecto de investigación de la maestría en Potencia Eléctrica de [Duarte,2004], se presenta un estudio detallado del efecto del deslizamiento de la frecuencia en la estimación del valor eficaz de la tensión fundamental y sus armónicos. En este mismo trabajo, si se considera que $f_m = 60\text{Hz}$, el rango de deslizamiento en frecuencia en funcionamiento normal es: $-0,0033 \leq \delta \leq 0,0033$. En este caso del máximo porcentaje de error en la estimación del valor eficaz de una onda senoidal sin armónicos con un muestreo de 128 muestras por ciclo es de 0,1673% para deslizamiento positivo y 0,1662% para deslizamiento negativo. En estados de emergencia, fallas, déficit energético, o periodos de restablecimiento; la frecuencia del sistema puede oscilar entre 63,0 Hz y 57,5 Hz. Con $f_m = 60\text{Hz}$, el rango de deslizamiento de frecuencia permitido es, entonces: $-0,05 \leq \delta \leq 0,0416$. En este caso el máximo porcentaje de error puede aumentar a 2,173% para deslizamiento positivo y 2,37% para deslizamiento negativo. No obstante, estos porcentajes de error pueden aumentar en presencia de armónicos. Una de las conclusiones principales de este trabajo es que los efectos en la estimación mencionada por causa del deslizamiento pueden ser mitigados aumentando la cantidad de muestras y tomando más ciclos en el proceso de muestreo.

El prototipo que se diseñará y se construirá realizará las adquisiciones de la señal de tensión en formato digital, en un intervalo de tiempo que puede ser de medio o de un ciclo completo de la onda. El número de muestras que se adquieran, dependerá de la velocidad del conversor análogo-digital (A/D) que se utilice. La tensión eficaz se evaluará a partir de las muestras adquiridas mediante la siguiente expresión:

$$V_{EFICAZ} = \sqrt{\frac{1}{N} * \sum_{i=1}^N v_i^2} \quad (5)$$

Donde:

N: Número de muestras que existen en el intervalo de muestreo.

v_i : Valor de la tensión en la muestra i .

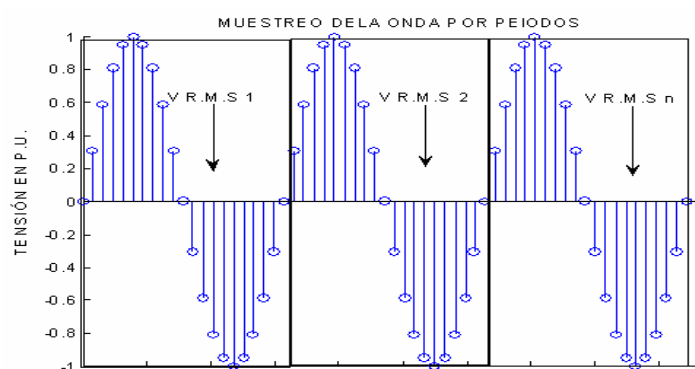
El seguimiento del valor eficaz de la tensión, se puede realizar de diferentes formas; todas ellas dependen de la forma como se realice el muestreo de la señal. Tres tipos de algoritmos de muestreo utilizados se discutirán a continuación.

2.7.2 Algoritmo con intervalo de muestreo de un periodo

En este algoritmo se adquieran muestras de la tensión en un periodo fundamental (En el caso colombiano 60 HZ) y con estas muestras, la tensión eficaz se evalúa directamente utilizando la ecuación 5; para obtener una nueva estimación del valor

eficaz se muestreará un nuevo periodo y se realizará un nuevo calculo. Con esta forma de muestreo existirá un retardo de uno periodo de la onda para determinar el inicio de una falla, además los requerimientos de memoria y de ciclos de máquina del coprocesador matemático encargado de estimar el valor eficaz son exigentes, dado que las muestras se deben elevar al cuadrado, se deben sumar, este valor se dividirá en el número de muestras tomadas y posteriormente al resultado se le sacará la raíz cuadrada, para obtener un solo valor de tensión eficaz.

Figura 12. Muestreo de la señal de tensión con actualizaciones por periodo



Fuente: Autor

2.7.3 Algoritmo con intervalo de muestreo de medio periodo

Se recomienda utilizar este algoritmo de evaluación cuando se requiera medir valores eficaces en perturbaciones transitorias, aunque también se puede utilizar en la monitorización de la continuidad del suministro. En este caso la ventana de muestreo es la mitad del periodo de la onda de tensión, es decir, que se puede realizar seguimiento del valor eficaz cada semiperiodo de la onda.

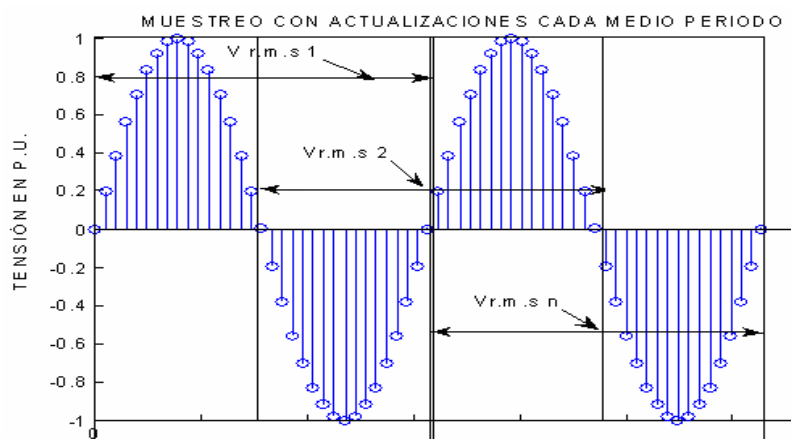
La obtención del valor eficaz en cada semiperiodo se realiza utilizando la ecuación 5, con N igual al número de muestras de un semiperiodo. Para obtener el valor eficaz en un periodo fundamental de la señal, se utiliza la ecuación 6.

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{V_1^2 r.m.s + V_2^2 r.m.s}{2}} \quad (6)$$

La norma [NTC 61000-4-30, 03], plantea realizar el muestreo de la señal de tensión cada medio periodo, pero el cálculo del valor eficaz se realiza con un

periodo completo de la onda realizando ventanas deslizantes con actualizaciones cada medio ciclo, este tipo de muestreo se ilustra en la figura 13.

Figura 13. Muestreo de la señal con actualizaciones cada medio periodo

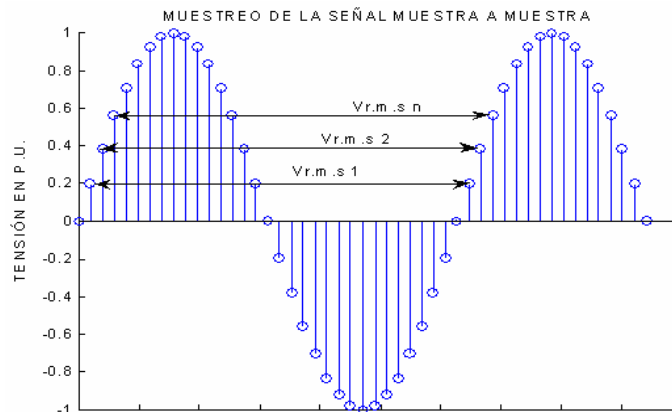


Fuente: Autor

2.7.4 Algoritmo con intervalo recursivo muestra a muestra

Este algoritmo se utiliza cuando es necesario realizar un seguimiento del valor eficaz muestra a muestra. Consiste en evaluar un vector de datos dinámico que se va actualizando muestra a muestra; con este vector se obtendrá el valor eficaz de la onda de tensión en un periodo, pero la actualización se realizará muestra a muestra, mediante un algoritmo recursivo (ver figura 14).

Figura 14. Formato de muestreo con actualizaciones muestra a muestra

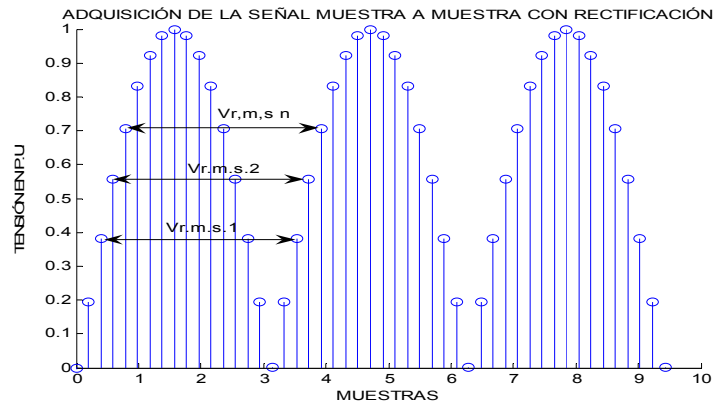


Fuente: Autor

En el presente proyecto de medición, en el momento de realizar la conversión analógica-digital, la señal es previamente rectificada antes de ser adquirida por el conversor. Al realizar esta rectificación se debe tener en cuenta las tensiones umbrales de conducción de los diodos utilizados en la rectificación de la señal, se recomienda la utilización de diodos de Germanio pues estos tienen una menor tensión de conducción. Con este tipo de muestreo se debe tener en cuenta que el periodo de la señal es más pequeño y la frecuencia de la señal muestreada se duplica y el efecto de la conducción y no conducción de los diodos rectificadores de la señal se ve reflejado en las mediciones de la señal a tensiones bajas (menores de 5 volts), en donde el porcentaje de error de la medición puede llegar hasta el 10%. Para evitar estos efectos se recomienda realizar la rectificación mediante circuitos con amplificadores operacionales ¹² con ajuste en cero. Este tipo de muestreo se observa en la figura 15. En el anexo B, se presentan las memorias de los cálculos realizados en una simulación en Matlab, de la estimación del valor eficaz de ondas de tensión con contenido de armónicos de orden 15, encontrando que al realizar la rectificación con diodos, los errores inducidos por la rectificación son mínimos. Esto se debe a que la rectificación solo afecta a las muestras de menor valor (cercanas a los cruces por cero de la señal).

Figura 15. Formato de adquisición de la señal muestra a muestra con rectificación de onda completa

¹² Este tipo de rectificación no se implementó, debido a que requiere de dos fuentes de polarización y el costo de los dos operacionales con offset cero son elevados.



Fuente: Autor

En todas las formas de seguimiento del valor eficaz de la onda de tensión, los errores introducidos por los algoritmos de estimación de la señal son pequeños, comparados con los errores debidos a los acondicionadores de la señal de tensión; cabe resaltar, que la lectura del conversor analógico-digital depende directamente de la tensión de alimentación del canal de conversión, por tanto, se debe garantizar que la tensión de alimentación del canal de conversión sea constante.

CAPITULO 3.

DISEÑO DEL PROTOTIPO DE REGISTRO DE INTERRUPCIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y VARIACIONES DE TENSIÓN DE CORTA DURACIÓN (HUCOM V1.3)

En el documento CREG 042 del 25 de Junio de 2004, se plantea la utilización de unidades registradoras para medir la calidad de la potencia en los operadores, estas unidades son especificadas en la Resolución CREG 082-2002, así:

1. Unidad constructiva CCS9: Sistemas de Medida y Calidad (Equipos de Registro de Calidad de Potencia y sistema de procesamiento), valorados en \$ 19 248 000 de diciembre 2001.
2. Unidad de adquisición de datos¹, valorada en \$ 22 339 005 de diciembre 2001, según las siguientes tablas² (Costos (FOB) en pesos de diciembre de 2001), incluyendo sistema de procesamiento.

La propuesta establece que se deben instalar equipos de registro, que cumplan las condiciones enumeradas anteriormente, de forma tal que para enero de 2006, sea posible realizar mediciones en el 100% de las barras de las subestaciones de niveles de tensión 4, 3 y 2, así como en el 5% de los circuitos a 13,2 kV cuya unidad constructiva reconozca esos equipos, y en la totalidad de los circuitos donde esto ocurra, en un plazo de 2 años más.

Dada la necesidad de realizar monitorizaciones a gran escala y con el objeto de establecer registros históricos de estos tipos de perturbaciones en las redes colombianas, en donde uno de los mayores impedimentos para realizar este tipo de seguimiento, son los altos costos que acarrearía la instalación de esta clase de equipos; en la Maestría en Ingeniería Eléctrica dentro del grupo de investigaciones GISEL de la Universidad Industrial de Santander, surge la necesidad de construir un equipo alternativo de no tal alta exactitud, pero que se ajuste con bajos costos a las necesidades actuales de monitorización de este tipo de perturbaciones.

En este capítulo se presenta inicialmente una revisión del estado del arte de equipos de medición destinados a la monitorización y posteriormente se establecen los criterios de diseño tenidos en cuenta para la construcción del prototipo llamado HUCOM versión 1.3, encargado de medir y registrar eventos de la onda de tensión tales como lo son las interrupciones de larga y corta duración

para un sistema trifásico, así como el registro de las caídas de tensión que son eventos que en Colombia se presentan en las redes con relativa frecuencia y se tiene muy poca información de este tipo de eventos y sus efectos en las redes de distribución. Los criterios de diseño tenidos en cuenta para cada uno de los bloques del prototipo son presentados en este capítulo.

3.1 REVISIÓN DEL ESTADO DEL ARTE DE EQUIPOS PARA LA MONITORIZACIÓN DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

El objetivo principal de este trabajo de investigación es el de diseñar y construir un prototipo de un equipo de monitorización del valor eficaz a bajo costo y que se adapte a los requerimientos de medición del medio Colombiano, por consiguiente, teniendo en cuenta los objetivos de las mediciones, se realizó una revisión de los equipos con los que actualmente se están realizando monitorizaciones de las ondas de tensión y de corriente en las redes de distribución en Colombia; entre los más utilizados se tienen:

1. Los registradores de calidad de la energía eléctrica marca AEMC, Modelos PQL100, PQL120 con capacidad de memoria de 128 kbyte y de 1Mbyte. Registran los 5 peores casos o los 20 peores casos según la referencia.
2. Las unidades registradoras para medir la calidad de la potencia, reconocidos en la Resolución CREG 082-2002, así: Unidad constructiva CCS9: Sistemas de Medida y Calidad (Equipos de Registro de Calidad de Potencia y sistema de procesamiento), valorados en \$ 19 248 000 de diciembre 2001, junto con la unidad de adquisición de datos¹, valorada en \$ 22 339 005 de diciembre 2001, según las siguientes tablas² (Costos (FOB) en pesos de diciembre de 2001), incluyendo sistema de procesamiento.
3. El medidor de facturación y de calidad para empresas de energía eléctrica SEL 734 de SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES.
4. El equipo LEM300 POWER QUALITY ANALYZER, que es un analizador de redes y calidad de la energía eléctrica, trifásico tetrafilar, que incluye el análisis de armónicos hasta 50^{AVO}.
5. El WM3-96 es un módulo analizador de Calidad de la energía eléctrica que utiliza un protocolo "Modbus"®-RTU para monitorear redes, tiene una matriz LCD de 128*64 para la interfase gráfica y un "software" WATTSOFT3 para el procesamiento de datos.

6. La compañía Electrotek, ha desarrollado diferentes equipos destinados al análisis de la calidad de la potencia en líneas de transmisión y subtransmisión, con productos como DRANETZ BMI, con sus equipos de monitorización junto con sus programas G4400 y Power Explorer PX5, ofrecen servicios de monitorización a nivel mundial, brindando la posibilidad de entrenamiento en el manejo de sus equipos vía Internet, son opciones adecuadas para la realización de monitorizaciones de la ondas de tensión, su precio es elevado.
7. Los analizadores de redes “AR4” y “AR5” entre otras funciones pueden, realizar la monitorización del valor eficaz en un sistema trifásico, potencia activa y reactiva, corrientes de línea y de neutro, distorsión armónica total, sobretensiones y subtensiones mayores a 1 segundo, así como registrar el contenido de la distorsión armónica en las señales de tensión y corriente con armónicos mayores al 30^{AVO}, su peso es de 3.5 kilogramos, su clase es de 0.5 y su costo aproximado es de 6 000 \$US.
8. El analizador de redes Fluke 41B, es un equipo de medición de clase 0,5, entre sus funciones más destacadas se tiene: calcula el verdadero valor eficaz de la tensión, registra potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia, factor de cresta, análisis de armónicos hasta el armónico 50, componente de DC entre otras funciones, su peso aproximado es de 1 kilogramo y su costo aproximado incluido el software es de 4200 \$US.
9. Los analizadores de redes Power vista, son medidores que ofrecen tarjetas de comunicación de múltiples puertos que admiten una gran variedad de normas, protocolos y medios. La medición compacta integra la potencia y la energía, el perfil de carga, el análisis de calidad de corriente, el control, E/S (digital, analógica, termopar), además de estas funciones básicas permiten también realizar análisis de armónicos, y perturbaciones como las caídas y elevaciones de tensión.
10. El RPM – OMEGA, es un medidor que actualmente esta siendo utilizado en el análisis de redes en Colombia, es equipo permite registrar entre otras funciones señales de tensión y de corriente, potencia activa, reactiva, factor de potencia, demanda máxima, así como el análisis de las componentes armónicas de las señales de tensión y corriente.

La mayoría de estos equipos, registran las potencias activas, reactivas y el factor de potencia; realizan seguimiento de la continuidad del servicio, la distorsión armónica total (THD) hasta el armónico 50, las perturbaciones de la onda de tensión como: caídas de tensión (sags), y elevaciones de tensión (swells), Flicker, transitorios y regulación de tensión. Los precios de estos equipos oscilan entre \$US 1 000 a \$US 25 000 en promedio. Cabe destacar que el objetivo de estos equipos no esta destinado para realizar específicamente la monitorización de las

interrupciones y las caídas de tensión y que algunos tienen ciertas limitaciones en cuanto a la disposición de memoria que tiene para el registro de este tipo de eventos. En general, el costo de estos equipos no permite su masificación como lo propone la CREG, de ahí, la necesidad de un equipo económico que realice la monitorización de eventos de tensión para reducir el costo del mismo.

3.2 CRITERIOS DE DISEÑO

Antes de construir un equipo o prototipo, se deben tener en cuenta los requerimientos mínimos que debe tener dicho equipo, en el caso del HUCOM version1.3, con base en los objetivos del proyecto y al tipo de monitorización establecida, los requerimientos o características básicas del equipo son:

- Lectura del valor eficaz de tensión de cada una de las tres fases, con velocidad y precisión suficientes para el tipo de medición. (mínimo tres canales de conversión analógica /digital).
- Control de las memorias externas para el almacenamiento de datos.
- Bajo consumo de energía (debe continuar procesando información aun sin energía eléctrica en las redes, con una autonomía mínima de 4 días).
- Comunicación serial y/o paralela para descarga de datos, así como la posibilidad de establecer una comunicación telefónica y/o inalámbrica.
- Registro de la fecha de inicio y la duración de cada evento.
- Un contador de tiempo confiable.
- Flexibilidad en los algoritmos de programación, para eventuales cambios de los parámetros y en los datos de referencia.
- Bajo costo en la construcción del prototipo de manera que permita su fácil adquisición y masificación por parte de los operadores de red.
- Realizar la construcción del equipo con elementos electrónicos de fácil adquisición en el mercado nacional.
- Realizar el seguimiento del valor eficaz de la tensión de acuerdo a lo establecido por normas internacionales, preferiblemente la norma [IEC-61000-4-30,2003].

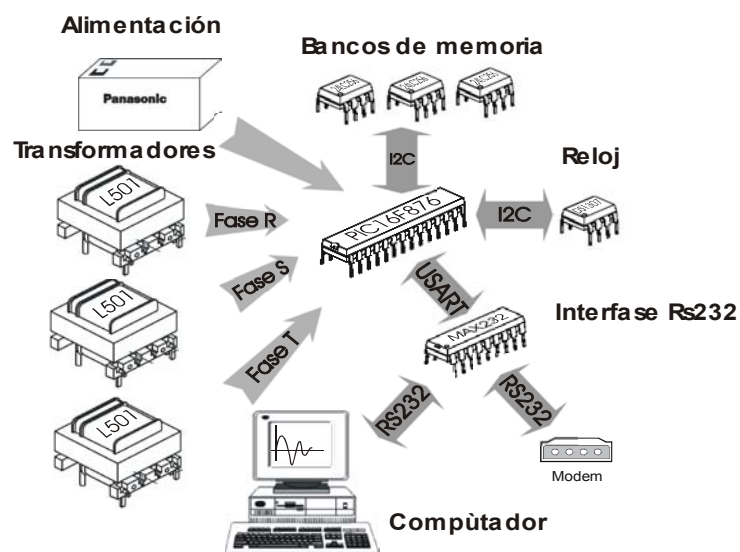
3.3 ESQUEMA GENERAL DEL EQUIPO

La figura 16, muestra un esquema de los dispositivos principales empleados en el prototipo, así como las líneas de conexión con el computador y los otros dispositivos, con la unidad central de procesamiento (microcontrolador). Los dispositivos mostrados en la figura 16, son los siguientes:

Lista de dispositivos:

- 1 Bateria de alimentación 12V
- 3 Memorias seriales 24LC256
- 1 Reloj en tiempo real DS1307
- 1 Microcontrolador PIC16F876
- 3 Transformadores L501
- 1 MAX232 (Interfaz serial RS232)

Figura 16. Esquema general del equipo de medición construido



Fuente: Autor

3.4 SELECCIÓN DEL ELEMENTO DE CONTROL O UNIDAD CENTRAL DE PROCESAMIENTO.

Para realizar la construcción del prototipo HUCOM, se requiere una unidad central de control y procesamiento (UCP), como UCP en la actualidad se tienen tres posibilidades; los microcontroladores, los microprocesadores, y los procesadores de señales digitales (DSP). Los microprocesadores fueron descartados debido a la complejidad de las conexiones; necesitan de demasiados periféricos externos para su adecuado funcionamiento, y además su precio en conjunto es elevado. El DSP con su alta velocidad en el procesamiento de datos (ya tienen incorporadas internamente funciones matemáticas complejas empleando coma flotante), no se utilizó debido a la complejidad en las conexiones con los elementos externos, el costo del sistema de desarrollo, a la fecha de construcción los DSP actuales tienen consumos de corriente entre 100 y 500 mA, que para el tipo de monitorización es crítico dado que el sistema debe ser autónomo y que para el procesamiento de este prototipo no es necesario debido a sus altas especificaciones. Finalmente se decidió trabajar con microcontroladores por su simplicidad, su fácil adquisición en el mercado local, la fácil conexión con otros dispositivos periféricos, sus bajos costos y sobre todo los bajos consumos de corriente que se tienen al utilizar este tipo de dispositivos, además se desea continuar con el desarrollo de prototipos con estos dispositivos.

En la actualidad los microcontroladores están siendo utilizados en innumerables aplicaciones. Se pueden encontrar controlando el funcionamiento de los discos duros, ratones y teclados de los computadores, PLC's, juguetes, impresoras, "MODEM"s, teléfonos, hornos microondas, grabadoras, equipos de sonido y los televisores de nuestro hogar, entre otras muchas aplicaciones.

Las familias de los microcontroladores son variadas dentro de las más reconocidas, están la familia Motorola, Intel, Texas y la familia Microchip. Se seleccionó la familia Microchip por las siguientes razones: dentro de esta familia de microcontroladores existen varias series que se adaptan perfectamente a los requerimientos de diseño del prototipo, la serie seleccionada como UCP del proyecto son de fácil adquisición a nivel local y existen distribuidores que ofrecen precios aceptables por estos microcontroladores, además a nivel regional y mundial existen redes de apoyo de programación de esta familia de microcontroladores, otra razón es que se tiene fácil acceso a los programadores de estos microcontroladores dentro y fuera del campus universitario, finalmente el autor tiene una experiencia de cuatro años en aplicaciones con estos dispositivos, lo cual permitirá la optimización del equipo. Por las razones anteriormente expuestas, las características de estos microcontroladores son suficientes para realizar las tareas de la UCP del equipo a construir.

Sin ser el objetivo principal del trabajo de investigación, la descripción del microcontrolador, sus modos de funcionamiento ó sus instrucciones, se realizará una breve descripción de sus características primarias.

3.4.1 El microcontrolador PIC16F876

Este microcontrolador es un circuito integrado de alta escala de integración que incorpora la mayor parte de los elementos que configuran un controlador. Los sistemas que incorporan el microcontrolador como elemento de control tienen las siguientes ventajas:

- Sencillez de manejo: debido al conjunto reducido de instrucciones (35 en la gama media).
- Gran cantidad de información sobre su manejo y fácil adquisición en el mercado local.
- Tienen una elevada velocidad de procesamiento.
- Herramientas de desarrollo fáciles y económicas. Muchas herramientas de “software” se pueden obtener libremente a través de Internet.
- Existe una gran variedad de herramientas de “hardware” que permiten grabar, depurar, borrar y comprobar el comportamiento de los microcontroladores.
- La gran variedad de modelos de microcontroladores permite elegir el que mejor reúna los requerimientos de la aplicación.
- Aumenta la fiabilidad de las aplicaciones debido a que al reemplazar el microcontrolador por un elevado número de componentes disminuye el riesgo de averías y su uso precisa menos ajustes.
- Reducción del tamaño de un equipo, debido a la integración del microcontrolador en un chip.
- Mayor flexibilidad en las aplicaciones dado que se programan las características de control por lo que su modificación sólo requiere de cambios en el programa.

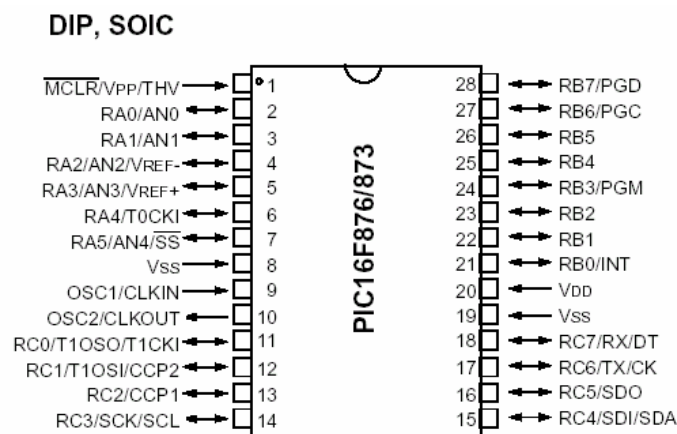
Dados los requerimientos del proyecto y de las características de las familias de microcontroladores mencionados anteriormente, se seleccionó el microcontrolador PIC 16F876, el cual brinda las características necesarias para la construcción del equipo. A continuación se mencionarán los objetivos más relevantes de la gama media de los microcontroladores PIC de la serie 16F87X:

- Procesador de 20MHZ, 8 bits.
- 368 “byte”s de memoria de datos RAM
- 8K”byte” de Memoria de programa tipo flash EEPROM.
- 22 Líneas de E/S para comunicarse con el exterior.
- Diversos módulos para el control de periféricos:
3 Temporizadores/contadores.

- 1 Puertos serie síncrono SPI/I2C.
- 1 Puertos serie asíncrono USART
- 5 Conversores Analógico / Digital
- 2 Módulos PWM
- Bajo consumo 5V/ 2-25 mA.
- Reloj guardián y posibilidad de trabajo en “SLEEP” o bajo consumo.

En la Figura 17, se muestra la descripción de pines del microcontrolador seleccionado (familia PIC 16F87X) como UCP en la construcción del equipo de monitorización HUCOM V1.3

Figura 17. Descripción de pines del microcontrolador PIC 16F876



Fuente: Hoja de datos técnicos página MICROCHIP PIC16FXX.

3.4.2 Resumen de funciones que debe realizar el microcontrolador

Al incorporar un microcontrolador como UCP del equipo de monitorización se pretende, aumentar sustancialmente las funciones que debe realizar, reducir su tamaño, su costo, mejorar su fiabilidad y disminuir el consumo de energía. Por consiguiente, las funciones primarias que debe realizar el microcontrolador son:

- Estimar el valor eficaz de cada una de las tres fases en forma simultánea, con una velocidad de muestreo de 1920 muestras por segundo, superando

el número de muestras mínimo de 1024 muestras por segundo en la normativa [IEC 61000-4-15,2003].

- Comparar los niveles de tensión eficaz con los criterios predefinidos y/o programados para la detección de las fallas.
- Realizar un conteo de la cantidad total de fallas (FES), la duración acumulada (DES) y parcial, además de un registro de el día/mes/año hora/ minutos/ segundos de cada falla.
- La detección de fallas se subdivide en dos tipos, las fallas de alta velocidad (Huecos o caídas de tensión con una base de tiempo de 1 milisegundo) y las fallas de baja velocidad (interrupciones del servicio de energía eléctrica con una base de tiempo de 0,1 segundo).
- Controlar un reloj en tiempo real, del cual se obtendrá la fecha y hora necesarias para registrar el momento inicial de dichas perturbaciones.
- Controlar tres bancos de memoria independientes, en los cuales se almacena el registro de las fallas que se han presentado desde el momento de inicio del periodo de monitorización.
- Gestionar los parámetros de configuración para la detección de las fallas, de tal manera que se puedan consultar o actualizar.
- Controlar el cargador de baterías y seguimiento de la vida útil de la misma, llevando registro de tiempos de uso y de los ciclos de carga lenta.
- Establecer comunicación serial con un PC a través de un "MODEM" externo o directamente con el puerto serial del PC, en ambos casos utilizando un protocolo de comunicaciones que incluya el cálculo del código de redundancia cíclica (CRC), para aumentar la confiabilidad de los datos transmitidos.
- Controlar los indicadores de fallas tipo LED bicolor ubicados dentro de la misma placa impresa.

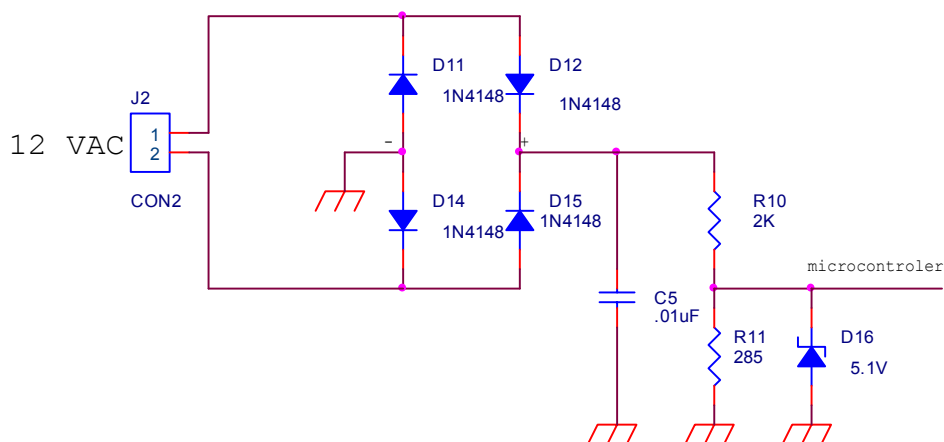
Dadas las tareas que debe realizar la tarjeta de control del equipo, se realizará un análisis general de las funciones más importantes que debe realizar el microcontrolador.

3.5 ACONDICIONAMIENTO Y ADQUISICIÓN DE LA SEÑAL DE TENSIÓN

Para la monitorización de la onda de tensión se debe estimar el valor eficaz, en una primera inspección, surge un integrado especializado en la estimación del verdadero valor eficaz (true-r.m.s), pero su alto costo en el mercado infiere una opción no adecuada para el presente trabajo y se propondrá a futuros desarrollos. Dentro de estos dispositivos se tienen los siguientes: AD737, AD636, AD637, AD736 y AD536 de Analog Devices que son circuitos integrados especializados para estimar el verdadero valor eficaz

Una de las tareas principales que debe realizar el microcontrolador, es la de estimar el valor eficaz de las ondas de tensión en un sistema trifásico, de igual manera que en cualquier equipo de medición de señales eléctricas, la señal de la onda de tensión puede ser acondicionada mediante diferentes dispositivos, en la mayoría de los casos se utilizan transformadores, divisores resistivos, circuitos “shunt”, circuitos integrados AC/DC, ó sensores especializados. Para el acondicionamiento del proyecto se utilizaron por aislamiento y bajo costo transformadores de tensión de 115/12 VAC, que en este primer prototipo son los transformadores comerciales de referencia TR501. Seguidamente se realiza una rectificación de onda completa con diodos de Germanio (para que las caídas de tensión en los diodos sean pequeñas), después se reduce la tensión por medio un divisor resistivo con resistencias de precisión de $2k\Omega$ y de 285Ω (que da una relación directa 1/8, se recomienda utilizar el valor de resistencia de entrada recomendado por el fabricante en el canal de conversión), para que la tensión pueda ser leída por el conversor analógico–digital. La tensión se mide directamente en la resistencia de menor valor por un pin del microcontrolador que realiza la conversión A/D, el diagrama del circuito de adquisición se muestra en la figura 18.

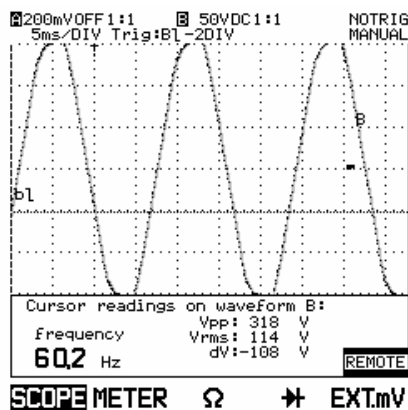
Figura 18. Circuito de adquisición y de detección de la onda de tensión



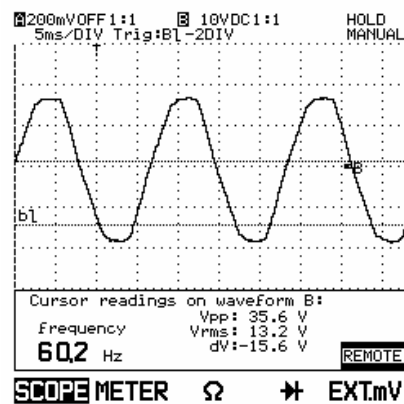
Fuente: Autor

En la figura 19, se muestran las formas de onda de tensión en los diferentes puntos del circuito de acondicionamiento y adquisición de la señal a medir. Al analizar estos oscilogramas, se observa en la gráfica (c) que el efecto de los diodos en la rectificación de los 12 VAC, es mínimo dado que la caída en los diodos de Germanio es de 0,2V aproximadamente y la señal que es leída por el conversor analógico-digital se muestra en el oscilograma de la gráfica(d).

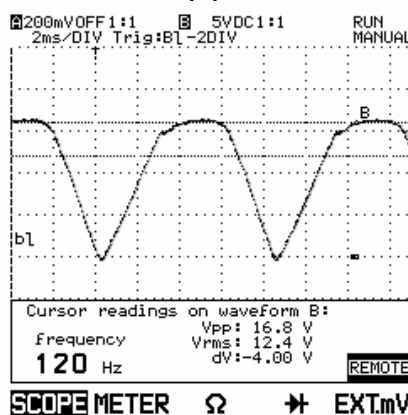
Figura 19. Oscilogramas de las ondas de tensión: a).Señal de la red, b).Señal después del transformador, c) Señal después del puente rectificador de onda completa d) Señal leída por el conversor A/D del microcontrolador



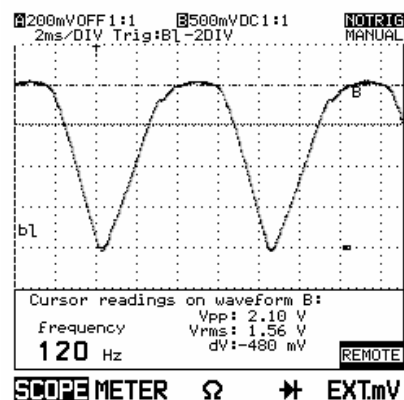
(a)



(b)



(c)



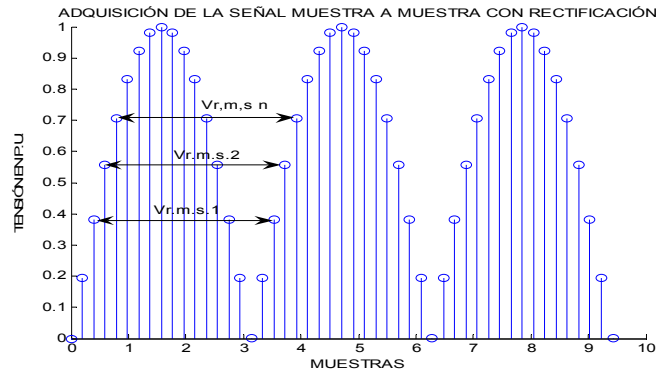
(d)

Fuente: Autor, descarga de oscilogramas de un osciloscopio FLUKE 105.

3.6 MUESTREO DE LA SEÑAL DE TENSIÓN Y CÁLCULO DEL VALOR EFICAZ

Una vez acondicionadas las señales de tensión a medir son leídas directamente por un convertor A/D de tres canales que viene incorporado dentro del microcontrolador utilizado. De acuerdo a lo visto en el capítulo 2, se decidió utilizar el tipo de muestreo que se realiza muestra a muestra cada semiperiodo de la onda, de esta manera, se puede actualizar el valor eficaz de la onda cada vez que se adquiere una muestra y de esta forma reducir los retardos en la detección de las fallas, (ver figura 20).

Figura 20. Formato de muestreo de la onda de tensión



Fuente: Autor

Para el acondicionamiento de la señal de tensión, se está realizando una rectificación de onda completa y el efecto que tiene la caída de tensión de los diodos de rectificación sobre la medida es menor del 0,5%, que se presenta en la no conducción del diodo, es decir, en el momento en que la tensión sea menor al doble de la caída de los diodos. En el anexo B, se presentan los cálculos de dos ondas senoidales con una cantidad de armónicos de orden 15 en donde se analiza que el efecto de los diodos en la estimación del valor eficaz.

Como se mencionó en el capítulo anterior, para minimizar los efectos del deslizamiento en la frecuencia y mejorar la exactitud en la estimación del valor eficaz, se debe tomar la mayor cantidad de muestras en cada ciclo, con la mayor resolución posible del conversor analógico-digital. En la Resolución CREG 082 de 2002 al hacer la recomendación de los requerimientos de los equipos destinados para tal medición recomienda tomar como mínimo de 1024 muestras en un segundo lo que equivale a 18 muestras por periodo, de acuerdo a las funciones que debe realizar el microcontrolador durante el periodo de muestreo, se determinó que cantidad de muestras que puede tomar el microcontrolador realizando las conversiones A/D en un formato de 8 o de 10 "bit"s es de 16 muestras por semiciclo y por fase, es decir que el microcontrolador está registrando el resultado de la conversión de 32 muestras por periodo de la señal y por fase.

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_i^2} \quad (7)$$

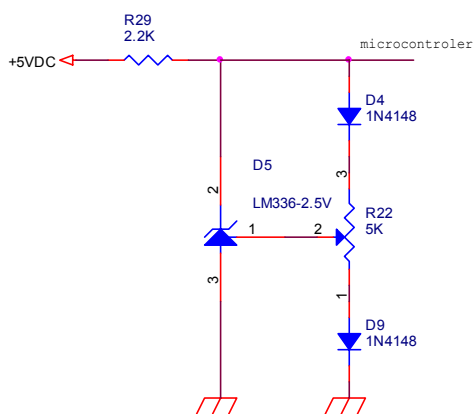
La expresión 7, determina el valor eficaz en forma discreta de una onda periódica, de acuerdo a esta expresión el valor de la conversión de cada una de las muestras se debe elevar al cuadrado, hacer una sumatoria con estos valores, dividirse en la cantidad de muestras y sacar la raíz cuadrada de este valor. Realizar todas estas operaciones y en especial la raíz cuadrada dentro del mismo microcontrolador

demoraría entre 8 y 10 milisegundos, por esta razón, esta operación se realiza en un computador (PC) utilizando un programa que se describirá en el siguiente capítulo.

Para establecer la tensión de referencia, en la medición se utilizó el LM336-2.5 que es un diodo Zener de precisión de propósito general, diseñado para operar sobre un amplio rango de corriente, manteniendo una estabilidad adecuada a través del tiempo y la temperatura. El tercer pin o terminal del LM336 permite el ajuste del coeficiente de temperatura para seguir manteniendo los 2,5 volts como salida. El LM336 opera como un regulador de derivación y puede utilizarse independientemente con una referencia positiva o negativa.

En el HUCOM V1.3, el LM336 se utiliza como una tensión de referencia que se toma como la lectura del valor nominal de la tensión, es decir, que en la lectura de la señal de tensión de cada una de las fases, la resultante de la conversión A/D de 2,5V, equivaldrá a la conversión del valor nominal de tensión y cualquier lectura será linealizada con respecto a este valor de conversión de referencia. La señal de referencia del LM336, se lee directamente por un canal de conversión A/D del microcontrolador y el resultado de esa conversión se tomará como el valor referencia; el circuito de conexión del LM336 con el microcontrolador, se muestra en la figura 21.

Figura 21. Circuito de tensión de referencia utilizando un LM336



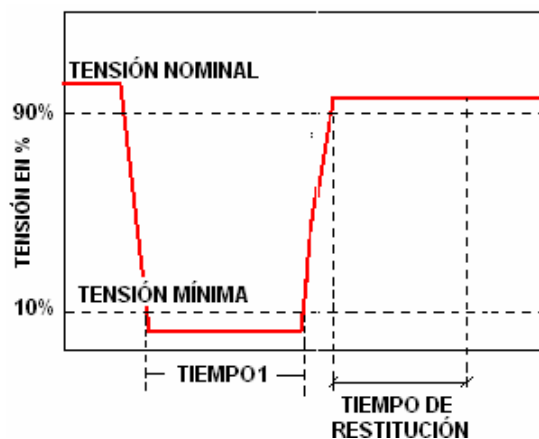
Fuente: Autor

3.7 ALGORITMO PARA LA DETECCIÓN DE LAS INTERRUPCIONES Y DE LAS CAÍDAS DE TENSIÓN

Al obtener la estimación del valor eficaz de la onda de tensión, este dato se debe comparar con el valor nominal para determinar si está o no en una condición de falla. El modelo de las fallas de cada una de las fases se estableció para que cumpliera con las normativas internacionales en cuanto a la definición de la interrupción y la caída de tensión. El capítulo 1, especifica que la NTC 5000, establece que las interrupciones se porcentúan como disminuciones del valor eficaz de la tensión menores al 10% del valor de la tensión nominal y las caídas o huecos de tensión son disminuciones del valor eficaz de la tensión entre 90 y el 10% de la tensión nominal. En esta normativa no se hace aclaración en donde empieza y en donde termina los eventos mencionados, es decir, que de acuerdo con las definiciones se podrán tener caídas de tensión una en la cresta de bajada y otro en la cresta de subida, así como una interrupción.

En el ejemplo de la figura 22, cabe destacar que la falla se registrará en la memoria del equipo si la tensión medida es menor que el valor establecido como tensión mínima (por normativa es del 10% del valor nominal) y si el tiempo1 es mayor que el tiempo establecido como mínimo para las interrupciones (por norma para el cálculo de las compensaciones se tendrán en cuenta las mayores de un minuto); ahora, si el tiempo de la cresta de bajada o de subida duran más que el tiempo mínimo para caídas de tensión, se registrarán dos caídas de tensión en memoria.

Figura 22. Modelo de registro de una Interrupción del servicio tipo rectangular



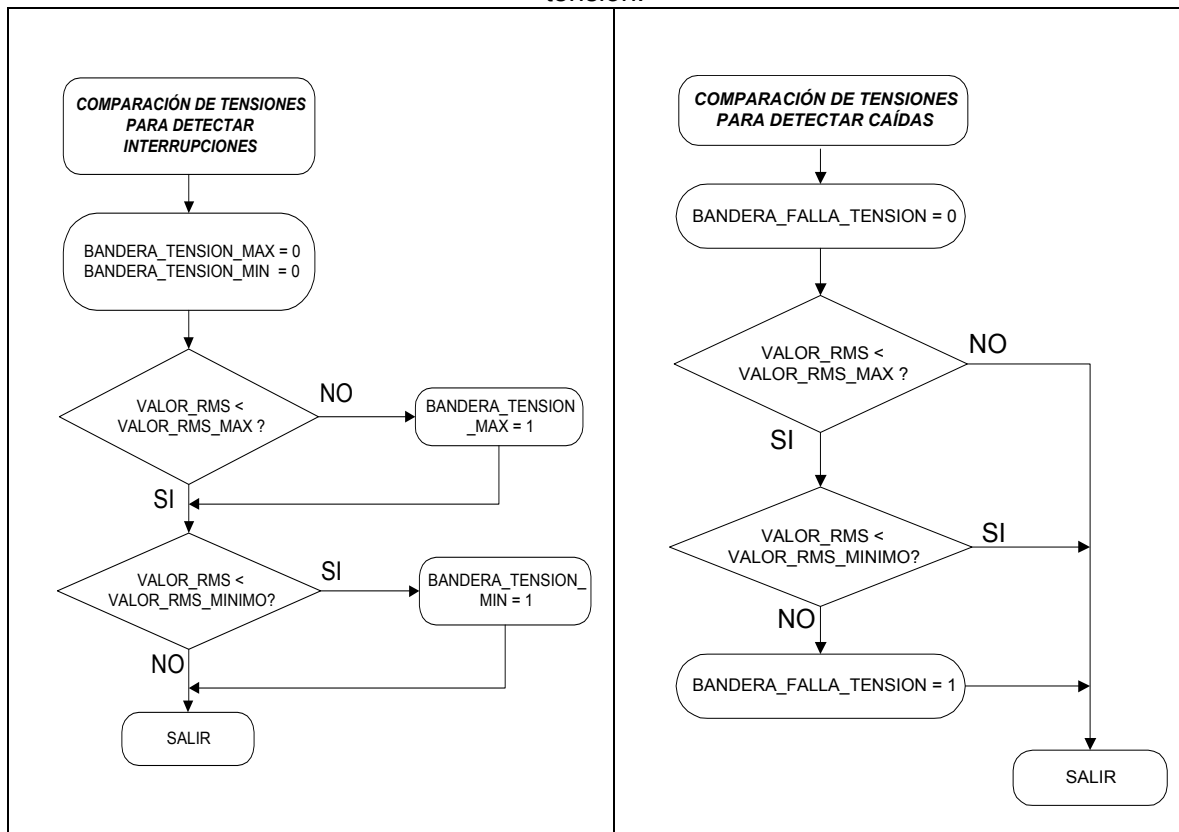
Fuente: Autor

Por tanto el modelo que se plantea se describe en forma gráfica en la figura 22, en donde se establece un tiempo de falla y un tiempo de restitución, esto con el objeto de filtrar perturbaciones y ruidos. El tiempo de restitución sirve para determinar que la tensión nominal del servicio se recupere completamente dando fin a una falla o estar en una condición de post-falla, dado que los tiempos de reacción de los recierres están entre 10 y 15 milisegundos, se recomienda configurar los tiempos de restitución del equipo en este rango.

La UCP de la tarjeta de control para detectar en cual estado del evento se encuentra, plantea dos subrutinas que trabajan por banderas, y estas banderas se activan o se

desactivan por medio de comparaciones del valor eficaz con los valores límites establecidos, estas subrutinas se muestran en la figura 23.

Figura 23. Subrutinas utilizadas para la detección de las interrupciones y las caídas de tensión.

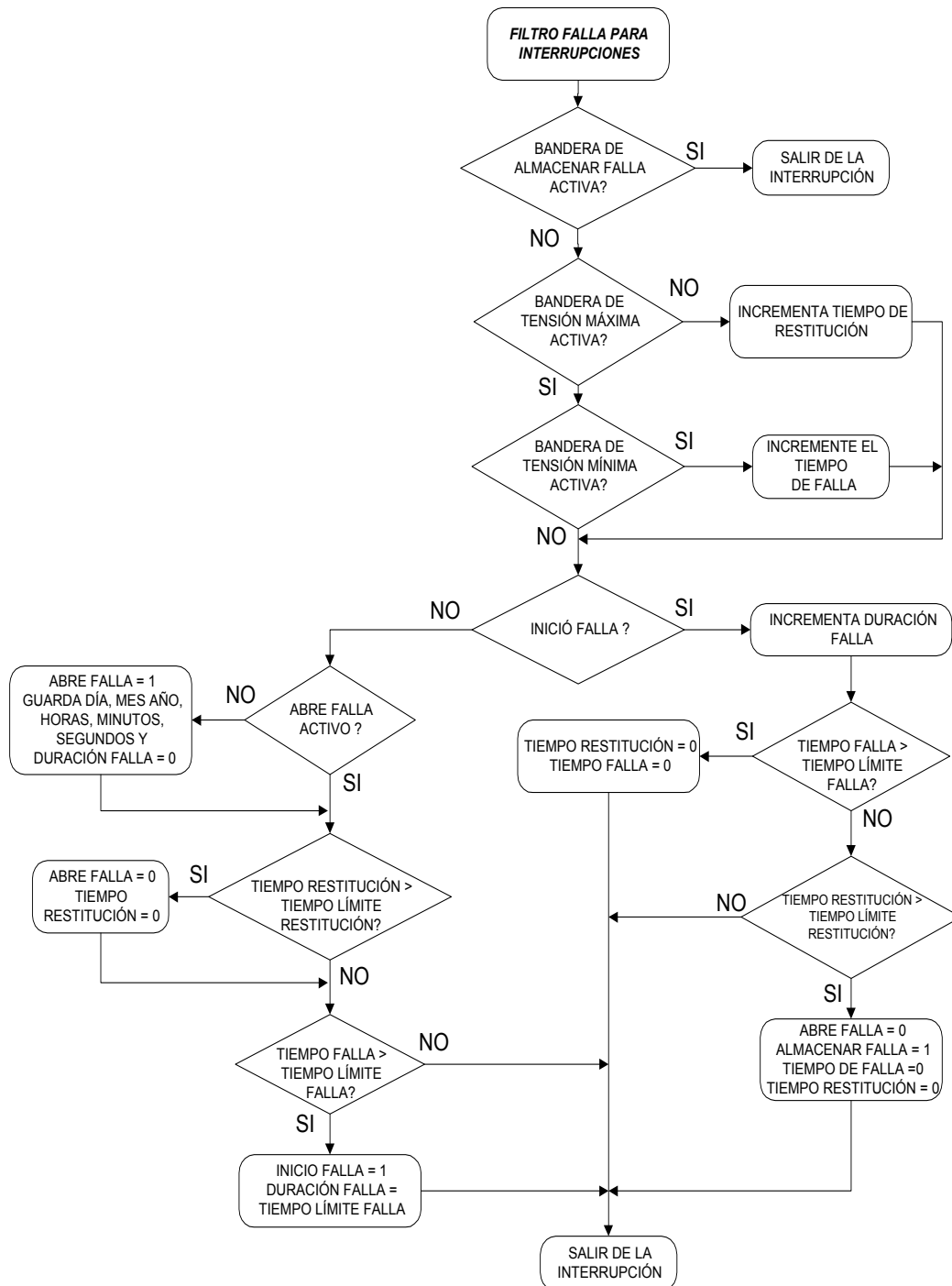


Fuente: Autor

Al establecer el tiempo de restitución como parámetro necesario para la detección de la falla, además de cerciorarse de que la perturbación ya ocurrió, se pretende minimizar los efectos que pueden tener los “perturbaciones electromagnéticas” dentro del registro de cada uno de los eventos, ya que al estar en una condición de falla al presentarse ruidos, se podrían registrar varias interrupciones dentro de una misma condición de falla. La UCP a demás tiene, una subrutina para la detección del inicio y final de la interrupción, el diagrama de flujo de dicha subrutina se muestra en la figura 24.

Figura 24. Diagrama de flujo de la subrutina incorporada dentro del microcontrolador, para la detección y almacenamiento de las interrupciones y caídas de

tensión.

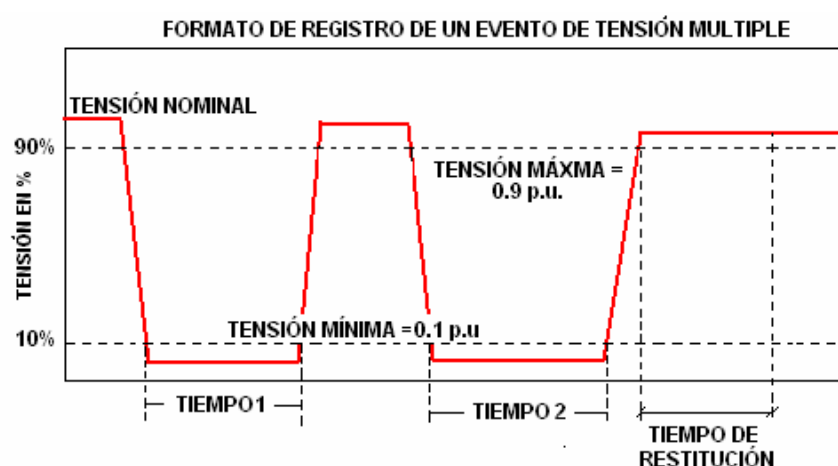


Fuente: Autor

Para explicar el objetivo del tiempo de restitución como parámetro, se tomará como ejemplo una falla que pueda tener varios eventos consecutivos, como el presentado en la figura 25, al hacer este filtro con el tiempo de restitución, se registrará una sola

interrupción y un solo tiempo de falla, y el tiempo total de la interrupción será la sumatoria del TIEMPO1 y del TIEMPO2, si el tiempo de recuperación entre falla y falla duró menos tiempo que el establecido como tiempo de restitución en el equipo; de lo contrario se registrarán dos interrupciones independientes. Cabe resaltar que paralelo al registro de esta interrupción, también se registrarán cuatro caídas de tensión, si las crestas de bajada o de subida duran un tiempo mayor que el establecido como mínimo para las caídas de tensión.

Figura 25. Modelo utilizado para identificar y registrar una falla de tensión



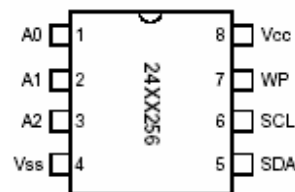
Fuente: Autor.

3.8 ALMACENAMIENTO DE LAS FALLAS EN MEMORIA NO VOLATIL 24LC256

Uno de los aspectos importantes a tener en cuenta en el diseño del equipo a construir, es la memoria que se va a utilizar; dentro del mercado se encuentran varias opciones de memorias EEPROM como son las memorias seriales, paralelas y las tipo "Flash" utilizadas en las memorias RAM de los PC's entre otras. Las que mejor se adaptan a los requerimientos del proyecto en cuanto a velocidad de lectura / escritura de datos y la capacidad de almacenamiento, son las tipo "Flash"; pero son descartadas debido a que necesitan una fuente muy estable, un protocolo de comunicación con formato de 64 "bits" y la cantidad de pines para controlarla (más de 20 pines), las memorias paralelas son descartadas por la cantidad de pines y que utiliza una tensión de programación diferente a la de alimentación, además su baja velocidad para los ciclos de lecto-escritura de datos y su precio.

Debido a lo anterior, las memorias seriales son la mejor opción por las siguientes cuatro razones, que dentro de las condiciones de diseño son fundamentales: su amplio rango de trabajo de tensión (2,5 a 5,5 V) y no necesitan tensión de programación, al número de hilos que utilizan para su funcionamiento, solo dos pines para comunicaciones (SDA y SCL), la tercera razón es el tamaño solo 8 pines (tal como se muestra en la figura 26) y facilidad en la conexión y la cuarta razón es el precio de este tipo de memorias en el momento de la construcción del prototipo.

Figura 26. Descripción de pines de la memoria serial 24LC256 utilizada



Fuente: Hoja de datos técnicos página MICROCHIP, memorias 24LCXX.

Para el registro de las fallas el HUCOM V.1.3, se seleccionaron tres bancos de memoria serial EEPROM 24LC256 cada uno de 32 k"bytes" o 256 k"bits", con un rango de operabilidad entre (2,5-5,5 V) y con un modo de trabajo en bajo consumo, cada memoria se divide actualmente en partes iguales de 16 k"bytes" para interrupciones y 16 k"bytes" para las caídas de tensión por fase, la información que se debe registrar en cada falla o evento es: día/mes/año, horas:minutos:segundos, y la duración de cada evento, al sumar da un total de 12 "bytes", así se llega a una capacidad de almacenamiento de 1800 registros de interrupciones y 1800 registros de caídas de tensión, por fase. Si se requiere expandir la memoria para registrar más eventos, en este proyecto se puede simplemente cambiar a una memoria 24LC512 que tiene el doble de registros alcanzando una capacidad de almacenamiento de 7200 eventos por fase.

Las características generales de las memorias 24LC256 son:

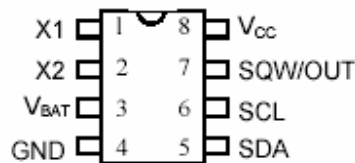
1. Bajo consumo con tecnología CMOS
2. Máxima corriente en la escritura 3 mA a 5,5V

3. Máxima corriente en la lectura 400 μ A a 5,5V
4. Corriente en "Stand by" 100 nA a 5,5V
5. "bus" de dos hilos compatible I2C
6. Conexión en cascada hasta con ocho elementos.
7. Puede leer o escribir hasta 64-"bytes" de forma secuencial.
8. 5ms max de tiempo para un ciclo de escritura
9. 100 000 ciclos de escritura-borrado garantizados
10. Protección contra descargas electrostáticas de hasta 4000V
11. Retención de datos mayor a 200 años
12. Rangos de temperaturas
13. Aplicación Comercial (C): 0°C to +70°C
14. Aplicación Industrial (I): -40°C to +85°C

3.9 RELOJ EN TIEMPO REAL DS1307

Aunque el microcontrolador puede llevar el conteo de tiempo, la exactitud dependerá directamente de las interrupciones ocurridas y de las variaciones que pueda tener o sufrir el cristal por ruidos y diferencias de temperatura; para llevar el conteo de tiempo de una manera más estable y confiable, se utilizó un reloj en tiempo real (RTC). Para el conteo de tiempo dentro del prototipo se seleccionó el DS1307, que es un reloj en tiempo real de bajo consumo, codificado completamente en un formato decimal entregando datos de reloj/calendario fijo, además tiene una SRAM de 56 "bytes". Este reloj se comunica a través de dos cables bidireccionales (SDA,SCL terminales utilizados en el protocolo I2C) por los cuales se transfieren datos y direcciones, el reloj/calendario da información de segundos, minutos, horas, día, mes, año, los días del mes se ajustan automáticamente cuando los meses tienen menos de 31 días, incluyendo los años bisiestos. Este reloj puede trabajar en los formatos de 24 horas y de 12 horas con indicador de AM/PM y tiene un circuito interno para la detección de fallos de energía en donde automáticamente se hace el cambio a un alimentador de batería de respaldo, que se conecta al pin 3, que es destinado para esta función, (Ver figura 27).

Figura 27. Descripción de pines del reloj en tiempo real DS1307

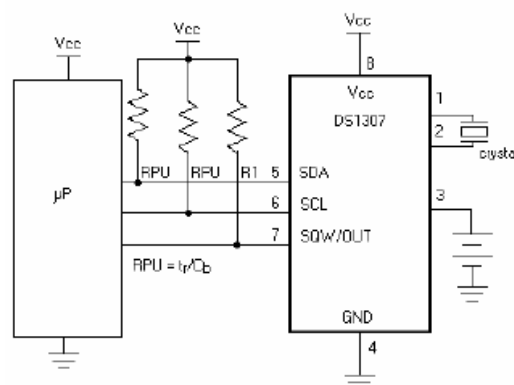


Fuente: Hoja de datos técnicos página DALLAS Semiconductor DS1307.

Las características básicas del RTC DS1307 son las siguientes:

1. Es un reloj en tiempo real (RTC), que cuenta segundos, minutos, horas, día de la semana, mes y año, con compensación de año bisiesto hasta el año 2100.
2. 56-"bytes", de RAM para el almacenamiento de datos
3. Dos cables para la interfase del módulo I2C serial.
4. Ondas cuadradas programables para ser utilizadas como señal de alarma.
5. Consumo menor a 500nA con una batería de respaldo.
6. Rango de temperatura industrial entre:-40°C to +85°C
7. Encapsulado de 8-pines tipo DIP o SOIC,
8. Protocolo I2C para interfase con otros dispositivos. Así como fácil conexión a un "bus" de comunicaciones I2C, tal como se muestra en la figura 28.
9. Oscilador de cristal de 32 768 kHz externo
10. Entrada de batería externa.

Figura 28. Circuito de conexión típica de un DS1307



Fuente: Hoja de datos técnicos página DALLAS Semiconductor DS1307.

El reloj DS1307 tiene una memoria RAM (SRAM) para el almacenamiento de datos. En la SRAM del DS1307 se puede guardar información desde las posiciones 08h hasta la posición 3Fh; para aprovechar esta memoria la UCP guardará desde la posición de memoria 08h los punteros de dirección de la

posición de las memorias seriales donde se debe guardar un nuevo evento. Los punteros “fast” son los punteros de direcciones de la posición de memoria de las caídas de tensión y los punteros “slow”, corresponden a los punteros de direcciones de la posición de memoria de las Interrupciones de tensión, la distribución de la memoria utilizada dentro del RTC, es la siguiente:

```
; <08h> PUNTERO_DIRECCION_1_FAST_R
; <09h> PUNTERO_DIRECCION_0_FAST_R
; <10h> PUNTERO_DIRECCION_1_FAST_S
; <11h> PUNTERO_DIRECCION_0_FAST_S
; <12h> PUNTERO_DIRECCION_1_FAST_T
; <13h> PUNTERO_DIRECCION_0_FAST_T
; <14h> PUNTERO_DIRECCION_1_SLOW_R
; <15h> PUNTERO_DIRECCION_0_SLOW_R
; <16h> PUNTERO_DIRECCION_1_SLOW_S
; <17h> PUNTERO_DIRECCION_0_SLOW_S
; <18h> PUNTERO_DIRECCION_1_SLOW_T
; <19h> PUNTERO_DIRECCION_0_SLOW_T
```

3.10 COMUNICACIONES

Dentro de la tarjeta de control del HUCOM V1.3, existen dos formas de comunicación serial, la comunicación I²C serial sincrónica, que esta destinada para las comunicaciones maestro-esclavo entre el microcontrolador y los dispositivos externos como las tres memorias 24LC256 y el reloj en tiempo real DS1307, y el otro formato de comunicación serial asincrónica entre la tarjeta de control y el computador o el “MODEM” externo.

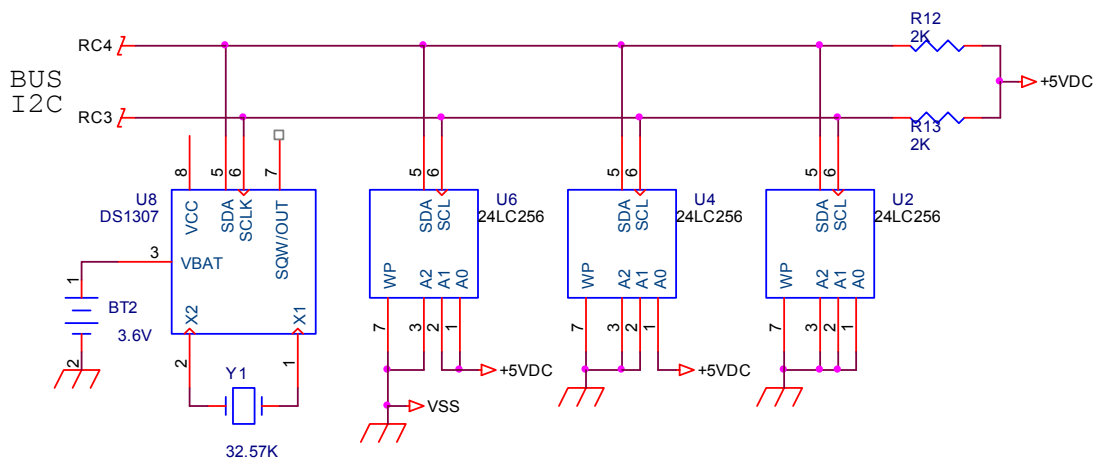
Aunque no están incorporados los medios de comunicación en forma inalámbrica, se trabajaron los módulos RX y TX (TXM 315LCR – RXM 315 LCR de marca LINKS), que mostraron gran calidad de en las formas de onda de transmisión y un alcance de 60 metros en forma directa y de 30 metros con obstáculos. Estos módulos no se incluyeron dentro de los prototipos por razones económicas, pero llegado el caso, por medio de una tarjeta acoplada por el puerto serial, se pueden incorporar dentro del equipo, dando una nueva opción de comunicación aunque su velocidad de transmisión disminuya a una tasa de transferencia menor a 9600 baudios.

3.10.1 Comunicación serial sincrónica I²C (DS1307 Y 24LC256)

Como se mencionó anteriormente la Interfase Integrada de Comunicaciones 7I²C, esta siendo utilizada en la comunicación maestro-esclavo entre el

microcontrolador y los dispositivos auxiliares. El módulo I²C es un “bus” bidireccional de dos líneas, una línea serial de datos SDA y una línea de reloj serial SCL, estas dos líneas son conectadas con resistencias de “pull_up” al positivo como se muestra en la figura 29.

Figura 29. Conexión del “bus” I²C

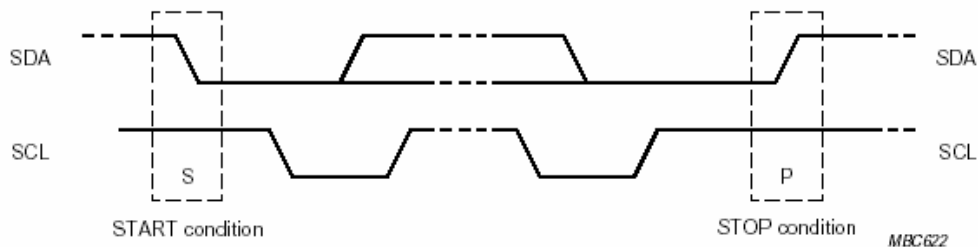


Fuente: Autor.

La comunicación I²C se rige por las siguientes reglas:

- En la comunicación en el módulo I²C, únicamente los datos pueden ser transferidos cuando el “bus” no se encuentre ocupado. Es decir si algún dispositivo requiere utilizar el “bus” debe antes esperar a que la comunicación actual finalice con la condición de “STOP”.
- Un “bit” puede ser transferido únicamente cuando la línea SCL se encuentre en alto y cualquier cambio puede ser interpretado como una señal de control.
- Para iniciar cualquier comunicación dentro de este módulo, ésta debe ser iniciada con una condición de “START”, la cual viene precedida de la llamada “palabra de control” o dirección del esclavo, esta “palabra de control” identifica el tipo de dispositivo, es decir: memoria serial, reloj en tiempo real, un “display” de cristal líquido una “SMART CARD” o cualquier otro dispositivo. El segundo “byte” transferido (y tercero en el caso de memorias de gran capacidad) identifica la dirección dentro del dispositivo.
- Siempre una transmisión termina con una condición de “STOP”.
- La condición de “START” se da cuando la línea de datos da un flanco de bajada cuando la línea de SCL este en alto y la condición de “STOP” se da cuando la línea de datos da un flanco de subida cuando la línea de SCL este en alto, estas condiciones se pueden observar en la figura 30.

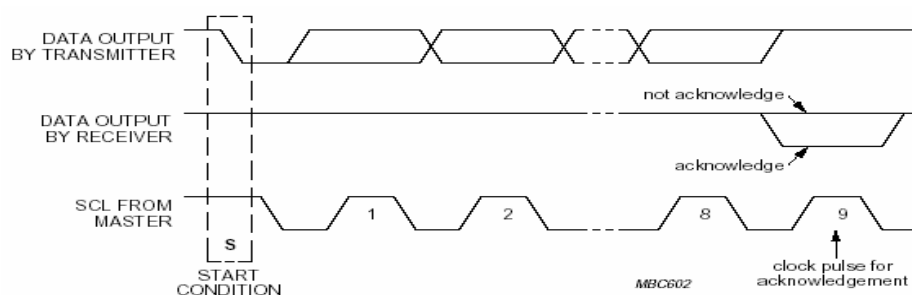
Figura 30. Formato de las condiciones de “START” y “STOP” en la comunicación Serial I²C



Fuente: Hoja de datos técnicos página MICROCHIP PIC16FXX.

- Para el envío de un “byte” se deben generar 8 pulsos de reloj SCL, en los cuales los datos se leen en el nivel alto del pulso, la condición llamada “Acknowledge” o de reconocimiento de cada “byte” transmitido la debe entregar el dispositivo que ha recibido el “byte”. Se debe generar un noveno pulso de reloj en el cual el receptor debe enviar un bajo informando que el “byte” recibido fue procesado, tal como se observa en la figura 31.

Figura 31. Formato de la condición de “Acknowledge” o de reconocimiento



Fuente: Hoja de datos técnicos página MICROCHIP PIC16FXX.

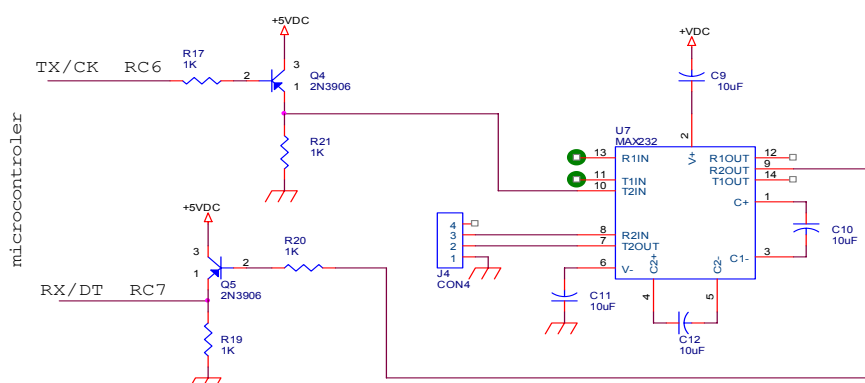
Los formatos de comunicación entre el microcontrolador y las memorias seriales 24LC256 y el reloj en tiempo real DS1307, se describen mas detalladamente en las hojas de datos de los dispositivos anteriormente mencionados. Note que el “bit” menos significativo de la “palabra de control” indica el tipo de operación que va a realizarse: lectura o escritura.

3.10.2 Comunicación serial asíncrona entre el microcontrolador y el computador

El formato de comunicaciones del HUCOM V1.3, es un formato serial tanto para la comunicación con el PC como para la comunicación con el “MODEM” es idéntico, es decir el microcontrolador no hace diferencia entre un PC o un “MODEM” externo.

El diagrama de conexiones del puerto serial se muestra la figura 32. La comunicación se efectúa a una velocidad de transmisión de 19 200 baudios y con un protocolo Standard X”MODEM” 1K (seleccionado por tener CRC) para la transferencia de información.

Figura 32. Circuito del puerto serial para la comunicación al PC o al “MODEM”



Fuente: Autor.

3.10.3 Formato de transferencia de datos y protocolo XMODEM 1K para la conexión con el computador

Dentro del protocolo X”MODEM” 1K, existen una serie de palabras reservadas las cuales controlan la comunicación, en la tabla 4, se hace el listado de estas palabras.

Tabla 4. Listado de palabras reservadas en el protocolo X”MODEM”

“START”	EOT	ACK	NACK	CAN
d’02’	d’04’	d’06’	ASCII’C’	d’24’

Para la transmisión de los datos la información se subdivide en paquetes de 1 “kbytes” de datos. La comunicación inicia con el envío de un NACK por parte del equipo receptor, a ésta el transmisor responde con la trama ya construida como se muestra en la figura 33.

El protocolo define que la trama debe conformarse así:

- El primer “byte” siempre es d’02’ que indica el “START” de la trama de datos.
- El segundo dato identifica el número del paquete enviado, este número de paquete sirve para que el equipo receptor realice el conteo secuencial de los paquetes recibidos.
- El tercer dato es el complemento del número del paquete, este dato tiene como función verificar el valor de este, de forma que si no existe la correspondencia lógica entre el segundo y el tercer dato la trama puede desecharse ya que es errónea.
- Los siguientes 1024 datos corresponden a la información del paquete en si.
- Los dos últimos “bytes” son el CRC (código de Redundancia Cíclica) que sirve para comprobar errores en el paquete.

Figura 33. Formato de transferencia de datos, mediante protocolo X”MODEM” 1K



Fuente: Autor.

Para el cálculo del CRC dentro del protocolo X”MODEM”, se realiza una división entre los datos y un polinomio base de CRC (para esta comunicación se utiliza: $CRC = X^{16} + X^{12} + X^5 + 1$ o en binario $CRC = 10001000000100001$) y el resultado final de esta división será el CRC final que se transmitirá en los dos “bytes” finales de la trama tal como se muestra en la figura 33. El dispositivo receptor debe calcular el CRC de recepción sobre los 1024 “byte”s de datos y los dos de CRC y el resultado debe ser cero, en caso contrario el paquete tiene errores y el transmisor debe repetirlo. Para informar de esta situación el receptor envía un NACK.

En caso de que la comprobación CRC del paquete sea exitosa el receptor responderá con un ACK y el transmisor enviará el siguiente paquete. La comunicación finaliza con un EOT que el transmisor envía al receptor a la cual el receptor debe responder ACK.

3.10.4 Comunicación a través de un “MODEM” externo

Un “MODEM” es un dispositivo DCE (Data Communications Equipment) lo cual significa que se trata de un conversor de señales, todos los “MODEM”s pueden trabajar con comandos básicos llamados “HAYES” con los cuales pueden ser configurados y controlados. Todos los comandos de este protocolo comienzan por AT y terminan con CR (cambio de línea y retorno de carro, aunque este último carácter es configurable).

A pesar de ser normalizados este tipo de comandos, existen comandos diferentes en función del tipo de “MODEM”, por lo que siempre es necesario revisar en el manual los comandos del “MODEM”. Cuando un “MODEM” recibe la llamada de otro, lo primero que realiza es negociar la velocidad de transferencia en BPS, el modo de compresión de datos y el código de corrección de errores (CRC) y establecen comunicación a esa velocidad y con los demás parámetros. Si se desea configurar el “MODEM” para que arranque con los parámetros de usuario, primero hay que enviar los comandos de la configuración correspondiente y luego guardarlos en la RAM no volátil.

Dentro de todos los módems existe un conjunto básico de instrucciones. Afortunadamente los programas y sistemas operativos actuales facilitan hacer una llamada con sólo oprimir un botón en la pantalla. A continuación en la tabla 5, están las instrucciones más utilizadas, las cuales se aplican a la mayoría de los módems.

Se han escogido los comandos que son comunes a la mayoría de los módems compatibles con Hayes y los que más se utilizan, se muestran en la tabla 5.

Tabla 5. Listado de comandos AT más utilizados en la comunicación con el “MODEM”.

COMANDO	CARACTERÍSTICAS
ATA	1) Se pone en modo respuesta y espera una señal portadora del “MODEM” remoto. 2) Espera S7 segundos y colgará si no se detecta portadora.
ATDnúmero	1) Descuelga y llama al número de teléfono solicitado.

	2) Espera un tono de llamada antes de marcar: 2.1) Si no se detecta ese tono en S6 segundos, el "MODEM" devuelve código de resultado "no dial tone" 2.2) Si se detecta el tono el "MODEM" espera S7 segundos 2.2.1) Si no establece conexión el "MODEM" vuelve al estado de comandos 2.2.2) Si se establece conexión el "MODEM" entra en el estado on-line.
ATE	Eco Los comandos introducidos en el "MODEM" vuelven por eco al PC (por defecto).
ATH	Descuelga el teléfono: Normalmente se utilizan: 1) Un segundo silencio 2) +++ 3)ATH
ATI	Revisa la ROM del "MODEM" (checksum)
ATL	Programa el volumen del altavoz
ATM	Programa conexión/desconexión del altavoz
ATO	Vuelve a estado on-line desde el estado de comandos. Nota: permite retomar una conexión ya en marcha
ATQ	Programa los códigos de resultado a ON/OFF
ATS	Visualiza/cambia contenidos de los registros S
ATV	Envía códigos de resultado en palabras o números
ATW	Envía "códigos del progreso de la negociación" progreso en control de errores y de las negociaciones de compresión entre los "MODEM"s
ATX	Programa códigos de resultado Nota: ATX0 emplea OK, CONNECT, RING, NO CARRIER y ERROR. ATX1 emplea CONNECT velocidad
ATZ	Reinicio
AT&C	Programa detección de portadora
AT&D	Programa control de DTR
AT&K	Programa control de flujo
AT&W	Almacena perfil configuración del usuario
AT&Y	Especifica que perfil de configuración usuario de los almacenados se va a utilizar

Para el equipo de monitorización HUCOM v1.3, iniciar una comunicación con el "MODEM" externo ¹³, significa enviar a 19 200 baudios en caracteres ASCII los comandos ATZ y ATS0=1, para configurar la velocidad por defecto a 19 200 baudios, reiniciar y poner al "MODEM" en auto-respuesta, para que este dispuesto a recibir llamadas. Una vez ingrese o detecte el "MODEM" una llamada telefónica, se sincroniza con el receptor a una velocidad de 19 200 baudios, y el "MODEM" envía al microcontrolador la palabra ASCII CONNECT 19 200 y de esta manera, ya se pueden transferir en forma bidireccional los datos.

¹³ El MODEM externo utilizado dentro del HUCOM V1.3 es un ACORP M56 EMS, 9VAC-0.8A.

3.11 SISTEMAS DE RESPALDO CON BATERIAS

Actualmente existen varios tipos de baterías recargables que dominan el mercado: las baterías de plomo, las de Níquel-Cadmio y las de Litio-metal, entre otras. Las baterías de plomo son utilizadas en los automóviles pero sólo destinadas a cubrir las necesidades de arranque, iluminación e ignición (no tienen suficiente energía para mover el coche). Las baterías de níquel-cadmio a falta de mejores baterías, se emplean en artículos de electrónica de consumo como videocámaras y ordenadores o teléfonos móviles.

Cualquier usuario de estas baterías podría dar testimonio de la necesidad de una mejora técnica de estas baterías (se descargan solas muy rápidamente y presentan un peculiar efecto de memoria que reduce su capacidad en forma permanente). Además de la necesidad de mejoras técnicas en las baterías actuales, los usuarios deben saber que los elementos que las componen son altamente contaminantes, especialmente el plomo y el cadmio, y que en el caso de este último, los procesos de reciclado no están bien establecidos. Sin embargo, la demanda del mercado de baterías recargables es previsible que siga creciendo tanto a corto como a medio plazo. Así, la búsqueda de baterías más ligeras y de mayor densidad de energía para el mercado de la electrónica de consumo es una necesidad urgente. Para el equipo a construir, se seleccionaron baterías recargables de gel de plomo por: la sencillez en el sistema de carga, la oferta en el mercado local y el precio.

Para determinar el tipo de batería recargable, que se debe utilizar en este proyecto se tiene que determinar el consumo de energía de la tarjeta control, donde el requerimiento de corriente promedio medido es menor a 15 mA, por tanto una estimación rápida utilizando una batería de 12V/7AH, permitirá una autonomía de 19 días aproximadamente, pero, con un seguimiento de su estado se determinó que no tiene una relación lineal tensión-carga y por tanto se determinó experimentalmente que este equipo tiene una autonomía entre 5-8 días. En sitios en donde no se necesite demasiada autonomía como en sectores urbanos se recomienda utilizar una batería de 12V/1,2AH, los dos modelos de baterías que se pueden utilizar en el HUCOM V1.3, se muestran en la figura 34.

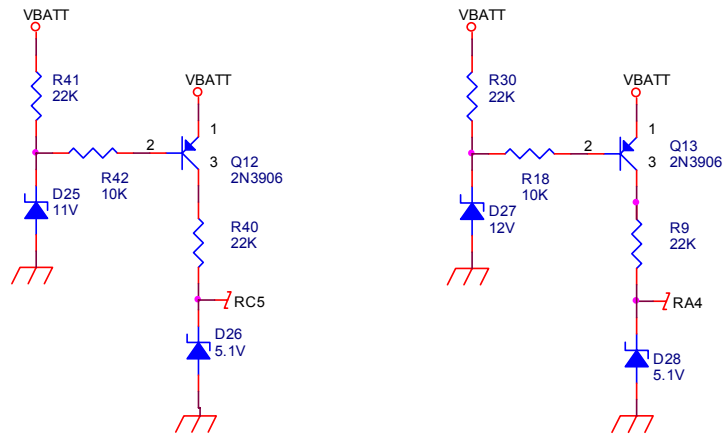
Figura 34. Modelo de las baterías recargables de gel de Plomo de 1,2 y 7 A/H



Fuente: Autor.

Esos acumuladores tienen la ventaja de ser impermeables y sin mantenimiento (electrolito gelificado). La tensión nominal de un acumulador con plomo es de 2 voltios por elemento o celda. La recarga de un acumulador con plomo se efectúa con un corriente cuya tensión tiene que ser constante y que no debe sobrepasar 2,3V por celda, a una temperatura de 20°C. Este tipo de acumuladores con plomo nunca deben ser cargados constantemente, ni ser almacenados descargados: la tensión mínima no puede ser menor de 1,75V por celda si no el acumulador experimentará daños irreversibles, por tal motivo dentro de la tarjeta de control se construyeron circuitos de detección de batería baja, de batería con carga completa, además de hacer un sistema de carga a tensión constante. En el caso de una utilización continua, esas baterías tienen una duración de vida de 3 a 6 años. Se recomienda hacer un reemplazo de la batería cada 3 años aunque parezcan en buen estado.

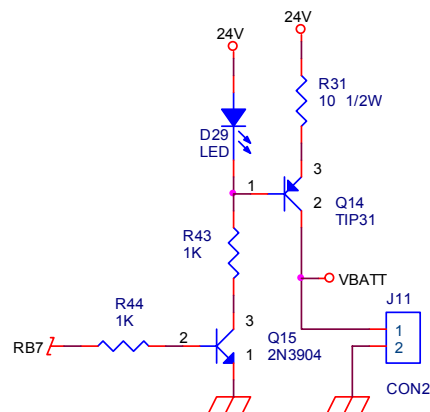
Figura 35. Circuitos de detección de tensión baja y de tensión plena de la batería.



Fuente: Autor.

Las baterías de 12V/7HA o de 1,2 AH seleccionadas para el equipo, tienen 6 celdas de 2V, en donde cada celda no puede bajar de 1,75V y no puede sobrepasar 2,3 V por celda, es decir, la tensión en la batería no puede ser inferior a 10,5 V y cuando este en full carga no debe pasar de 13,8 V, dado que si se pasa de esos límites la batería sufrirá daños irreversibles. En las figura 35 y 36, se muestran los circuitos de detección de tensión bajo de batería y de detección de plena carga, así como el circuito cargador que solo se activa cuando la tensión de la batería este por debajo del valor mínimo y dejará de cargar cuando el detector de batería con plena carga se active.

Figura 36. Circuitos del cargador de la batería.



Fuente: Autor.

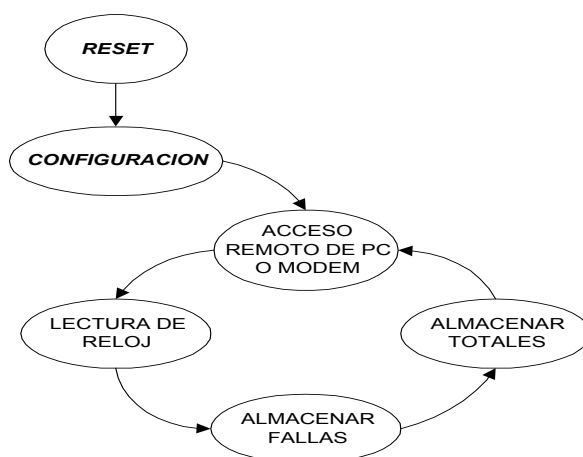
3.12 PROGRAMACIÓN Y FUNCIONES GENERALES QUE DEBE REALIZAR EL MICROCONTROLADOR.

El programa del microcontrolador se diseño dividido en bloques principales, que serán los encargados de hacer el llamado a todas las demás subrutinas dentro del mismo programa. El diagrama de bloques y el diagrama de flujo del programa principal, se muestra en la figura 37. Una vez el microcontrolador entre de una condición de reinicio, las actividades que debe realizar el microcontrolador se describirán a continuación.

3.12.1 Programa principal

Una vez se conecte o se reestablezca de una condición de reinicio, el programa del microcontrolador debe configurar los puertos de entrada y salida, leer las posiciones de memoria en donde están los datos de configuración y los parámetros de detección de las fallas, para luego preguntar si existe alguna comunicación sea serial directa al PC ó a través de un “MODEM”, si es sí establece toda una subrutina para la comunicación, si no, leerá el reloj en tiempo real para actualizar la fecha y la hora del microcontrolador, seguidamente de actualizar la fecha y la hora, preguntará si se esta en una condición de almacenar fallas y posteriormente preguntará si debe actualizar los totales registrados. Las tareas que debe realizar el microcontrolador en cada uno de estos bloques son los siguientes:.

Figura 37. Diagrama de bloques de las funciones primarias que debe realizar la UCP o tarjeta de control



Fuente: Autor.

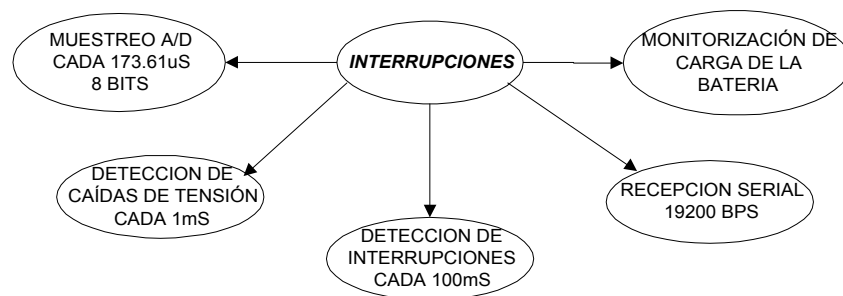
- *CONFIGURACION: Declara los pines de entrada y salida que se utilizan y configura todos los módulos necesarios para el programa, así como la configuración de todas las interrupciones.*
- *ACCESO REMOTO DE PC O "MODEM": Esta rutina gestiona la comunicación entre el microcontrolador y el PC. En ella se realiza la descarga de datos y/o parámetros, actualización del reloj/calendario por "software" y la monitorización en línea de la tensión de cada fase, así como el estado de la batería.*
- *LECTURA DE RELOJ: Dado que la máxima resolución del tiempo en el reloj en tiempo real es de 1 segundo, la lectura del mismo se realiza cada 500ms, esto con el fin de conocer la fecha actual para que este disponible al momento de registrar una falla.*
- *ALMACENAR FALLAS: Guarda en la memoria serial no volátil los datos necesarios para registrar una falla que ha finalizado. Cabe resaltar que los datos que se registran en la memoria, sólo lo hace cuando se ha despejado la falla que previamente cumplió con las condiciones impuestas en la detección, es decir, si el límite de tiempo de la falla esta en un minuto, por ejemplo, sólo se registrarán en memoria la interrupciones de tensión mayores a un minuto.*
- *ALMACENAR LOS TOTALES: Dado que los totales que se llevan dentro de la tarjeta se están guardando en la memoria EEPROM del microcontrolador, para evitar el desgaste y aumentar la vida útil del microcontrolador, las actualizaciones de los valores totales del número y la duración de interrupciones y caídas de tensión, se actualizarán cada 10 minutos o cada vez que se entre de una condición de reinicio.*

En la figura 39 se muestra el diagrama de flujo de las principales actividades que debe realizar el microcontrolador constantemente en le programa principal. Debido a lo extenso y a la complejidad del programa, el código fuente del programa estará en un anexo E de este texto, esto para una mayor información de las acciones y tareas específicas que esta realizando el microcontrolador.

3.12.2 Interrupciones del programa

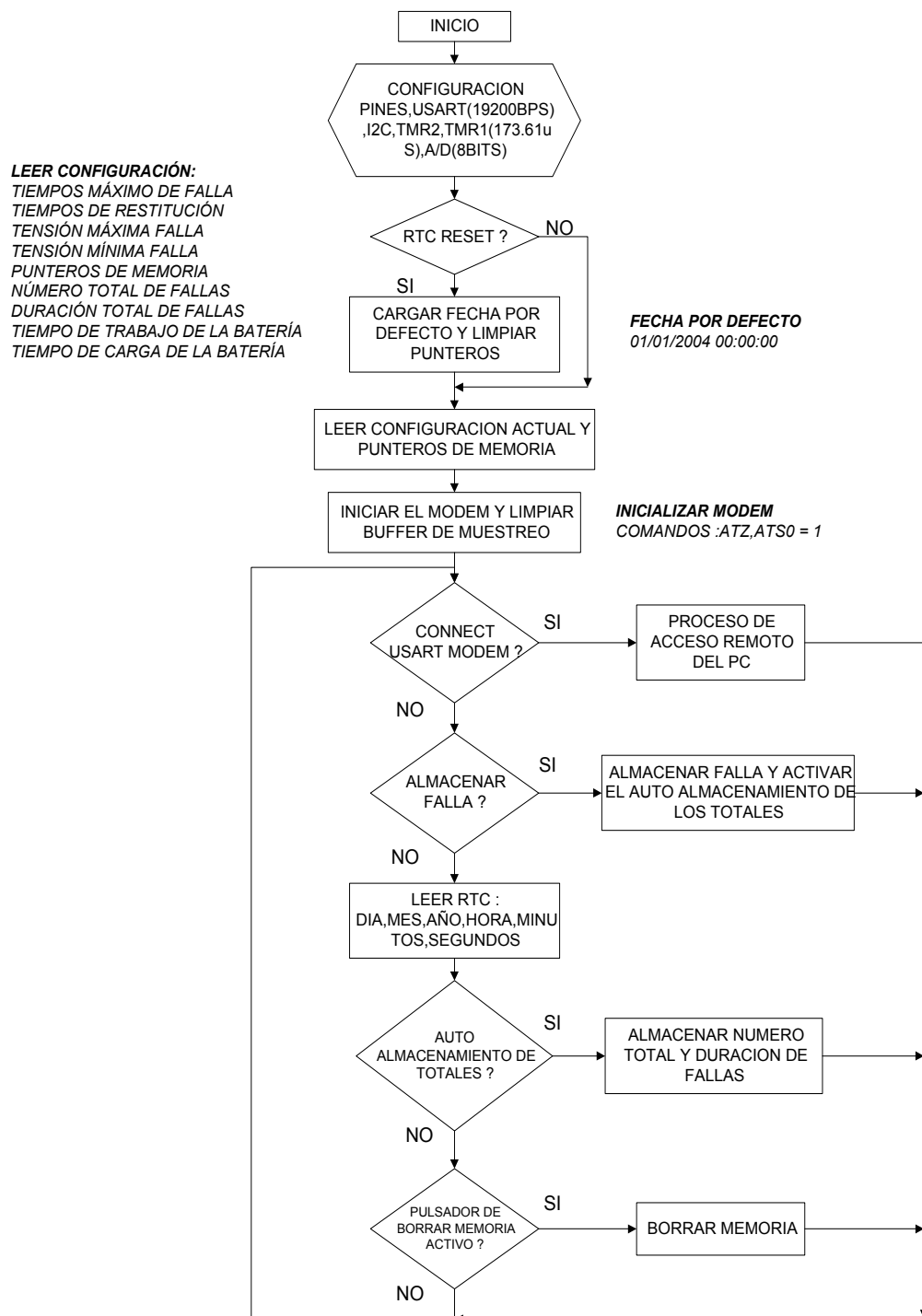
Las interrupciones del programa, están destinadas sincronizar las tareas específicas que se deben realizar dentro de la UCP y por tanto para salir de ellas se debe cumplir que ya se realizó la acción que se tiene que hacer o en el caso de las comunicaciones que ya haya transcurrido un tiempo sin tener respuesta en la terminal de comunicación. A continuación se describirá en forma breve las características de cada una de estas interrupciones, las cuales se muestran en el diagrama de bloques de la figura 38.

Figura 38. Diagrama de bloques de las interrupciones incorporadas



Fuente: Autor.

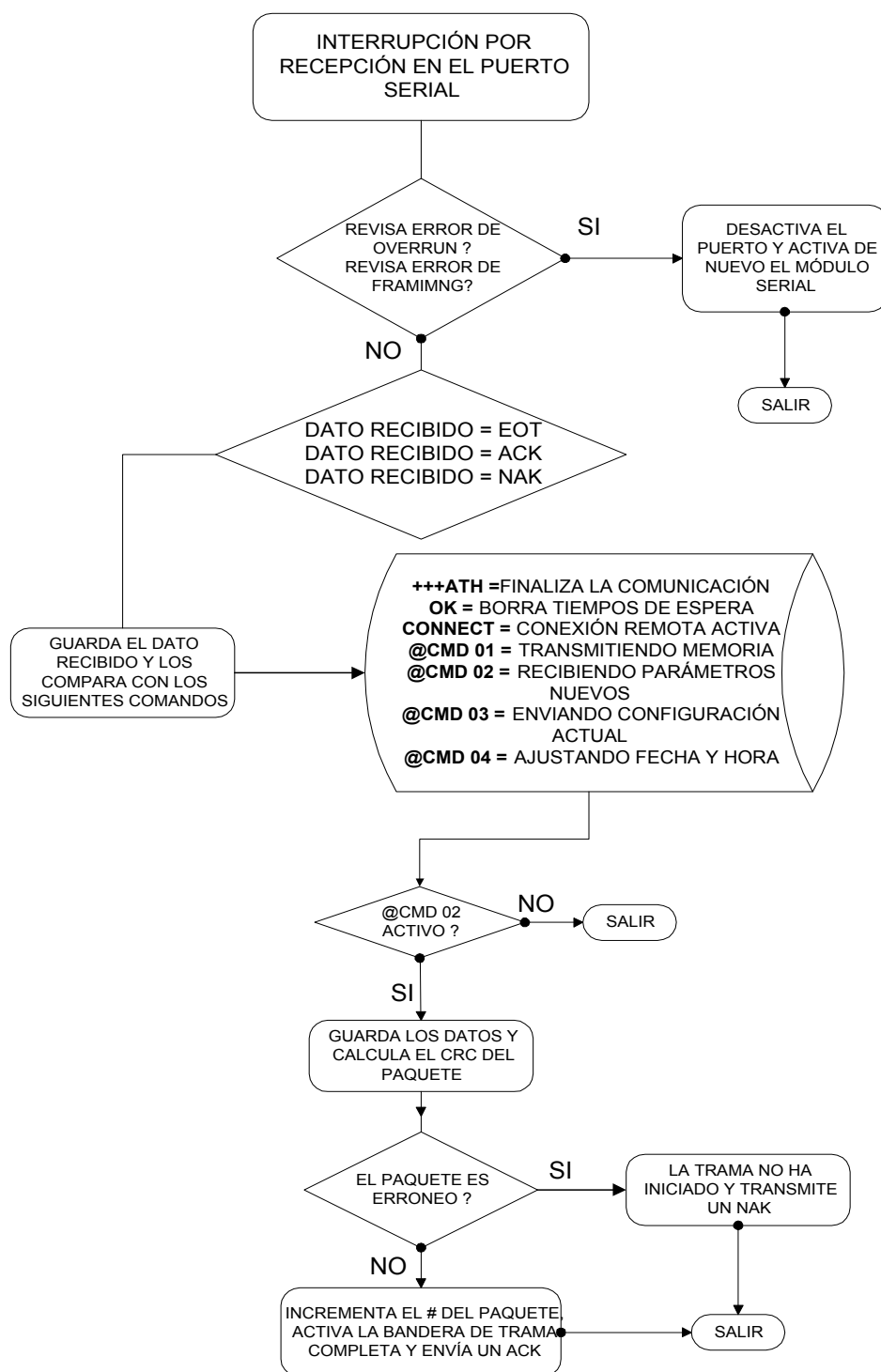
Figura 39. Diagrama de flujo del programa principal de la UCP o de la tarjeta de control



Fuente: Autor.

- *MUESTREO A/D CADA 173.61 μ s 8 "BIT"S: El TMR1 esta programado para que en conjunto con el conversor A/D estime el valor eficaz de cada canal analógico, así como la comparación con los porcentajes programados, para así, de esta forma determinar si se considera o no dentro del rango de falla. El valor de 173.6 μ s, se obtiene de tomar el tiempo de medio periodo de la onda de tensión, dividirlo en tres dado que se deben muestrear tres fases y ese valor dividirlo en la cantidad de muestras tomadas por fase en un semiciclo que son 16.*
- *DETECCION DE CAÍDAS DE TENSIÓN: Cada milisegundo, se revisa si el tiempo de falla o de restitución se han cumplido para verificar que realmente se encuentra en una condición de caída de tensión o si ya se restituyó el sistema, para de esta manera validar la falla como una caída de tensión.*
- *DETECCION DE INTERRUPCIONES: Al igual que en el caso anterior, cada 100 ms se revisa si el tiempo de falla o restitución se han cumplido para validar la falla como interrupción del servicio de energía eléctrica.*
- *RECEPCION SERIAL: a una velocidad de 19200 bps, cada dato recibido se procesa en dos formas: como comando AT o como dato de una trama de X"MODEM", esta interrupción es una de las más elaboradas y su diagrama de flujo se muestra en la figura 40.*
- *MONITORIZACIÓN DE LA CARGA DE LA BATERIA: Revisa los niveles de tensión de la batería, para determinar si esta en un nivel bajo o si la batería ya se cargó completamente, para así accionar o apagar el cargador de baterías.*

Figura 40. Diagrama de flujo de la interrupción serial en el puerto de comunicaciones



Fuente: Autor.

CAPÍTULO 4.

DESARROLLO DE LA INTERFAZ GRÁFICA DEL HUCOM Y DISEÑO DE OTROS PROTOTIPOS

En este capítulo, se presentará la estructura del programa desarrollado para el análisis de las interrupciones y caídas de tensión. Este programa fue desarrollado en la plataforma Visual Basic 6.0, con el fin de tener una interfaz gráfica en donde se puedan descargar y procesar los datos almacenados, configurar o modificar los parámetros de medición y detección de las interrupciones y caídas de tensión.

Al describir las características básicas del programa, se realiza una descripción detallada de la interacción de la interfaz gráfica con el usuario. También se establecerá la forma de instalación del programa, así como, las funciones básicas que realizan los formularios utilizados dentro del programa. El código completo del programa desarrollado así como el manual del usuario se presenta en los anexos F y G.

4.1 CARACTERÍSTICAS DEL PROTOTIPO

El equipo construido consta de un “hardware” y una interfaz gráfica llamada HUCOM SW elaborada en Visual Basic 6.0, estos componentes interactúan entre si mediante una comunicación serial directa entre el equipo y un computador; también se puede realizar una comunicación serial a través de la línea telefónica por medio de un MODEM externo.

El HUCOM V1.3 se comunica en forma directa con el PC mediante un protocolo XMODEM 1K tal como se mostró en el capítulo anterior. En cuanto al aspecto gráfico de la descarga de datos y de interacción con el usuario, el equipo realiza las siguientes funciones:

- Configura los parámetros de medición y detección.
- Actualiza la fecha y la hora.
- Descarga los datos por un puerto serie, en un formato compatible con la plataforma Excel.

Adicionalmente la plataforma de Visual Basic 6.0, permite incorporar nuevas funciones como calcular, configurar y analizar la información que se descarga del prototipo. Estas funciones permiten realizar las siguientes acciones:

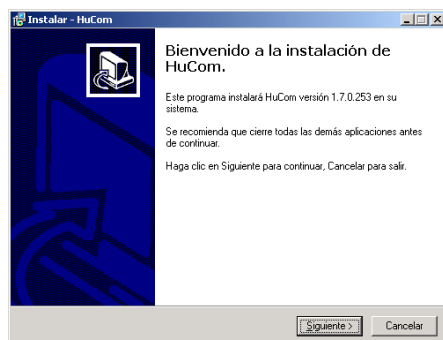
1. Configurar todos los parámetros de medición.
2. Sincronizar la fecha y la hora con el equipo PC con el cual se esta comunicando.
3. Descargar los datos en una página de Excel en donde se pueden acceder a las interrupciones programadas.
4. Seleccionar las fallas por tiempo y una herramienta extra para calcular los índices DES y FES.
5. Realizar la monitorización y visualización gráfica del valor eficaz de la onda de tensión de cada una de las fases, tal como se muestra en la Figura 36.
6. Indicar los ciclos de trabajo y de carga de la batería que se tiene de respaldo del sistema.
7. Indicar en forma gráfica el nivel de ocupación de cada uno de los bancos de memoria no volátil.
8. Comunicarse remotamente vía telefónica con el equipo de medición mediante un MODEM externo, con una velocidad de transmisión de 19 200 Baudios.

4.2 INSTALACIÓN DEL PROGRAMA DE LA INTERFAZ GRÁFICA HUCOM SW

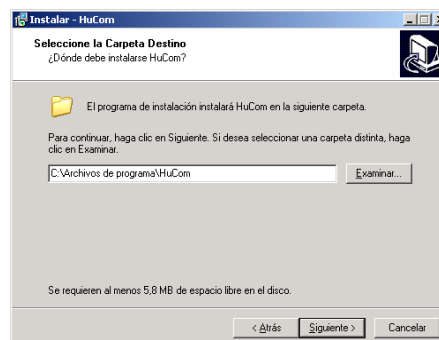
Para realizar el proceso de instalación de la interfaz gráfica del equipo de medición, se debe ejecutar el archivo Setup.exe en el CD de instalación y luego seguir las instrucciones del asistente de instalación, las ventanas del asistente se muestran en la figura 41.

Una vez instalado la interfaz gráfica, se debe correr el programa haciendo doble “clic” en el archivo ejecutable (Hucom.exe) desde la dirección en donde fue grabado.

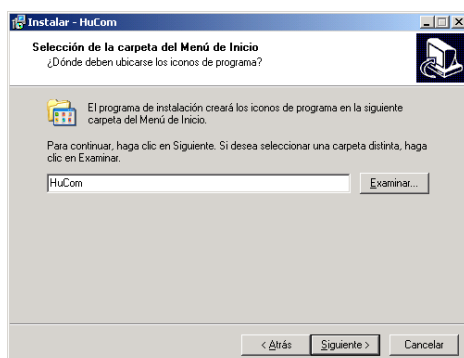
Figura 41. Asistente de ayuda para la instalación de la interfaz gráfica



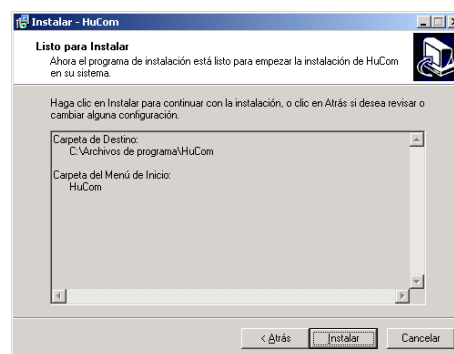
(a) Pantalla de bienvenida.



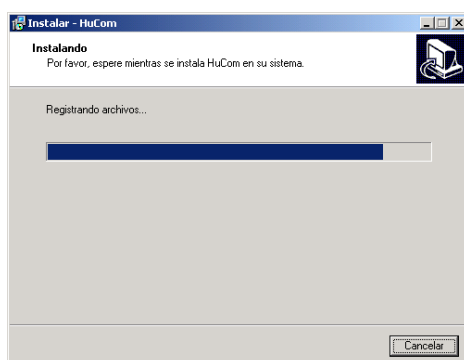
(b) Pantalla de selección de directorio de instalación.



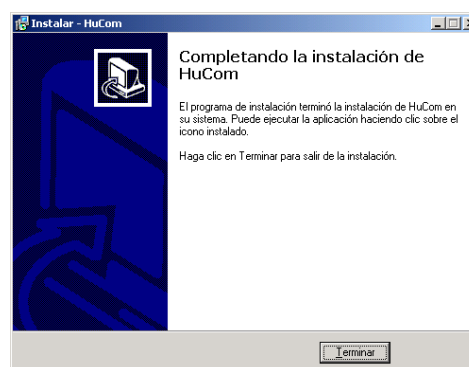
(c) Pantalla de selección de accesos en menú inicio.



(d) Pantalla del listado de componentes a instalar.



(e) Pantalla de progreso de instalación.



(f) Ventana de información de instalación completada.

Fuente: Autor.

4.3 ESTRUCTURA DE LA INTERFAZ GRÁFICA DEL HUCOM SW DEL EQUIPO DE MEDICIÓN

La estructura interna del programa de la interfaz gráfica del HUCOM SW, permite la realización de tareas previamente definidas en donde su primer objetivo es establecer la comunicación con el equipo de monitorización en forma serial o vía MODEM, bajo un protocolo Xmodem1K que utiliza internamente un código de redundancia cíclica CRC en un formato de 16 bits.

Una vez establecida la comunicación del PC con el equipo de medición, y dependiendo de lo que el usuario requiera, el programa deberá realizar tareas específicas, algunas de las cuales son: descargar los datos almacenados en el equipo, configurar los parámetros de medición, sincronizar o actualizar la hora, calibrar las mediciones, mostrar gráficamente las mediciones actuales. Cada una de estas funciones y de las subrutinas utilizadas en el programa se muestran en las tablas 6 y 7. Adicionalmente, en el anexo E son descritas cada una de estas funciones y subrutinas.

Tabla 6. Resumen de los formularios utilizados dentro de la interfaz gráfica

frmMain2	Es la ventana principal de la aplicación. Es el formulario más complejo de todos, contiene la barra de herramientas que se genera en tiempo de ejecución, la barra de estado, los indicadores superiores y las fichas estado y parámetros.
frmCalibracion	Formulario que es mostrado durante el proceso de calibración. Es llamado desde el formulario principal y luego devuelve a éste los nuevos parámetros de configuración acordes a la calibración realizada.
frmEstadoT	Este es un pequeño formulario que muestra el estado de la transferencia que paquetes desde el Hucom HW.
frmProgreso	Este formulario muestra el progreso del procesamiento de los datos una vez son adquiridos desde el Hucom HW.

Tabla 7. Resumen de los módulos o subrutinas más utilizados dentro de la interfaz gráfica

mCmnDlg	Contiene las funciones básicas para utilizar los formularios comunes del sistema para preguntar por nombres de archivos al abrir o guardar.
mDatos	En este módulo se encuentra declaradas las funciones generales que tienen que ver con el procesamiento de los datos que se envían y reciben.
mFrmMain	Contiene el código relacionado directamente con el formulario frmMain. Este módulo realiza el manejo del código contenido dentro del propio formulario.
mGenerales	Este módulo contiene variables y funciones generales a todos los módulos. EJ. Pintar Grafica (que crea un gráfica en Excel), Procesar Archivo (que lee e interpreta el archivo de datos obtenidos del Hucom HW), etc.
mPorts	Contiene funciones generales relacionadas con la detección y control de los puertos seriales.
mPrincipal	Contiene las subrutinas de iniciación de la aplicación, algunas variables globales y funciones generales de iniciación de variables y parámetros globales.
mRegistry	Contiene todas las funciones necesarias para el manejo del registro de Windows, las cuales son útiles para recordar los últimos valores suministrados por el usuario en los parámetros de la comunicación. (Puerto, Modem, Teléfono)

La comunicación se inicia cuando el Hucom SW (SW = “software” ó interfaz gráfica) envía por el puerto la palabra CONNECT, en ese momento el Hucom HW (HW= “Hardware” o HUCOM V1.3) detecta la presencia del SW. Por las características de la monitorización y para el aseguramiento de la comunicación entre el HW y el SW, el HW una vez conectado envía permanentemente los valores muestreados y la información de fecha, tiempo de carga y de uso, los que son utilizados por el Hucom SW para detectar que aún el canal de comunicación está establecido. Así mismo, el Hucom SW envía permanentemente el texto OK para manifestarle al Hucom HW que el canal de comunicación continúa conectado sin problemas. Es entonces evidente que si en algún momento se detecta la no presencia de mensajes en un sentido u otro se considera que la comunicación ha finalizado. En caso de generarse un fin de comunicación inesperado o incluso uno normal, espera un minuto antes de intentar nuevamente establecer una

comunicación, porque puede que el HW no haya detectado aún el fin de una comunicación.

Siempre que se solicita un paquete de datos o se envía uno al Hucom HW se reintenta 5 veces con un intervalo de 2 segundos entre intentos para garantizar la comunicación. Los comandos utilizados por el programa (SW) para establecer la comunicación con el equipo de monitorización (HW), se muestran en forma resumida en la tabla 8.

Tabla 8. Listado de comandos utilizados entre el PC y la tarjeta de control del HUCOM V1.3

@CMD01@	Enviado desde el Hucom SW al Hucom HW para que este último empiece la transmisión de los datos de las fallas capturadas.
@CMD02@	Enviado por el Hucom SW para preparar al Hucom HW para la recepción del paquete de datos de configuración.
@CMD03@	Enviado por el Hucom SW para que el Hucom HW envíe un paquete de datos con la configuración actual y actualice la fecha y hora con el PC con el cual esta conectado.

4.4 VENTANAS DE TRABAJO DENTRO DE LA INTERFAZ GRÁFICA

La interfaz gráfica HUCOM SW del prototipo Hucom V1.3, tiene dos páginas o funciones fundamentales, una ventana de estado y una ventana de parámetros, dentro de la cual existe un menú oculto para realizar la calibración del equipo. Al estar en cualquiera de las dos ventanas, el programa presenta una serie de íconos de funciones predefinidas con las cuales el usuario puede realizar tareas en el momento que él crea conveniente. Los elementos de la barra de botones de la ventana principal se muestran en la tabla 9.

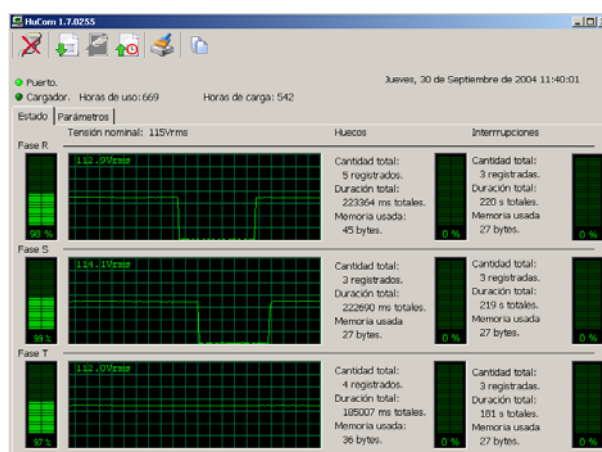
Tabla 9. Listado de símbolos utilizados en la interfaz gráfica del prototipo.

	Conectarse al Hucom. Utilizando los parámetros etiquetados como parámetros del puerto en la ficha parámetros.
	Desconectarse del Hucom.
	Descargar los datos del Hucom.
	Subir parámetros y reiniciar la memoria.
	Limpiar gráficos y valores estadísticos.

4.4.1 Ventana de estado

En esta pagina el usuario tiene la posibilidad de monitorizar en forma gráfica el valor eficaz de cada una de las fases, el porcentaje de ese valor eficaz con respecto al valor nominal previamente establecido, se muestra la fecha y hora actual del equipo, que esta determinada por el reloj en tiempo real DS1307, los ciclos de carga y de trabajo de la batería de respaldo con el objeto de determinar su vida útil y en esta misma ventana se muestran las interrupciones y las caídas de tensión registradas en cada uno de los bancos de memoria así como la duración total de los mismos, mostrando el nivel de ocupación en porcentaje. Esta ventana se muestra en la Figura 42.

Figura 42. Ventana principal de Hucom – Ventana o ficha de estado.

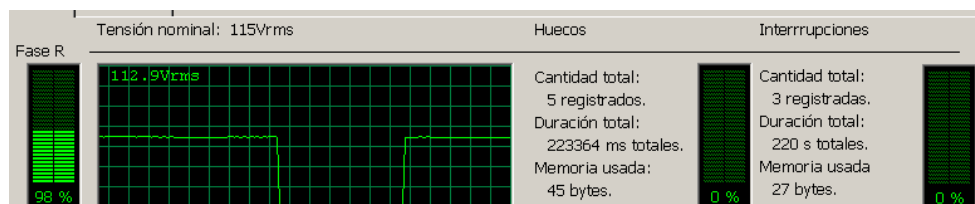


Fuente: Autor.

En la ventana de la figura 42 se muestran cuatro tipos de información: los dos primeros son gráficos con el valor en porcentaje del valor eficaz de la tensión medido con respecto al valor nominal y la segunda es la evolución del valor eficaz

en el tiempo; la otra información presentada es el número y la duración total de las interrupciones y caídas de tensión que se han presentado en el periodo de muestreo. Todos los anteriores datos se muestran de igual manera para cada una de las fases. En la figura 43, se muestra la información gráfica que se presenta para una de las fases (fase R).

Figura 43. Indicadores del nivel de tensión para cada fase (fase R).



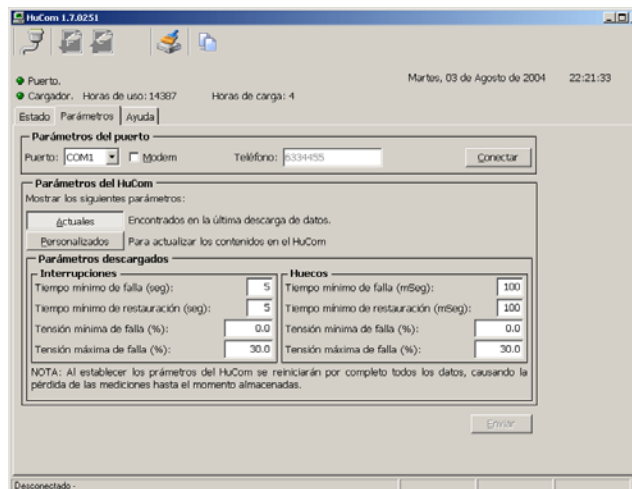
Fuente: Autor.

4.4.2 Ventana de parámetros

En esta ficha se pueden especificar los parámetros del puerto de comunicaciones (**Parámetros del puerto**) y los parámetros generales para la detección de la fallas en el Hucom (**Parámetros del Hucom**).

En los parámetros del puerto se define el tipo de comunicación que se va a utilizar, si es una comunicación serial simplemente se dará clic en el icono de comunicación serial directa al PC , para establecer este tipo de comunicación previamente en el PC, se debe configurar el puerto a utilizar y la velocidad de transferencia a 19200 bps; para realizar una comunicación alámbrica por teléfono, se debe seleccionar la opción de MODEM y definir el número telefónico al cual se debe comunicar; al otro lado de la línea debe estar el equipo medición conectado a través de un MODEM externo a una línea telefónica. A diferencia de la comunicación anterior la velocidad de transferencia se ajusta automáticamente en el momento que se establece la comunicación. La ventana de parámetros se muestra en la Figura 44.

Figura 44. Ventana de ajuste de los parámetros de la medición y de la comunicación por vía MODEM.



Fuente: Autor.

4.4.2.1 Parámetros del Hucom

De acuerdo a los objetivos del proyecto, los parámetros para identificar y determinar el tipo de fallas a registrar pueden ser modificados o ajustados por el usuario del equipo. Basados en el modelo de la falla planteado en el numeral 3.6, los parámetros que se pueden configurar por los usuarios son: el tiempo mínimo de falla, el tiempo mínimo de restauración, la tensión mínima de falla, la tensión máxima de falla; tanto para caídas de tensión como para interrupciones de tensión. Cabe hacer la aclaración que en el momento de realizar cambios en los parámetros de medición, previamente se debe realizar la descarga de datos y luego hacer el cambio de parámetros, pues de esta manera se garantiza que todos los datos registrados en los bancos de memoria se obtuvieron bajo las mismas condiciones de detección.

4.4.2.2 Tiempo límite de falla

Es el número de segundos o milisegundos necesarios para que se considere que se ha iniciado una falla, y sirve como filtro para optimizar el espacio disponible en la memoria, recordando que se tiene espacio para registrar 1800 interrupciones y 1800 caídas de tensión, por cada una de las fases.

4.4.2.3 Tiempo límite de restauración

Es el tiempo en segundos o milisegundos necesarios para que se considere restaurada una falla, también es el tiempo que el usuario considere que se está en una condición de postfalla; en sistemas de recierre automático se recomienda un tiempo mayor que la respuesta de un recierre (se recomienda un tiempo entre 20 y 50 ms).

4.4.2.4 Tensión mínima de falla

Corresponde al valor en porcentaje de la tensión nominal, utilizado como límite inferior en la medición de una falla, de acuerdo al modelo planteado. Cuando el valor eficaz de la tensión de alimentación cae a un valor por debajo de 0,1 p.u o 10 %, se considera como interrupción (en otras normativas cambia al 1%). Este valor puede ser ajustado a consideración del usuario del programa.

4.4.2.5 Tensión máxima de falla

Valor en porcentaje de la tensión nominal utilizado como límite superior en la medición de una falla, sirve para determinar si la tensión esta en una condición de falla o para saber si se recupero de una condición de falla y así considerar que la falla se despejo. De acuerdo a las normativas actuales el valor recomendado es del 90%, pero el usuario del programa puede ajustarlo al valor que él considere conveniente.

NOTA: Los valores de tensión mínima de falla y tensión máxima de falla son relativos al valor considerado como 100% o valor nominal que se establece en la calibración del equipo Hucom V1.3.

4.5 CALIBRACIÓN DE LA MEDICIÓN DEL HUCOM V1.3

Debido a que los dispositivos de acondicionamiento de la señal de tensión (transformadores de aislamiento, diodos (Ge) de rectificación y resistencias de precisión), no posee exactamente el mismo valor, es necesario calibrar el equipo de medición para las tres fases. Para lograr lo anterior se estableció un menú oculto activado con los comandos “Alt F8”, en donde el usuario podrá realizar la calibración del equipo con el objeto de obtener mediciones más estables y de que las tres fases compensen los errores generados por los acondicionadores de señal, teniendo en cuenta que este equipo estima el valor eficaz de las ondas de tensión de un sistema trifásico, con el fin de detectar y registrar las interrupciones y las caídas de tensión, con una exactitud del 3%.

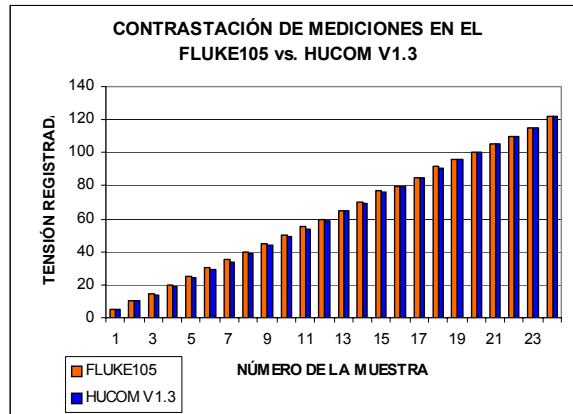
Para realizar el proceso de calibración, se empieza conectando las tres fases a una fuente de tensión de AC lo más estable posible en magnitud y en frecuencia, una vez conectadas las fases al mismo punto de medición, se realiza un promedio de N de lecturas del conversor analógico-digital fijado por el usuario (se recomiendan mas de 20 lecturas); previamente haciendo referencia a la medición eficaz de la tensión con un equipo de medición de la mayor precisión posible y fijando la tensión nominal del sistema de acuerdo al tipo de servicio suministrado por los distribuidores de energía eléctrica, se establecen las tensiones nominales a las cuales se deben suministrar al usuario de acuerdo al tipo de servicio (industrial, comercial o residencial) 120,127 VAC. Por tanto, los límites para identificar las fallas se obtendrán con respecto al valor nominal y no con respecto al valor de referencia para calibrar, esta ventana oculta se muestra en la figura 45.

Figura 45. Ventana de la calibración de la medición del valor eficaz.

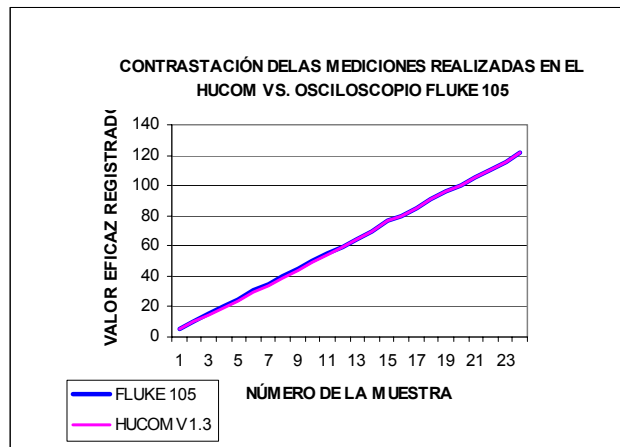
Fuente: Autor.

Para el HUCOM V1.3, se realizaron contrastaciones con equipos de mejor exactitud como lo es el FLUKE 105 de una clase de 0,5, los resultados obtenidos de las medidas realizadas, arrojaron porcentajes de error alrededor del 1%, cuando se trabajan con tensiones cercanas a la nominal y errores de 10% a tensiones menores de 5 voltios, esto debido a que los diodos de rectificación de la señal se encuentran en la zona límite de conducción y de no conducción. En la figura 46, se muestran los resultados de estas contrastaciones.

Figura 46. (a), (b): Contraste de las mediciones del equipo HUCOM V1.3 vs. un osciloscopio FLUKE 105



(a)



(b)

Fuente: Autor.

4.6 PROCESAMIENTO DE LOS DATOS ADQUIRIDOS CON EL EQUIPO DE MONITORIZACIÓN HUCOM V1.3

Una vez dentro de la interfaz y establecida la comunicación con el equipo de medición, a solicitud del usuario se puede descargar la información almacenada en el equipo de medición, haciendo “clic” en botón de  (Descargar datos al PC), la interfaz descargará los datos en dos archivos uno de respaldo en un formato de texto (.txt) y otro en una hoja de EXCEL ¹⁴ en donde empezará a realizar un procesamiento de los datos obtenidos y el usuario tendrá la posibilidad de filtrar la información de las interrupciones y las caídas de tensión por tiempo, así como

¹⁴ La plataforma de EXCEL compatible con la interfaz, debe pertenecer a Office 2000 u Office XP de Microsoft.

obtener la información del costo de las compensaciones en ese periodo de tiempo. Se realiza el cálculo del valor de las compensaciones que se deben hacer a los usuarios por los índices DES o FES en el caso Colombiano. En el caso que el circuito monitorizado tenga interrupciones del servicio programadas o de fuerza mayor, éstas se pueden eliminar del listado de fallas y volver a realizar los cálculos. Para mayor seguridad de los datos obtenidos, esta hoja de Excel ha sido protegida con un código de acceso de 6 cifras para que solo pueda tener acceso a la información personal autorizado.

En las figuras 47, 48, 49, 50 y 51 se muestran los formularios dentro de las hojas de Excel necesarios para realizar las compensaciones, así como los resultados gráficos del procesamiento de los datos obtenidos. En la hoja mostrada en la figura 48, se muestra el periodo de monitorización, el total de los índices DES y FES registrados en el periodo de monitorización, así como, la cantidad total de interrupciones y caídas de tensión registradas. Estos valores variarán una vez se descuenten las interrupciones y caídas de tensión programadas o de fuerza mayor. Después de este pequeño resumen se mostrará el detalle de cada uno de los eventos registrados en cada una de las fases, mostrando información del momento de inicio de la interrupción y de su duración.

Figura 47. Hoja principal en EXCEL, en donde se descargan los datos de la memoria

TABLA DE RESULTADOS					
PERIODO DE MEDICIÓN		FECHA INICIAL		FECHA FINAL	
		16/10/2004 11:29:13		16/10/2004 11:45:40	
INTERRUPCIONES DE TENSION	FASE R	FASE S	FASE T		
FES	5	5	5		
DES (Seg)	442.30	442.30	442.30		
CAIDAS DE TENSION	FASE R	FASE S	FASE T		
CANTIDAD	0	0	0		
DURACION (mSeg)	0	0	0		
INTERRUPCIONES DE TENSION MAYORES DE "10" SEG.					
FASE R		FASE S		FASE T	
Fecha/Hora	Duración (Seg)	Fecha/Hora	Duración (Seg)	Fecha/Hora	Duración (Seg)
16/10/2004 11:34:07	10.7	16/10/2004 11:34:07	10.7	16/10/2004 11:34:07	10.7
16/10/2004 11:34:53	16.3	16/10/2004 11:34:53	16.3	16/10/2004 11:34:53	16.3
16/10/2004 11:36:00	13.5	16/10/2004 11:36:00	13.5	16/10/2004 11:36:00	13.5
16/10/2004 11:36:30	29.3	16/10/2004 11:36:30	29.3	16/10/2004 11:36:30	29.3
16/10/2004 11:38:48	372.5	16/10/2004 11:38:48	372.5	16/10/2004 11:38:48	372.5
CAIDAS DE TENSION MAYORES DE "50" mSEG.					
FASE R		FASE S		FASE T	
Fecha/Hora	Duración (mSeg)	Fecha/Hora	Duración (mSeg)	Fecha/Hora	Duración (mSeg)

Fuente: Autor.

En la parte inferior de la hoja principal se muestra un formulario necesario para clasificar las interrupciones y las caídas de tensión por su duración, y poder ajustar los valores de las penalizaciones, para realizar el cálculo de las compensaciones que se deben realizar a los usuarios. En este formulario se transformará la duración total de las interrupciones a horas, se establecerá el límite de tiempo de suspensión del servicio en ese periodo de tiempo y se calculará la diferencia (delta), entre el valor registrado y el valor límite, así como el

valor de la compensación por cada una de las fases monitorizadas. Proyectando al futuro y de acuerdo a ciertas similitudes entre las interrupciones y las caídas de tensión, se plantea el mismo formato de cálculo de las compensaciones para las caídas de tensión, tal como se muestra en la figura 48. (En la normatividad actual no existen reglamentaciones concernientes a las compensaciones referentes a las caídas de tensión).

Figura 48. Hoja en EXCEL, en donde se realiza el cálculo de las compensaciones por DES y FES

Penalización por interrupciones (DES)				
Limite DES	Fase R	Fase S	Fase T	Promedio
Valor (Horas)	0.06	0.06	0.05	0.06
Delta	-99.94	-99.94	-99.95	-99.94
Penalización	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Valor límite:	100			
Valor de penalización:	\$1,000.00			
Penalización por interrupciones (FES)				
Limite FES	Fase R	Fase S	Fase T	Promedio
Valor (Unidades)	3.00	3.00	3.00	3.00
Delta	-7.00	-7.00	-7.00	-7.00
Penalización	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Valor límite:	10			
Valor de penalización:	\$1,000.00			
Penalización por huecos (DES)				
Limite DES	Fase R	Fase S	Fase T	Promedio
Valor (Horas)	0.06	0.06	0.05	0.06
Delta	-99.94	-99.94	-99.95	-99.94
Penalización	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Valor límite:	100			
Valor de penalización:	\$1,000.00			
Penalización por huecos (FES)				
Limite FES	Fase R	Fase S	Fase T	Promedio
Valor (Unidades)	5.00	3.00	4.00	4.00
Delta	-5.00	-7.00	-6.00	-6.00
Penalización	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Valor límite:	10			
Valor de penalización:	\$1,000.00			

Fuente: Autor.

En hojas adicionales se muestran los valores totales de las fallas registradas en el equipo de medición y su clasificación por su duración; el tiempo límite será configurado por el usuario en la hoja principal de EXCEL, tal como se muestra en la Figura 49. En la figura 50 se muestra la grafica porcentual de la clasificación de las interrupciones. (El mismo análisis se realiza para las caídas de tensión).

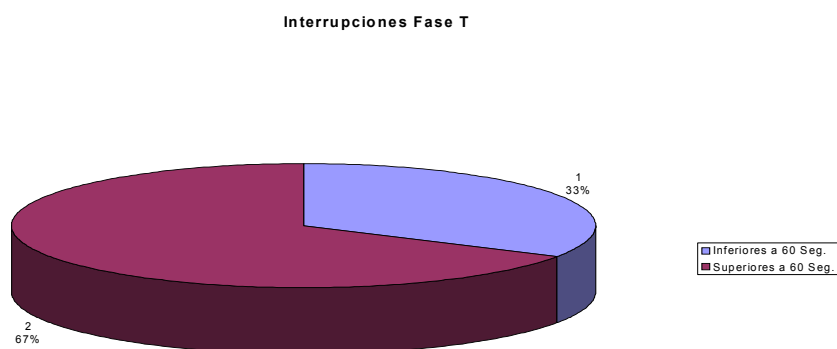
Figura 49. Formulario de EXCEL para la clasificación de las interrupciones o caídas de tensión por su duración.

Límite de las interrupciones de tensión:		10	
	Fase R	Fase S	Fase T
Inferiores a 10 Seg.	4	4	4
Superiores a 10 Seg.	1	1	1
Totales	5	5	5

Límite de las caídas de tensión:		60	
	Fase R	Fase S	Fase T
Inferiores a 60 mSeg.	2	0	2
Superiores a 60 mSeg.	2	5	1
Totales	4	5	3

Fuente: Autor.

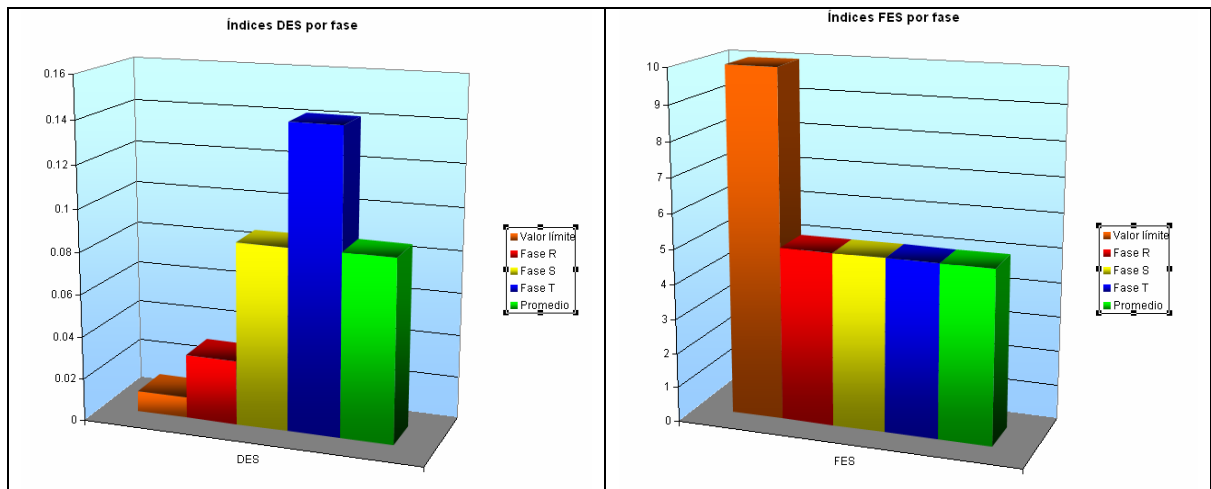
Figura 50. Gráfica estadística del resultado del filtro de clasificación de las interrupciones por tiempo



Fuente: Autor.

Paralelamente en una hoja aparte se mostrará los índices DES y FES en un Barograma, mostrando su estado con respecto al valor fijado como límite para cada una de las fases en el periodo de muestreo tal como se observa en la figura 51. Estas comparaciones se realizan tanto para las interrupciones como para las caídas de tensión.

Figura 51. Formato estadístico en una hoja en EXCEL, en donde se realiza las comparaciones de los Índices DES o FES con respecto a los límites previamente fijados en el periodo de muestreo



Fuente: Autor.

CAPÍTULO 5.

RESULTADOS DEL DESARROLLO TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

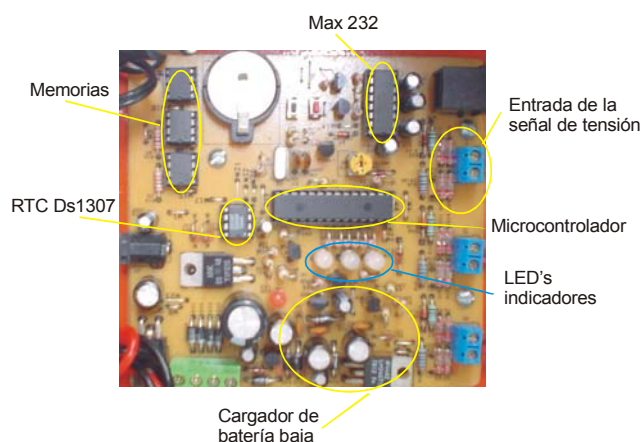
En este capítulo se presentan los resultados obtenidos en el desarrollo del trabajo de investigación así como el comportamiento del equipo construido en diferentes pruebas experimentales realizadas en diferentes sitios dentro del campus universitario de la Universidad Industrial de Santander y en la subestación Conucos de la Empresa Electrificadora de Santander.

Como valor agregado al trabajo de investigación se desarrollaron otros prototipos necesarios para realizar las pruebas del HUCOM V1.3, uno que es una versión simplificada del prototipo llamado “Econohucom”, que sirve para registrar las interrupciones que se presentan en el sistema eléctrico y el otro es un generador de interrupciones y micro cortes de tensión. También en este capítulo se realizará una valoración económica de los prototipos construidos, así como el costo de prototipos que se pueden construir con unas mejores especificaciones. Finalmente se presentan los logros alcanzados con la realización del presente trabajo de investigación.

5.1 ESTRUCTURA DEL PROTOTIPO

Para desarrollar este equipo con las especificaciones establecidas en el capítulo 3, se tuvieron que construir tres prototipos iniciales, para obtener como resultado final un prototipo como el que se muestra en las figuras 52 y 53.

Figura 52. Tarjeta de control del equipo de medición HUCOM V1.3

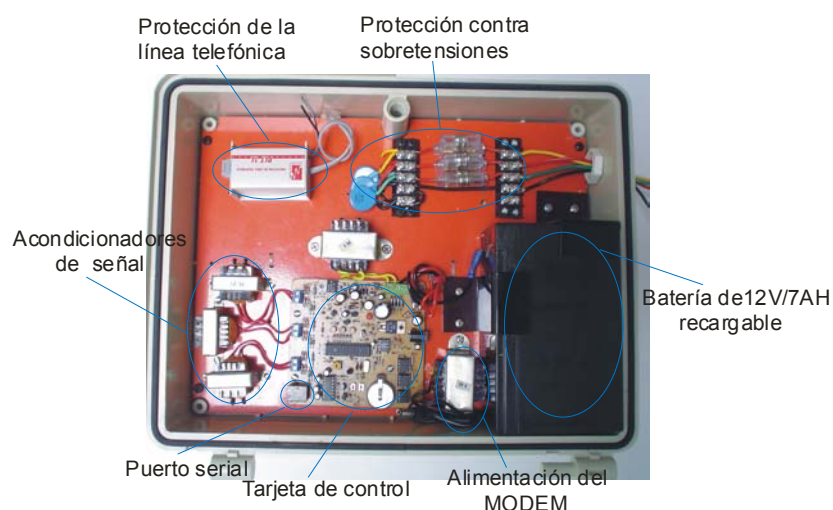


Fuente: Autor
En el acabado
final del

prototipo se incorporaron dos clases de protecciones, una contra sobretensiones o picos de tensión, compuesta por un conjunto de varistores y fusibles en la entrada de cada una de las fases; la otra protección esta destinada a proteger el MODEM externo, debido a que el equipo puede ser conectado en redes al aire libre y la línea telefónica puede verse afectada por descargas atmosféricas. Para la protección del MODEM contra descargas atmosféricas en la línea, se instaló un módulo de protección de líneas con descargadores, marca MAGON.

El encapsulado final del equipo es una caja tipo 2, para intemperie de un material termo resistente y autoestiguible TABLEPLAST, que posee cierre hermético. En la figura 53 se muestra una fotografía del producto final. Las especificaciones de la cubierta del equipo permite que el equipo se pueda instalar a la intemperie.

Figura 53. Fotografía del equipo HUCOM V1.3 construido.



Fuente: Autor

5.2 PRUEBAS REALIZADAS AL EQUIPO DE MEDICIÓN

Para establecer la compatibilidad electromagnética del equipo construido a diferentes entornos electromagnéticos, se instaló el equipo en el laboratorio de Accionamiento Eléctricos de la Universidad Industrial de Santander durante un periodo de 3 días; en este periodo de monitorización se registraron 7 interrupciones mayores a 20 segundos y 24 caídas de tensión mayores a 200 milisegundos.

Posteriormente se instaló el equipo de monitorización en la subestación del edificio de Eléctrica Antigua de la Universidad Industrial de Santander, en un periodo de cuatro días y sus resultados fueron 3 interrupciones mayores a un minuto y 14 caídas de tensión en ese periodo de muestreo. El equipo no sufrió ninguna perturbación y el comportamiento del equipo en este ambiente fue adecuado. Finalmente se llevó el equipo a la Electrificadora de Santander en donde la instalación la hizo personal de la empresa en el circuito nueve de la subestación Conucos; el periodo de monitorización fue de una semana, obteniendo de 2 interrupciones y 65 caídas de tensión, con resultados adecuados en cuanto a compatibilidad electromagnética dentro la subestación.

Con el ánimo de entregar un producto final con un adecuado funcionamiento y con calidad en la medición, se seguirán realizando pruebas del prototipo en cuanto a la monitorización y a la compatibilidad electromagnética del mismo en subestaciones. Para ello se instalará el HUCOM V1.3 en paralelo con otros analizadores de redes que estén disponibles de la Electrificadora de Santander ESSA, con el objeto de contrastar los registros de un analizador de redes de mejor precisión, con los obtenidos con este equipo de medición.

5.3 CARACTERÍSTICAS DEL PROTOTIPO CONSTRUIDO

Tabla 10. Características generales del prototipo HUCOM V1.3.

CARACTERÍSTICA	VALOR O RANGO
Sistemas de operación	Monofásico o trifásico
Rango de medición	0-160 VAC
Frecuencia de trabajo	60 Hz.
Clase	1.
Sensibilidad en el registro de perturbaciones	Perturbaciones ≥ 1 ms
Corriente de carga	<15 mA
Potencia consumida	0.75 W
Registra	Interrupciones y caídas de tensión.
Datos por perturbación	Día/mes/año: horas/minutos/segundos

Capacidad de almacenamiento	1 820 interrupciones 1 820 caídas de tensión (*) * Estos valores se duplicarán si se utilizan memorias 24LC512.
Velocidad de transferencia	Serial directa a PC 19 200 bps Por MODEM externo 2 400 bps
Dimensiones físicas	Ancho/ Alto / Profundo 25 cm / 34cm / 16 cm
Batería	12 / 7AH
Autonomía	4.5 a 8 días con plena carga
Duración de la batería	Se recomienda reemplazos cada 4 años.
Rango de temperatura	-10 a 75 °C.
Protecciones	Sobretensiones en la entrada y protección contra descargas en la línea telefónica.
Compatibilidad del software	La interfaz gráfica descarga datos en Hoja de EXCEL de Office 2000, 2002 u XP de Microsoft.
Requerimientos de máquina por la instalación del software	RAM $\geq$ 64 "Mbytes", DD $\geq$ 1"Gbyte" Puerto serial o USB con adaptador serial, Plataforma Windows
Instalación física	Interior u intemperie.

5.4 DESARROLLO DE UN EQUIPO ESPECIALIZADO PARA REGISTRAR SOLO INTERRUPCIONES DE TENSIÓN (ECONOHUCOM).

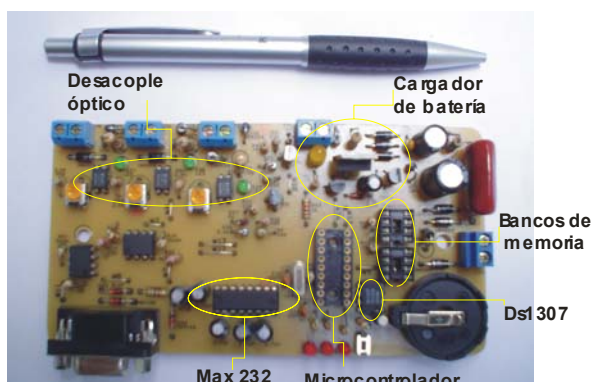
Paralelamente con desarrollo del HUCOM V1.3, se planteo el desarrollo de un equipo especializado para llevar solo registros de las interrupciones de tensión que presentan en las redes de distribución, este equipo fue llamado Econohucom y en él se detecta si hay o no tensión. Dado que en este equipo no se realiza medición sino detección de tensión, no necesita de los tres transformadores de aislamiento de las fases y la detección así como el aislamiento se hace en forma óptica.

En este nuevo equipo el formato de registro de las interrupciones también cambió, y el registro de tiempo ya no se llevará en el microcontrolador sino en el reloj en tiempo real DS1307, registrando el momento cuando empezó la interrupción de

tensión, así como, el momento cuando se despejo la interrupción y el tiempo lo calculará un programa similar al utilizados para el HUCOM V1.3, los formatos de registro a almacenamiento en la memoria también cambiaron, las interrupciones se registrarán en un solo banco de memoria de dos 24LC512 de 128 kbytes en total, dando una capacidad de almacenamiento de 3280 interrupciones de tensión por cada fase.

En el formato de detección de las interrupciones hubo un cambio significativo con respecto al HUCOM V1.3, en esta nueva versión una vez se detecta la interrupción, se espera el tiempo necesario para registrar el momento en el que empezó la interrupción y una vez transcurrido ese tiempo si la falla no se recuperó, el microcontrolador entra a un modo SLEEP o de bajo consumo de energía; posteriormente se despertará mediante una interrupción generada cuando se reestablezca el servicio de energía en cualquiera de las tres fases, este formato de trabajo implica un ahorro significativo en el tipo de batería de respaldo del equipo, así como el tamaño y la durabilidad de la misma. En cuanto a tamaño se tuvo un gran avance como se puede observar en la figura 54.

Figura 54. Foto de la tarjeta principal del Econohucom



Fuente: Autor

El desarrollo de este equipo es un valor agregado del trabajo de investigación principal, ya que no está especificado dentro del proyecto como un objetivo inicial.

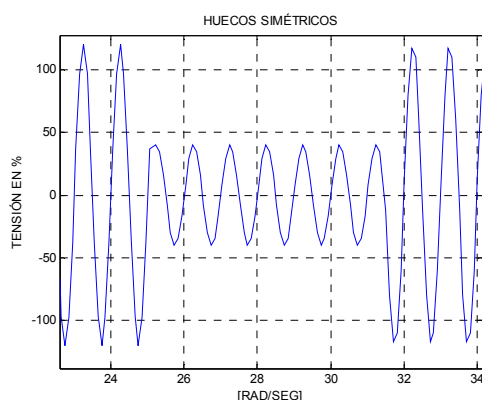
Este prototipo es más económico que el HUCOM V1.3, y puede ser una solución viable para realizar medidas de continuidad del suministro directamente en transformadores de distribución o en las acometidas de los usuarios.

5.5 DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN EQUIPO GENERADOR DE INTERRUPCIONES Y CAIDAS DE TENSIÓN (HUEQUER)

Una vez diseñado el prototipo HUCOM V1.3 encargado de medir y registrar interrupciones y caídas de tensión, surgió una necesidad primordial que era ¿cómo contrastar y comprobar que los registros almacenados en memoria eran correctos?, entonces se planteo que paralelo al desarrollo del prototipo, eje central del trabajo de investigación, se construyera un equipo que generara interrupciones y caídas de tensión con las siguientes especificaciones:

- Generar interrupciones y caídas de tensión menores a medio ciclo.
- Generar las anteriores fallas en forma síncrona por ciclos o semiciclos haciendo el cambio de tap del transformador, para disminuir los picos de corriente y de tensión.
- Generar las anteriores caídas de tensión e interrupciones en forma asincróna haciendo el cambios de tap en el transformador por tiempo.
- Tener una corriente de salida de 5 A.
- Aunque no era primordial se trato de disminuir el tamaño de los circuitos de disparo tradicionales del tiristor de carga, con el objeto de realizar una sola fuente de alimentación para el circuito de disparo.

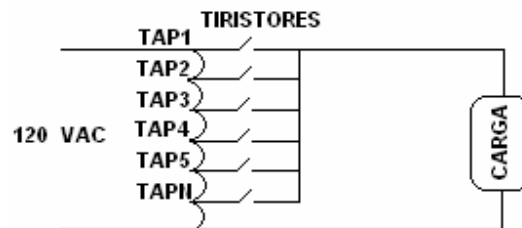
Figura 55. Caídas de tensión esperadas con el equipo generador de caidas e Interrupciones de tensión



Fuente: Autor

En la norma CEI IEC 61000-4-11, se propone un diseño aproximado para un equipo similar con 2 niveles de tensión diferentes con el objeto de generar interrupciones o caídas de tensión rectangulares (ver figura 55); basados en este esquema se diseño un equipo de 6 salidas, con todas las especificaciones anteriores. El circuito utilizado se muestra en la figura 56, en donde las conmutaciones se realizan cuando la onda de tensión cruza por cero.

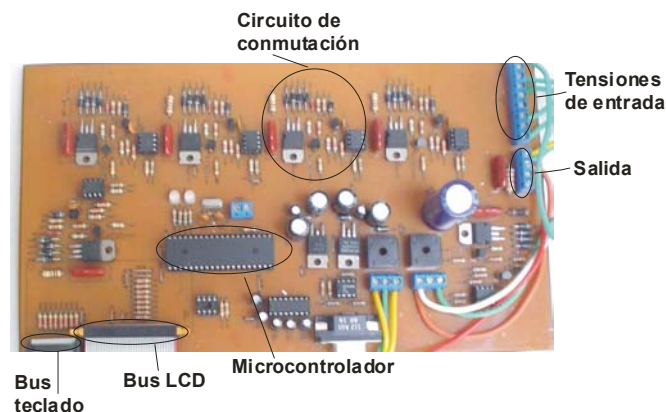
Figura 56. Diagrama del circuito de la tarjeta del generador de caídas de tensión.



Fuente: Autor

El objetivo principal de la construcción del equipo generador de caídas e interrupciones de tensión, es el de comprobar experimentalmente el funcionamiento del equipo de medición HUCOM V1.3 y verificar la respuesta del equipo de medida cuando se llena totalmente los bancos de memoria de cada una de fases. El prototipo construido se muestra en la figura 57. Al construir este equipo se pudo comprobar que se pueden generar caídas en forma síncrona, realizando los disparos en los cruces por cero, ó en forma asíncrona realizando los disparos en determinados intervalos de tiempo.

Figura 57. Tarjeta de control del generador de interrupciones y caídas de tensión.



Fuente: Autor

La construcción de este generador de interrupciones y de caídas de tensión, al igual que en el caso anterior, es otro valor agregado al trabajo de investigación ya que no estaba propuesto dentro de los objetivos iniciales del mismo.

5.6 VALORACIÓN ECONÓMICA DE LOS DIFERENTES PROTOTIPOS

En Colombia, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) mediante el reglamento de distribución (Resolución 070 de 1998 y sus modificaciones ⁷) ha reglamentado lo concerniente a la continuidad del servicio estableciendo los límites DES y FES, los periodos de transición y una metodología de compensación a los usuarios por el incumplimiento de tales límites.

Aunque el objetivo primordial del presente trabajo de investigación es el construir un prototipo que cumpliera con los requerimientos anteriormente establecidos en el capítulo 3, se planteó la posibilidad de construir equipos alternativos, para que éstos se ajustaran de mejor manera a las necesidades de los operadores de red. Los prototipos que se diseñaron son los siguientes: el ya construido HUCOM V1.3, registra interrupciones y caídas de tensión, con parámetros configurables por el usuario; los costos de este equipo se presentan en la tabla 11.

Tabla 11. Listado de materiales utilizados en la construcción del HUCOM V1.3

COSTO APROXIMADO DE LOS MATERIALES DEL HUCOM V1.3			
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	\$/UNITARIO	VALOR
Microcontrolador PIC 16F876	1	15 000	15 000
Reloj RTC DS1307	1	10 000	10 000
Memorias 24LC256	3	10 000	30 000
MAX 232	1	4 500	4 500
Zener de precisión LM336	1	3 000	3 000
Transformadores TR 500, TR 504	5	7 000	35 000
Batería recargable de Plomo 12/7AH	1	32 000	32 000
Batería de Litio 3V + base	1	3 500	3 500
Protecciones Línea telefónica, sobretensiones	1	32 000	32 000
Gabinete plástico Hermético TB 2902	1	100 000	100 000
Cables, soportes y borneras	1	10 000	10 000
Cristales 24 MHz; 32,785 kHz	2	1 500	3 000
Diseño y construcción del impreso	1	120 000	120 000
Borneras dobles	5	600	3 000
Elementos varios (Zener 1W, diodos de Germanio, bases, condensadores, resistencias, etc)	1	14 000	14 000
MODEM externo <i>*(OPCIONAL)</i>	1	250 000	250 000
		TOTAL	665 000

Posteriormente se construyó una versión económica que esta encargada de detectar y registrar sólo interrupciones de tensión, al igual que en el HUCOM V1.3, los parámetros de medición pueden ser configurados por el usuario, los costos ⁸ aproximados a la fecha de la construcción se muestran en la tabla 12.

⁷ Las Resoluciones CREG 025, 089 de 1999 y la Resolución 096 de 2000

⁸ Los valores de las tablas 10,11 y 12 están dados en pesos colombianos a la fecha de la escritura del presente texto y pueden estar sometidos a cambios.

Tabla 12. Listado de materiales utilizados en la construcción del ECONOHUCOM

COSTO APROXIMADO DE LOS MATERIALES DEL ECONOHUCOM V1.3			
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	\$/UNITARIO	VALOR
Microcontrolador PIC 16F876	1	15 000	15 000
Reloj RTC DS1307	1	10 000	10 000
Memorias 24LC512	2	12 000	24 000
Opto acopladores PCF817	5	800	4 000
Batería recargable de Plomo 12/1.2AH	1	20 000	20 000
Batería de Litio 3V + base	1	3 500	3 500
Caja plástica, borneras	1	5 000	5 000
Cristales 24 MHz; 32,785 kHz	2	1 500	3 000
Diseño y construcción del impreso	1	50 000	50 000
Elementos varios (Zener 1W, diodos de Germanio, bases, condensadores, resistencias, etc)	1	10 000	10 000
		TOTAL	144 500

Finalmente por consenso con el director del trabajo de investigación, se decidió el diseño y la construcción de un equipo que registrará de manera simultánea interrupciones, caídas y elevaciones de tensión, que son perturbaciones muy significativas en la calidad de la onda de tensión, los costos a la fecha para la construcción de éste prototipo se presenta en la tabla 13. En los dos modelos diseñados, un factor preponderante en cuanto al costo del equipo es las posibles formas de comunicación para la descarga de la información, actualmente se plantean dos posibilidades diferentes a la conexión directa con el computador, la primera es a través de un “MODEM” externo, para tener la posibilidad de obtener la información guardada en los equipos vía telefónica en lugares de difícil acceso; la segunda posibilidad planteada es la de utilizar módulos de transmisión-recepción como los RX y TX (TXM 315LCR – RXM 315 LCR de marca LINKS), para tener la posibilidad de obtener la información en forma inalámbrica, la implementación de una u otra de estas alternativas incrementará el costo base del equipo. Para trabajos futuros se plantea la implementación de un módulo que permita la obtención de datos vía celular.

Tabla 13. Listado de materiales utilizados en la construcción del HUCOM V1.4

COSTO APROXIMADO DE LOS MATERIALES DEL HUCOM V1.4			
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	\$/UNITARIO	VALOR
Microcontrolador PIC 16F876	4	15 000	60 000
Reloj RTC DS1307	3	10 000	30 000
Memorias 24LC512	3	12 000	36 000

MAX 232	1	4 500	4 500
Zener de precisión LM336	1	3 000	3 000
Opto acopladores 6N136	2	3 500	7 000
Transformadores TR 500, TR 504	5	7 000	35 000
Batería recargable de Plomo 12/7AH	1	32 000	32 000
Batería de Litio 3V + base	1	3 500	3 500
Protecciones Línea telefónica, sobretensiones	1	32 000	32 000
Gabinete plástico Hermético TB 2902	1	100 000	100 000
Cables, soportes y borneras	1	10 000	10 000
Cristales 24 MHz; 32,785 kHz	2	1 500	3 000
Diseño y construcción del impreso	1	140 000	170 000
Borneras dobles	5	600	3 000
Elementos varios (Zener 1W, diodos de Germanio, bases, condensadores, resistencias, etc)	1	14 000	14 000
MODEM externo ***	1	250 000	250 000
Módulos Inalámbricos (TXM 315LCR – RXM 315 LCR) ***	1	180 000	180 000
		TOTAL	973 000

*** (OPCIONAL)

Al plantear el diseño y la construcción de estos tres prototipos destinados a la monitorización de perturbaciones en la onda de tensión, permite a los operadores de red y en general a las entidades involucradas, tener diferentes opciones para realizar mediciones de una manera masiva, y así estimar los índices DES y FES, y la cantidad y duración de las caídas y elevaciones de tensión presentes en las redes eléctricas.

5.7 LOGROS ALCANZADOS EN EL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

El objetivo general del trabajo de investigación es diseñar y construir un prototipo que evalúe los índices de continuidad en redes eléctricas, para determinar el número y tiempo de duración de las interrupciones, así como el número y la duración de las caídas de tensión que se puedan presentar.

Dentro de los objetivos específicos se tiene, diseñar y construir un equipo de medida trifásico, que permita valorar la calidad del suministro de energía eléctrica en lo relacionado a la continuidad del suministro y las caídas de tensión. El equipo permite evaluar los siguientes parámetros:

- El índice de duración de las interrupciones del suministro DES.
- El índice de frecuencia de las interrupciones del suministro FES.

- El número de caídas de tensión que se presenten en el periodo de muestreo.
- La duración de las caídas de tensión en el periodo de muestreo.
- Almacenar la información en una memoria autónoma, con capacidad suficiente hasta por un mes.
- Comunicarse con periféricos para reportar la información almacenada.
- Ajustarse a cambios en los parámetros de medición.

Al realizar una comparación de los objetivos inicialmente planteados, los resultados obtenidos en la realización del presente trabajo de investigación fueron:

Se diseñó un equipo de monitorización de las ondas de tensión en un sistema trifásico tetrafilar, adaptable a un sistema monofásico, con entradas eléctricamente aisladas, encargado de determinar los índices de calidad de la energía DES y FES para la normativa Colombiana, así como el registro de las interrupciones y las caídas de tensión en un periodo de monitorización de las tensiones igual o superior a un mes.

Las características específicas más relevantes que posee el HUCOM V1.3 son:

- Cada una de las fases es monitorizada con una velocidad de 1 920 muestras por segundo., siguiendo las recomendaciones de la normativa [IEC 61000-4-15,2003].
- Implementa un algoritmo para la estimación del valor eficaz, que posee mínimos retardos en la estimación, con el fin de tener la mejor aproximación del momento en el cual empezó la falla. (algoritmo muestra a muestra con ventana deslizante).
- Lleva registro de los índices DES y FES acumulados en el periodo de muestreo.
- Registra la cantidad y la duración total de las caídas de tensión ocurridas en ese periodo de monitorización.

- Posee una capacidad de memoria suficiente para registrar 1 820 interrupciones de tensión y 1 820 caídas de tensión por fase, detallando en cada una de ellas el día, mes, año, hora, minutos, y segundos del momento inicial de la falla, así como, la duración total de la misma.
- El desarrollo de una interfaz gráfica, con la cual se puede interactuar con el equipo de monitorización en un ambiente amigable y de fácil manejo.
- Mediante la interfaz gráfica, se tiene la posibilidad de cambiar los parámetros de medición, para así, registrar las perturbaciones de duración mayor a la preseleccionada por el usuario.
- Tiene una secuencia de calibración de la medida, con el fin de minimizar los errores introducidos por los acondicionadores de señal.
- Por medio de la interfaz gráfica el usuario tendrá la posibilidad de ajustar los parámetros encargados de detectar y registrar cada una de las perturbaciones nombradas.
- Al trabajar con baterías de respaldo, se realizó un sistema de detección de batería baja y carga completa, también se llevan registros de los tiempos de trabajo y de carga de la batería para facilitar su reemplazo.
- Por medio de la interfaz gráfica, se puede hacer un seguimiento de las ondas de tensión de las fases, para observar las variaciones del valor eficaz en el transcurso de una perturbación.
- Tiene la capacidad de comunicarse en forma directa a través del puerto serie de cualquier PC. También tiene la capacidad de cargar y descargar información por medio de una línea telefónica, a través de un MODEM externo. Para garantizar la confiabilidad de los datos descargados, para la transferencia se hace por medio de un protocolo XMODEM1K, que posee al final de la trama un código de redundancia cíclica (CRC), que comprueba el contenido de los datos que se transmiten.
- Aunque no estaban dentro de los objetivos iniciales del proyecto, se diseñó y construyó una versión más especializada, del este equipo de

monitorización llamada ECONOHUCOM, que detecta específicamente la ausencia de energía eléctrica, registrando el momento de inicio y la duración de la interrupción.

- También se diseñó y construyó, un equipo generador de interrupciones y caídas de tensión, con el objeto de comprobar la respuesta del HUCOM V1.3, frente a perturbaciones de corta duración. Este equipo tiene 6 conmutadores de tap's, con una corriente de salida máxima de 5 A; en la actualidad esta en desarrollo un equipo de similares características, pero, con más conmutadores y una mayor capacidad de corriente en la salida mayor, esto debido al interés de tener un equipo de pruebas que permita someter un equipo sensible como computadores, PLC, electrodomésticos a diferentes formas de caídas de tensión.

5.8 FUTUROS DESARROLLOS EN EL EQUIPO DE MEDICIÓN

Para mejorar la exactitud y la precisión de la medición del valor eficaz de las ondas de tensión, en cuanto al diseño se debe mejorar los siguientes aspectos:

- Realizar la rectificación de las ondas de tensión mediante amplificadores operacionales con un offset cero, con el objeto de que no existan caídas de tensión en los diodos de rectificación actual.
- Utilizar transformadores de acondicionamiento de la señal de mejor clase y no transformadores comerciales, para así tener una mejor relación de transformación y por ende una mejor exactitud y estabilidad en la señal adquirida en cada uno de los canales de medición de las fases.
- Trabajar con conversores A/D de alta velocidad, que tenga 16 bits de resolución, ó, trabajar con circuitos integrados especializados en la estimación del valor eficaz, como los de Analog Device de las series AD736-AD536-AD956.
- Realizar un muestreo con ajuste del número de muestras en función del periodo de la señal, con el objeto de minimizar los errores por causa del deslizamiento en la frecuencia. Además implementar la UCP y conversores analógico-digital de mayor velocidad para de esta manera adquirir un mayor número de muestras por fase, para realizar el filtrado de antisolapamiento en dos etapas, una analógica y otra digital.

- Utilizar un dispositivo de procesamiento de señales, que trabaje a altas velocidades y que posea operaciones matemáticas como funciones internas y que se desarrollen en pocos ciclos de máquina como lo son las multiplicaciones de 32*32 bits, divisiones de 32/16 bits, raíz cuadrada, FFT y IFFT, estos dispositivos pueden ser los DSP's y los DSPIC's, que en han tenido grandes desarrollos en los últimos tiempos.
- Mirar la posibilidad de incorporación de un módulo de comunicaciones vía celular, para la transmisión de datos, esto disminuirá los costos de cada uno de los equipos de medición en la transmisión de datos.
- Realizar un diseño basado en puertos de comunicación y software tipo USB, de tal manera que la comunicación sea mas acorde con los tiempos actuales y se puede descargar información en memorias EEPROM portátiles que se están utilizando hoy en día.
- Desarrollar un protocolo de comunicación más robusto que permita la conexión en el "bus" de comunicaciones, para así descargar información vía telefónica no solo del prototipo, sino, de otros tipos de medidores o analizadores de redes. También se plantea a futuro desarrollar un software que permita la descarga de datos vía Internet.

CONCLUSIONES DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

El trabajo de investigación, aquí presentado, contribuye al fortalecimiento del grupo de investigación GISEL, mediante la apropiación del conocimiento técnico y científico para el desarrollo de equipos de monitorización de la calidad de la energía eléctrica que estén acorde a las normativas y las reglamentaciones actuales, para así generar bases datos del comportamiento de las redes eléctricas ante perturbaciones electromagnéticas y de esa forma, mejorar las condiciones necesarias para el desarrollo industrial del país.

Para valorar adecuadamente los efectos de las caídas de tensión en los sistemas eléctricos, se deben realizar monitorizaciones simultáneas en diferentes puntos de los sistemas de distribución, un impedimento obvio para realizar estas mediciones, son los costos asociados a la compra o renta de los equipos de medición y de procesamiento de datos. Por este motivo el grupo GISEL aporta el desarrollo y la construcción de equipos como el HUCOM V1.3, el HUCOM V1.4, el ECONOHUCOM y el “software” asociado para el procesamiento de estas monitorizaciones, dando una alternativa para realizar mediciones de la calidad de la onda de tensión con el objeto de evaluar su impacto en los diferentes tipos de usuarios, determinar las causas más comunes, su periodicidad, y servir como base de datos para establecer nuevos índices y normativas en cuanto a las interrupciones y a las caídas de tensión.

Para lograr el prototipo del equipo de medición (HUCOM V1.3), se necesitó de la construcción física de tres prototipos hasta obtener los resultados previstos en la medición a los menores costos posibles en el momento de la construcción del equipo. Paralelo al desarrollo de este prototipo, se desarrollaron tres prototipos que están directamente relacionadas con el HUCOM V1.3, estos son el HUCOM V1.4, el Econohucom y el generador de caídas e interrupciones de tensión (HUEQUER).

El Econohucom fue diseñado y construido para registrar solo interrupciones del servicio al menor costo posible, en este prototipo específicamente, se obtuvieron muy buenos resultados en cuanto a precio, tamaño y peso, tal como se muestra en el capítulo 5.

En cuanto al generador de caídas de tensión y de interrupciones (HUEQUER), se diseñó y construyó un primer prototipo con la capacidad de generar interrupciones

o caídas de tensión simétricos a seis niveles de tensión diferentes con una corriente de salida máxima de 5A. En la actualidad se está desarrollando un equipo según la norma 61000-4 para realizar pruebas de caídas e interrupciones de tensión en forma simétrica y asimétrica con 10 niveles de tensión diferentes, con una sensibilidad capaz de generar caídas de tensión con tiempos menores de medio ciclo de la onda de tensión y una capacidad de corriente de salida de 20 A; capacidades suficientes para evaluar el comportamiento de equipos sensibles y aparatos electrodomésticos frente a perturbaciones de este tipo.

Una de las características más importantes del equipo construido, es la de tener una respuesta rápida tanto en la estimación del valor eficaz, como la identificación y clasificación de las fallas. Este equipo tiene mayor velocidad de respuesta con una capacidad de detección de micro cortes hasta de 1 milisegundo, en comparación a otros equipos construidos que sólo registran micro cortes mayores a 100 ms. Al realizar este tipo de monitorización se plantea la posibilidad de desarrollar a futuro equipos de una adecuada estimación de sus mediciones a bajos costos, como lo son los Frecuencímetros, Cosenofímetros, Watímetros, Varímetros, Tacómetros, Contadores de energía y registradores de eventos de calidad de la energía como lo es el HUCOM V1.4⁹, que registra en forma simultánea interrupciones, caídas y elevaciones de tensión en forma simultánea en un mismo equipo.

De acuerdo con el formato de adquisición y de medición de las señales de tensión, con pequeños cambios de “hardware” y de “software”, se puede realizar una monitorización exclusiva a las interrupciones, las caídas de tensión o a las sobretensiones. Por tanto la flexibilidad de este formato permite la construcción de diferentes equipos con la posibilidad de incorporar módulos adicionales como los son: el “MODEM” externo, los módulos inalámbricos RX y TX (TXM 315LCR – RXM 315 LCR de marca LINKS), o, a futuro, una tarjeta para la transmisión vía celular.

Al realizar la revisión bibliográfica de las formas de adquisición y muestreo de la onda de tensión, se encontró que los errores debidos a los acondicionadores de señal son mayores que los errores debidos al tipo muestreo, el deslizamiento en frecuencia o por el redondeo de los cálculos. Si bien todos los algoritmos de muestreo para la estimación del valor eficaz de la tensión parten desde la misma definición, al incorporar diferentes tiempos de actualización en un equipo de medición como el HUCOM V1.3, se encontró que cada una de estas tiene un retardo variable en la detección del punto de inicio de la perturbación, encontrando que el algoritmo implementado de medio periodo con rectificación con adquisición de la señal muestra a muestra el retardo máximo es de 2 ms.

⁹ El HUCOM V1.4, está actualmente en construcción y por tanto los resultados del mismo no se presentan dentro del presente texto.

En los sistemas de comunicación incorporados al prototipo, se comprobó que el protocolo XMODEM 1K utilizado en la transferencia de datos, tiene gran eficiencia y la confiabilidad de los datos enviados y recibidos, tanto en forma alámbrica (HUCOM V1.3 – PC ó HUCOM V1.3 – MODEM externo - Línea telefónica – PC) a 19200 bps serial Hucom –PC, como en la transmisión telefónica, éste protocolo mostró una confiabilidad cercana al 100% ¹⁰ de datos correctos en la información transferida.

Uno de los criterios a tener en cuenta en los diseños de los equipos que requieran de autonomía es el consumo, por tanto, se realizó un diseño con elementos de bajo consumo de energía, logrando que en condiciones normales de operación el consumo promedio sea menor de 10 mA, y en el Econohucom un consumo menor a 3 mA en modo “Sleep”. En mediciones realizadas sin carga, se registraron pérdidas en los reguladores de tensión de 3 y 4 mA, por tanto, para desarrollos futuros se recomienda utilizar para las fuentes de alimentación, fuentes conmutadas de bajo porcentaje de pérdidas, para así, incrementar la autonomía del equipo.

Finalmente, el autor considera que se desarrollo un prototipo que cumple con requerimientos de las normas nacionales e internacionales y que con unos pequeños ajustes, se puede ofrecer un equipo de medición de perturbaciones de tensión de bajo costo como una solución adecuada a la creciente necesidad de tener en el país históricos de la calidad de la onda de tensión.

¹⁰ En pruebas realizadas con el equipo de medición no se detectaron errores en los datos transferidos. En [Carballar,97], se estima la tasa de efectividad en la transferencia superior al 99.98%.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

A continuación se presenta un listado de algunos de los documentos consultados para la elaboración de esta propuesta:

- [Arrillaga et al, 2000] J. Arrillaga, N.R. Watson, S. Chen, "*Power quality assessment*", John Wiley & Sons Ltd, 2000
- [Bollen, 2000], Math H. J. Bollen : "Understanding Power Quality Problems", IEEE, 2000.
- [Carballar,97] José A. Carballar, "El libro de las Comunicaciones del PC: Técnica, programación y aplicaciones" México DF, Editorial Alfaomega, 1997.
- [Castellanos & Carrillo, 2003] Castellanos Carolina y Carrillo Luz Ángela. "Caracterización de los huecos de tensión". Proyecto de Grado de Ingeniería Eléctrica. UIS, 2003
- [CEL, 2001], Calidad de la Energía Eléctrica CEL, Edt. Asociación Colombiana de Ingenieros, ACIEM-Cundinamarca, Bogotá, Colombia.
- [CREG 070, 1998], Resolución N° 070 de la CREG: "Reglamento de Distribución". Mayo 28 de 1998.
- [CREG 037, 042, 2004] Comisión de regulación de energía y gas "Documentos CREG: Calidad de la potencia" 2004
- [EUROELECTRIC, 2000], Union of the Electricity Industry: "Measurement guide for voltage characteristics", EUROELECTRIC, Brussels, 2000.
- [ESSA; ACIEM, 93] Comité de Normas ESSA-ACIEM: "Normas para el diseño de Sistemas de Distribución". Resolución 000745 de 1993.
- [IEC 61000-4-30, 2003] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. IEC 61 000-4-30. "*Electromagnetic compatibility (EMC)-Part 4-30: Testing and measurements techniques- Power quality measurements methods*". 89 p., Geneve, Switzerland, 2003.

- [IEEE, 99], IEEE standards Departament: A Draf Standard Glossary of Power Quality Treminology, New York, USA, 1999.
- [IEEE 519, 92] IEEE Std. 519. "*Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*". 100 p., New York, U.S.A, 1992.
- [IEEE 1159, 95] IEEE Standards coordinating committee 22 on power quality, USA. "*IEEE Std 1159-1995: IEEE Recommended practice for monitoring electric power quality*", IEEE Standards boards, 1995.
- [Flores, 2002] Flores, Rafael A., "*State of art in the classification of power quality events, an overview*", 10th International Conference in Harmonics and Quality of Power, Brazil, Oct 2002. Available in: <http://www.s2.chalmers.se/research/signal/index.php?user=flores>
- [Gómez, 99], T. Gómez and Juan Rivier: "A conceptual Framework for Power Quality Regulation, Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), Universidad de Comillas, Madrid, España.
- [Gómez, 99], T. Gómez and Juan Rivier: "Distribution and power quality regulation under electricity competition . A comparative study", Instituto de Investigación Tecnológica (IIT), Universidad de Comillas, Madrid, España.
- [Mathews, 2000], Jhon H. Mathews, Kurtis D. Fink: Métodos Numéricos con Matlab". Prentice Hall, Edt. Isabel Capella, 2000.
- [MICROCHIP, 96] Manual de Microchip : "Data Book PIC 16/17CXX " 1995/1996
- Ninth International Conference on Harmonics and Power Quality Proceedings, Orlando, Florida, USA, October, 2000.
- [NTC 5000, 02] Norma Técnica Colombiana 5000: "*Calidad de la potencia eléctrica (CPE). Definiciones y términos fundamentales*", Instituto Colombiano de Normas Técnicas (ICONTEC), 2002.
- [NTC-IEC 61000-1,1, 2000] Norma Técnica Colombiana – IEC 61000-1-1: "*Compatibilidad electromagnética. Parte I: Generalidades. Sección I: Aplicación e interpretación de definiciones y términos fundamentales*", Instituto Colombiano de Normas Técnicas (ICONTEC), 2000.
- [Oppenheim & Shafer, 2000] Oppenheim, Alan y Schafer, Ronald. "*Tratamiento de señales en tiempo discreto*". Segunda edición, Pp. 904, Prentice Hall, Madrid, 2000.

- [Ordóñez, 93] Ordóñez Plata, Gabriel. “Medición digital de magnitudes eléctricas mediante la transformada discreta de Fourier, algoritmos de adaptación de la frecuencia de muestreo”, Pp. 248, Tesis doctoral, Universidad Pontificia Comillas, España, 1993
- [Pettit & Ustariz, 97] Johan Farith Pettit S. & Armando Jaime Ustariz F. “Análisis general de Armónicos: Revisión de las definiciones de potencia”. Proyecto de Grado de Ingeniería Eléctrica. UIS, 1997.
- [Proakis & Manolakis, 98] Proakis, J. G. y Manolakis, D. G. “*Tratamiento digital de señales*”. Tercera edición, Pp. 1048, *Prentice Hall*, Madrid, 1998.
- [Roddy, 95], Dennis Roddy and John Coolen: “Electronic Communication, Prentice Hall, Ohio, four Edt, 1995.
- [Vega & Ortiz, 98] Antonio Vega y Manuel Ortiz “Generación de software para el análisis de sistemas eléctricos teniendo en cuenta las componentes armónicas. Proyecto de Grado Ingeniería Eléctrica. UIS, 1998.

Es extensa la bibliografía electrónica utilizada, las más destacadas en programación están las siguientes:

Microchip.	http://www.microchip.com
Página Web de CX2FW:	http://www.angelfire.com/tx/cx2fw/cx2fw.html
Información y Links.	
Página de Javier Alzate:	http://www.geocities.com/CapeCanaveral/La
Microcontroladores PIC16CXX.	b/9827/microcon.htm
Private Users System:	http://www.lokekieras.es/personales/mgsanz/
Programador de PIC's.	programa.htm
El Rincón del PIC.	http://members.es.tripod.de/~InfoE/infop.htm
Microsystems Engineering: Los	http://www.arrakis.es/~msyseng
autores de los libros de PIC's en	
castellano.	
Links sobre PIC's de David Tait.	http://www.man.ac.uk/~mbhstdj/PIClinks.html
Archivos sobre PIC's de David	http://www.labyrinth.net.au/~donmck/dtait/ind
Tait.	ex.html
De todo un poco (Electrónica):	http://www.arrakis.es/~ldr2000/manny/circuit
Algunos circuitos.	os
Rei Project: Mod Chip: Algunos	http://chip.aeug.org
proyectos.	
NewFound Electronics:	http://www.new-elect.com
Programador de PIC's.	
Dontronics.	http://www.dontronics.com
The PICmicro Ring.	http://members.tripod.com/~mdileo/pmring.ht

Microcontroladores: Información, Herramientas y Programador.	ml http://www.geocities.com/TheTroPIC's/2174/micro.html
Microcontrollers: Enlaces.	http://www.us-epanorama.net/microprocessor.html
NOPPP, the "No-Parts" PIC Programmer.	http://www.CovingtonInnovations.com/noppp/noppp-sp.html
Parallel Port PIC16C5X/XX Programmer.	http://www.labyrinth.net.au/~donmck/dtait/upp.html
Microchip Net resources.	http://www.geocities.com/SiliconValley/Way/5807
PIC16/17 Microcontroller & Basic Stamp: Con algunos proyectos.	http://www.doc.ic.ac.uk/~ih/doc/PIC
PIC Programmer 2.	http://www.idm.homepage.dk/newPIC.htm
ProPIC2: Programador de PIC's.	http://www.proPIC2.com
PICProg Home Page:	http://virtuaweb.com/PICprog
Programador de PIC's.	
Mundo Electrónico: Enlaces.	http://www.geocities.com/CapeCanaveral/Campus/9468/mundo.htm
The Electronic Projects Page: Algunos proyectos.	http://www.blichfeldt.dk
Bengt Lindgrens HomePage:	http://home5.swipnet.se/~w-53783
Programador y archivos.	
The ultimate source for PIC and SX Tools	http://www.adv-transdata.com
P16PRO & PICALL PIC programmers: Otro programador	http://www.geocities.com/SiliconValley/Peaks/9620
Los Microcontroladores: Información sobre algunos modelos.	http://www.gherson.homepage.com
Free PIC 16x84 programmer with margining support.	http://www.ise.pw.edu.pl/~wzab/PICprog/PICprog.html
FlashPIC Developer for PIC16F84 and PIC16F87x Series PIC Microcontrollers.	http://www.cybermedix.co.nz/flashPIC
Indicadores y controles basados en micros PIC: Otro proyecto.	http://chasque.chasque.apc.org/franky/PIC's.htm
Programmer for PIC-processors.	http://www.qsl.net/lz2rr/PIC.html
Ayudas Visual studio	www.abcdatos.com/tutoriales/programacion/visualbasic
Ayudas Visual studio programación	www.maxitruco.com/Manuales/M_programacion_visual_basic
Ayudas Visual studio	www.tuttogratis.es/software_gratis/programacion_visual_basic_gratis

Ayudas
programación

Visual

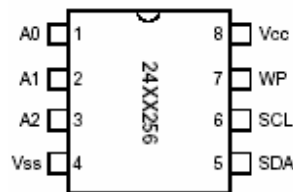
studio

www.moisesdaniel.com/es/wri/tpc

ANEXO A. MEMORIA SERIAL 24LC256

Las memorias seriales poseen las siguientes características: amplio rango de trabajo de tensión (2,5 a 5,5 V) y no necesitan tensión de programación, solo dos pines se utilizan para su funcionamiento (SDA y SCL), un tamaño solo 8 pines, facilidad en la conexión y el precio de este tipo de memorias en el momento de la construcción del prototipo es de \$10 000 pesos.

Figura A1. Descripción de pines de la memoria serial 24LC256 utilizada



Fuente: Hoja de datos técnicos página MICROCHIP, memorias 24LCXX.

3.9.2 DESCRIPCION DE PINES DE LA MEMORIA 24LC256

A0,A1,A2: Son los pines de selección del dispositivo, es decir, con estos pines se determina en cual de las memorias se va a escribir o a leer de 8 posibles.

V_{ss} , V_{cc} : Son los pines de alimentación

WP: Pin de protección contra escritura, Si se conecta a 5V la memoria actúa como una ROM. Para las operaciones normales de escritura debe permanecer en 0V.

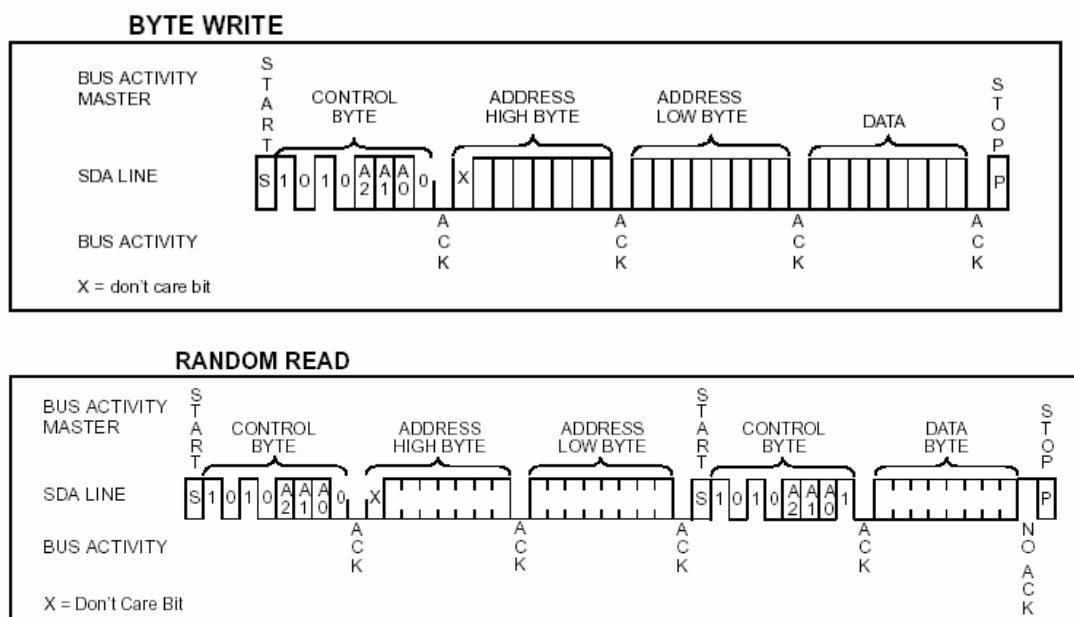
SDA: Línea de datos y direcciones, es un pin bidireccional por el cual se envían datos desde o hacia la memoria.

SCL: Línea de reloj, en general es un pin bidireccional, sin embargo en el caso de dispositivos ESCLAVO, el reloj solamente es generado por el MAESTRO, quien en este caso es representado por el MICROCONTROLADOR.

Los pines SDA y SCL son terminal de drenador abierto, por lo tanto, requiere de resistencias de "pull_up" a conectadas V_{cc} (típicamente de 10 K Ω a 100 K Ω y de 2 K Ω para frecuencias de 400 kHz a 1MHz). En la transferencia normal de datos solo se permite que la línea de SDA cambie cuando el pin de SCL se encuentra en bajo, los bits de START y STOP son cargados cuando el SCL se encuentra en alto, el pin SCL es una entrada usada para sincronizar la transferencia de datos y de control.

En la figura X, se muestra la secuencia que debe seguirse para escribir o leer un dato cualesquiera en la memoria serial. El protocolo I²C maneja de forma muy similar todos los dispositivos, por esto debe tenerse en cuenta la palabra de control y el byte o byte's de direcciones. En el caso de la 24LC256 la palabra de control es b'1010xxxx' y necesita de dos byte's de direcciones. Dentro de este prototipo, existe la posibilidad de utilizar memorias seriales 24LC512, que tienen el doble de la capacidad de memoria y es compatible dentro de la tarjeta.

Figura A2. Formato de Escritura y de Lectura de las memorias 24LC256.



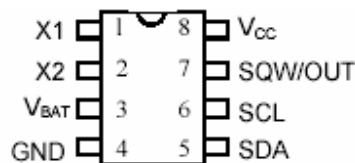
Fuente: Hoja de datos técnicos página MICROCHIP, memorias 24LCXX

ANEXO B.

DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DEL DS1307

El DS1307 es reloj en tiempo real, es un dispositivo de uso industrial que posee un encapsulado tipo DIP de 8 pines, como se muestra en la figura 22. Para hablar de su funcionamiento, se hará una breve descripción de cada uno de sus pines.

Figura B1. Descripción de pines del reloj en tiempo real DS1307



Fuente: Hoja de datos técnicos página DALLAS Semiconductor DS1307.

V_{CC}, V_{SS}: Pines de alimentación, tensión de trabajo entre 4.5 a 5.5V.

V_{BAT}: Pin de conexión de la batería de respaldo normalmente una batería plana de 3 VDC de Litio, aunque el voltaje de operación de este tipo de fuente de respaldo puede estar entre 2 y 3.5 VDC, la fuente de respaldo empieza a suministrar únicamente cuando el circuito interno de detección de corriente lo indique.

X1,X2: Conexión del cristal de Cuarzo de 32.768 kHz, que funcionará como el circuito de oscilación.

SQW/OUT (Square Wave/Output Driver): Sirve para generar ondas cuadradas para dar sincronía a otros circuitos externos, cuando el registro interno SQWE es puesto en 1 el pin de salida "SQW/OUT", puede generar ondas cuadradas muy precisas de 1kHz, 4 kHz, 8 kHz, o 32 kHz.

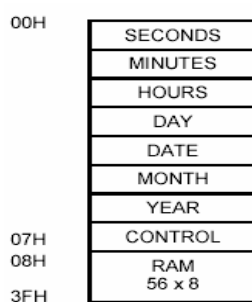
SDA: Línea de datos y direcciones, es un pin bidireccional por el cual se envían datos desde o hacia la memoria.

SCL: Línea de reloj, en general es un pin bidireccional, sin embargo en el caso de dispositivos ESCLAVO, el reloj solamente es generado por el MAESTRO, quien en este caso es representado por el MICROCONTROLADOR.

1. MAPA DE MEMORIA DEL DS1307

El mapa de direcciones para el Reloj en Tiempo Real (RTC) y de los registros de la memoria RAM del DS1307 se observa en la figura X; los registros del RTC son localizados en las posiciones 00h a la 07h, estas posiciones son reservadas para los registros de Segundos, Minutos, Horas, Día, Mes, Año y un byte de control, la memoria RAM se localiza desde la posición 08h a la 3Fh y son registros de propósito general.

Figura B2. Mapa de direcciones del RTC y la RAM del DS1307



Fuente: Hoja de datos técnicos página DALLAS Semiconductor DS1307.

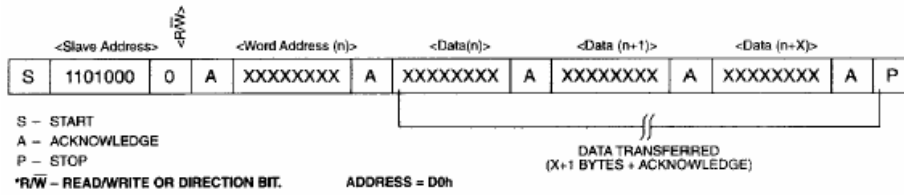
2. ESCRITURA Y LECTURA DEL DS1307

Dado que la memoria de trabajo de este dispositivo es tipo RAM con respaldo de batería, tanto la lectura como la escritura son procesos que trabajan con pocos ciclos de máquina, en donde la rata de transferencia es aproximadamente de 100 kHz.

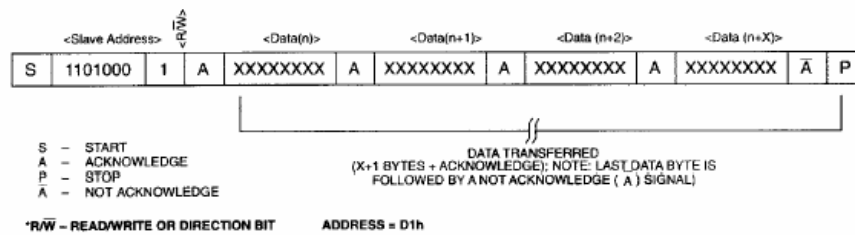
Para los procesos de lectura y de escritura en el DS1307 se utilizan el mismo formato I2C de la memoria serial 24LC256 con la diferencia de que el byte de control es b'1101xxxx' y se requiere de solo un byte de direcciones.

Figura B3. Secuencias de Escritura y de Lectura de registros del DS1307

DATA WRITE – SLAVE RECEIVER MODE



DATA READ – SLAVE TRANSMITTER MODE



Fuente: Hoja de datos técnicos página DALLAS Semiconductor DS1307.

ANEXO C.

SIMULACIONES EN MATLAB PARA LA ESTIMACIÓN DEL VALOR EFICAZ EN ONDAS SENOIDALES CON CONTENIDOS DE ARMÓNICOS

En las siguientes simulaciones se presentan estimaciones del valor eficaz de la tensión en dos ondas senoidales con contenido de armónicos de orden 15, con el objeto de determinar el efecto que se tiene a causa de la rectificación en la estimación del valor eficaz de la onda de tensión.

Caso 1: onda senoidal con armónicos de orden 15, todos ellos en fase

```
>> x=0:pi/16:4*pi;
y1=1*sin(x);
y2=1/2*sin(2*x);
y3=1/3*sin(3*x);
y4=1/4*sin(4*x);
y5=1/5*sin(5*x);
y6=1/6*sin(6*x);
y7=1/7*sin(7*x);
y8=1/8*sin(8*x);
y9=1/9*sin(9*x);
y10=1/10*sin(10*x);
y11=1/11*sin(11*x);
y12=1/12*sin(12*x);
y13=1/13*sin(13*x);
y14=1/14*sin(14*x);
y15=1/15*sin(15*x);
yt=y1+y2+y3+y4+y5+y6+y7+y8+y9+y10+y11+y12+y13+y14+y15;
stem(x,yt)
stem(x,abs(yt))
valor_rms1=sqrt((sum((abs(yt).^2)))/64)
```

Figura C1. Forma de onda senoidal con componentes armónicas de orden 15.



```
valor_rms1 =
0.8889
```

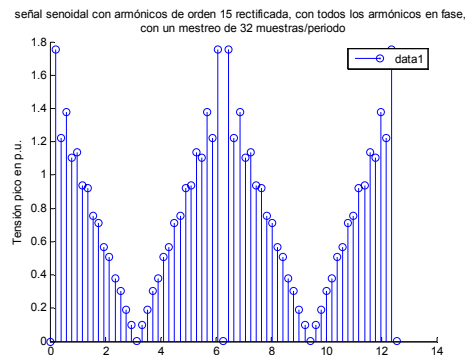
La señal senoidal que se va a rectificar es la de 12 VAC, que implica al hacer la rectificación una tensión pico de 17 V_P aproximadamente, como se utilizaron en la rectificación diodos de Germanio, estos en promedio tienen una caída de tensión de 0.2 VDC; por tanto, el valor tomado como 1 p.u. es la tensión rectificada de 17 VDC, ahora, como es rectificación de onda completa, el valor 0.4 VDC de la

tensión de la caída en los diodos es de 0.024 p.u. y a las muestras menores o iguales a este valor del vector original de la onda, se transformarán en cero dado que los diodos están en el estado de no conducción.

```
valor_rms2_rectif= sqrt((sum((abs(yt_rect).^2)))/64)
```

0.8885

Figura C2. Muestreo de onda senoidal rectificada con componentes armónicas de orden 15.



Fuente: Autor.

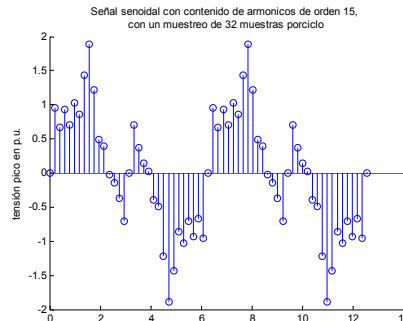
Caso 2: onda senoidal con contenido de armónicos de orden 15, con alternancia de fase.

```
>> x=0:pi/16:4*pi;
>> y1=1*sin(x);
>> y2=1/2*sin(2*x);
>> y3=1/3*sin(3*x-pi);
>> y4=1/4*sin(4*x);
>> y5=1/5*sin(5*x);
>> y6=1/6*sin(6*x);
>> y7=1/7*sin(7*x-pi);
>> y8=1/8*sin(8*x);
>> y9=1/9*sin(9*x);
>> y10=1/10*sin(10*x);
>> y11=1/11*sin(11*x-pi);
>> y12=1/12*sin(12*x);
>> y13=1/13*sin(13*x);
>> y14=1/14*sin(14*x);
>> y15=1/15*sin(15*x);
>> yt=y1+y2+y3+y4+y5+y6+y7+y8+y9+y10+y11+y12+y13+y14+y15;
>> stem(x,yt);
>> valor_rms2=sqrt((sum((abs(yt).^2)))/64)
```

valor_rms2 =

0.8889

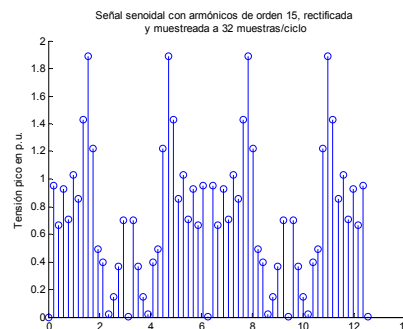
Figura C3. Forma de onda senoidal con componentes armónicas de orden 15, con armónicos 3,7 y 11 en contrafase.



Fuente: Autor.

```
>> valor_rms2_rectif= sqrt((sum((abs(yt_rect).^2)))/64)
0.8887
```

Figura C3. Forma de onda senoidal rectificada con componentes armónicas de orden 15, con armónicos 3,7 y 11 en contrafase.



Fuente: Autor.

Al igual que en el caso anterior, los valores de tensión que sean menores que el doble de la caída de los diodos (por hacer rectificación de onda completa), se deben transformar a cero, dado que los diodos no están en conducción. Para determinar el valor de estas caídas en por unidad, se tomará la tensión rectificada en el secundario del transformador de aislamiento como el valor nominal $12 \cdot \sqrt{2} = 17$ VDC aproximadamente, ahora, al utilizar diodos de Germanio en la rectificación, la caída de tensión en promedio de cada uno de ellos es de 0,2 VDC, por tanto, las pérdidas de tensión debidas a las caídas en los dos diodos es de 0.4 VDC.

Para realizar el cálculo del valor eficaz de la tensión, teniendo en cuenta los diodos de rectificación, del vector de medida si los valores son menores son menores a 0.4 VDC o el 2.4% del valor de referencia, estos valores se deben transformar a cero dado que con esas tensiones el diodo esta en no conducción. Al realizar este cálculo en las señales anteriormente mostradas se encontró que el error por efectos de las caídas en los diodos son menores al 0.2%.

Figura D1. Diagrama Esquemático de la tarjeta de control del equipo HUCOM

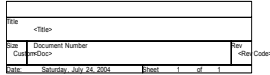


Figura D2. Diagrama Esquemático de la tarjeta de control del equipo ECONOHUCOM

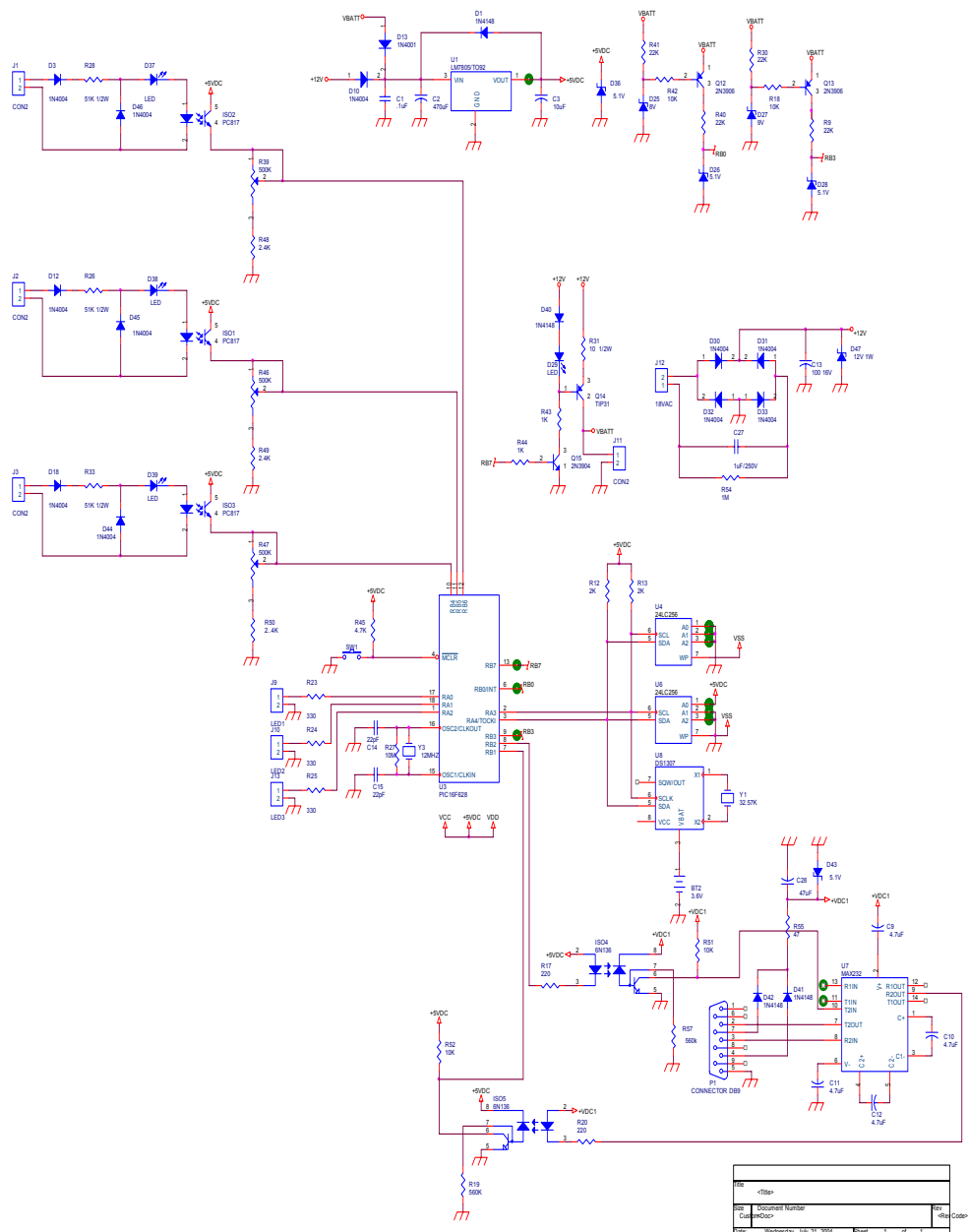


Figura D3. Diagrama Esquemático de la tarjeta de control del equipo Generador Huecos e Interrupciones de Tensión.

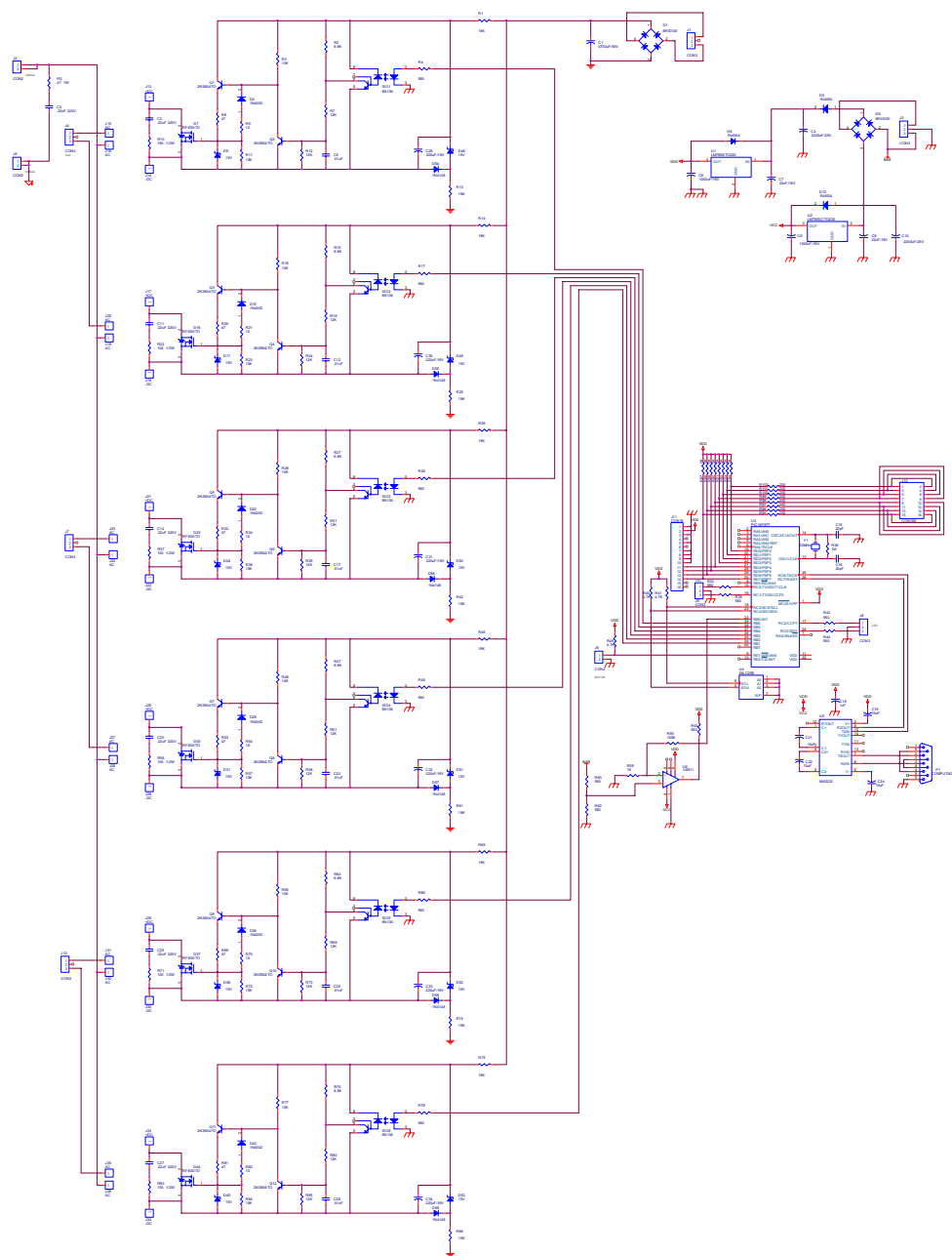
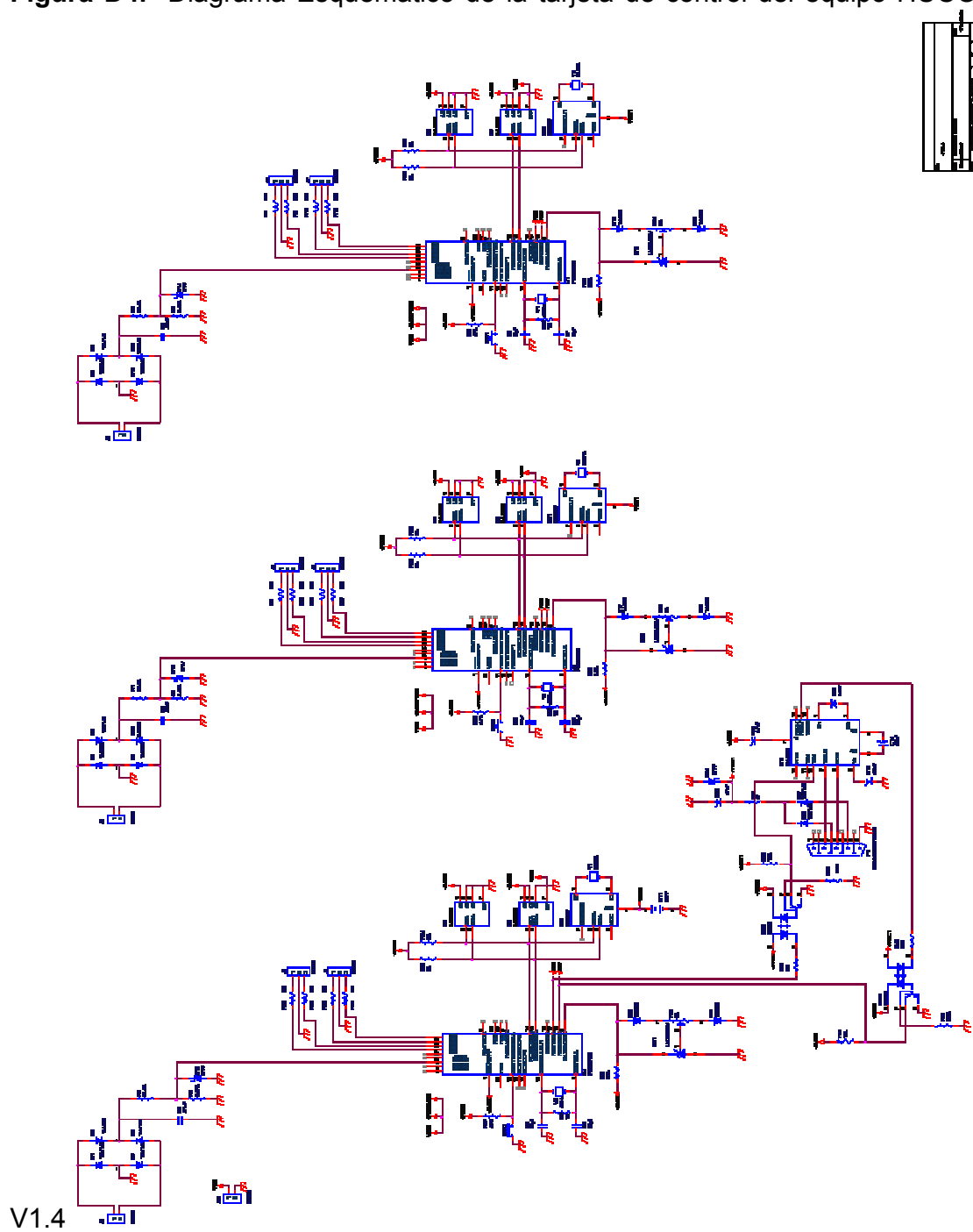


Figura D4. Diagrama Esquemático de la tarjeta de control del equipo HUCOM



ANEXO E.

PROGRAMA FUENTE DEL MICROCONTROLADOR DE LA TARJETA DEL HUCOM V1.3

EL PROGRAMA FUENTE EN ASSEMBLER INCORPORADO AL MICROCONTROLADOR NO SE MOSTRará EN FORMA IMPRESA DADA LA CANTIDAD DE LINEAS DE C3DIGO QUE TIENE; POR TANTO SE ACCEDERá A ESTA INFORMACI3N EN FORMA DIGITAL ATRAVÉS DE UN DISCO COMPACTO CD, QUE SE ANEXARá EN LA PARTE FINAL DEL TEXTO.

A continuaci3n se describirá la forma y las direcciones de los datos almacenados en la memoria EEPROM del microcontrolador. La utilizaci3n de esta memoria es trascendente en la vida útil del microcontrolador.

ALMACENAMIENTO DE DATOS DE CONFIGURACI3N EN LA MEMORIA EEPROM DEL MICROCONTROLADOR

La memoria EEPROM de datos que posee el microcontrolador se destin3 para guardar los datos de configuraci3n como el registro de la fecha de inicio del monitoreo, los valores l3mites de identificaci3n de las fallas, y los totales del DES y del FES de las fallas registradas en los bancos de memoria para cada una de las fases. A continuaci3n se describirá las direcciones de memoria de la EEPROM:

Los valores totales de el tiempo acumulado y el n3mero total de interrupciones y de ca3das de tensi3n se actualizarán cada vez que haya un reinicio en el programa del microcontrolador, cada 10 minutos si existen datos para actualizar o cada vez que se establezca una comunicaci3n con el computador, esto, con el objetivo de optimizar los ciclos de lectura y escritura en la memoria EEPROM del microcontrolador.

DIRECCION EEPROM	(CONFIGURACION)	
<00>	DIA	FECHA INICIO DE MEMORIA
<01>	MES	
<02>	AÑO	
<03>	HORA	
<04>	MINUTOS	
<05>	SEGUNDOS	
<06>	TIEMPO_MAX_1_FALLA_FAST	PARAMETROS
<07>	TIEMPO_MAX_0_FALLA_FAST	
<08>	TIEMPO_MAX_RESTITUCION_FAST	
<09>	VALOR_RMS_MINIMO_2_FAST	
<10>	VALOR_RMS_MINIMO_1_FAST	
<11>	VALOR_RMS_MINIMO_0_FAST	

<pre> ;<12> VALOR_RMS_MAXIMO_2_FAST ;<13> VALOR_RMS_MAXIMO_1_FAST ;<14> VALOR_RMS_MAXIMO_0_FAST ;<15> TIEMPO_MAX_1_FALLA_SLOW ;<16> TIEMPO_MAX_0_FALLA_SLOW ;<17> TIEMPO_MAX_RESTITUCION_SLOW ;<18> VALOR_RMS_MINIMO_2_SLOW ;<19> VALOR_RMS_MINIMO_1_SLOW ;<20> VALOR_RMS_MINIMO_0_SLOW ;<21> VALOR_RMS_MAXIMO_2_SLOW ;<22> VALOR_RMS_MAXIMO_1_SLOW ;<23> VALOR_RMS_MAXIMO_0_SLOW ;<24> NUMERO_TOTAL_1_FAST_R ;<25> NUMERO_TOTAL_0_FAST_R ;<26> DURACION_3_TOTAL_FAST_R ;<27> DURACION_2_TOTAL_FAST_R ;<28> DURACION_1_TOTAL_FAST_R ;<29> DURACION_0_TOTAL_FAST_R ;<30> NUMERO_TOTAL_1_FAST_S ;<31> NUMERO_TOTAL_0_FAST_S ;<32> DURACION_3_TOTAL_FAST_S ;<33> DURACION_2_TOTAL_FAST_S ;<34> DURACION_1_TOTAL_FAST_S ;<35> DURACION_0_TOTAL_FAST_S ;<36> NUMERO_TOTAL_1_FAST_T ;<37> NUMERO_TOTAL_0_FAST_T ;<38> DURACION_3_TOTAL_FAST_T ;<39> DURACION_2_TOTAL_FAST_T ;<40> DURACION_1_TOTAL_FAST_T ;<41> DURACION_0_TOTAL_FAST_T ;<42> NUMERO_TOTAL_1_SLOW_R ;<43> NUMERO_TOTAL_0_SLOW_R ;<44> DURACION_3_TOTAL_SLOW_R ;<45> DURACION_2_TOTAL_SLOW_R ;<46> DURACION_1_TOTAL_SLOW_R ;<47> DURACION_0_TOTAL_SLOW_R ;<48> NUMERO_TOTAL_1_SLOW_S ;<49> NUMERO_TOTAL_0_SLOW_S ;<50> DURACION_3_TOTAL_SLOW_S ;<51> DURACION_2_TOTAL_SLOW_S ;<52> DURACION_1_TOTAL_SLOW_S ;<53> DURACION_0_TOTAL_SLOW_S ;<54> NUMERO_TOTAL_1_SLOW_T ;<55> NUMERO_TOTAL_0_SLOW_T ;<56> DURACION_3_TOTAL_SLOW_T ;<57> DURACION_2_TOTAL_SLOW_T ;<58> DURACION_1_TOTAL_SLOW_T ;<59> DURACION_0_TOTAL_SLOW_T ;<100> MINUTOS_2_CARGA_BATERIA ;<101> MINUTOS_1_CARGA_BATERIA ;<102> MINUTOS_0_CARGA_BATERIA ;<103> MINUTOS_2_VIDA_BATERIA ;<104> MINUTOS_1_VIDA_BATERIA ;<105> MINUTOS_0_VIDA_BATERIA </pre>	DES Y FES
---	------------------

Nota: las tildes en los nombres de la anterior lista de direcciones de la memoria EEPROM del microcontrolador, son omitidas, pues se obtuvieron directamente del código fuente, el cual, no interpreta caracteres como el anteriormente mencionado.

ANEXO F.

MANUAL DEL USUARIO DEL PROGRAMA HUCOM (SW)

Dentro del presente anexo, se presentará una guía de manejo del Software HUCOM (SW), desarrollado en Visual Studio 6.0. Dentro de las funciones principales que debe realizar el programa, se tiene: indagar si existen datos en el puerto, configurar parámetros de la medición y detección de las perturbaciones, establecer una comunicación con el “MODEM” externo, descargar y procesar datos obtenidos del HUCOM V1.3, calibrar la medición del valor eficaz y actualizar la fecha y la hora, entre las más importantes.

A continuación se mostrará el proceso de instalación- desinstalación del programa y las acciones que se realizan, cuando se activan cada uno de los íconos presentes en la interfaz gráfica

1. INSTALACIÓN DEL PROGRAMA DE LA INTERFAZ GRÁFICA HUCOM SW

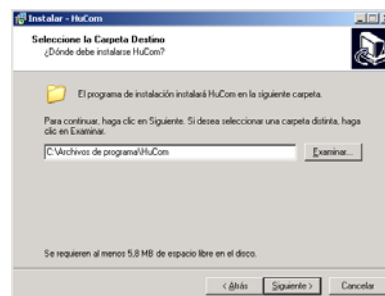
Para realizar el proceso de instalación de la interfaz gráfica del equipo de medición, se debe ejecutar el archivo Setup.exe en el CD de instalación y luego seguir las instrucciones del asistente de instalación, las ventanas del asistente se muestran en la figura 1.

Una vez instalado la interfaz gráfica, se debe correr el programa haciendo doble “clic” en el archivo ejecutable (Hucom.exe) desde la dirección en donde fue grabado.

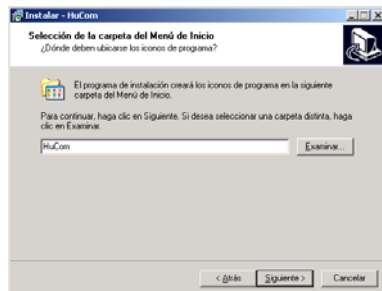
Figura F1. Asistente de ayuda para la instalación de la interfaz gráfica



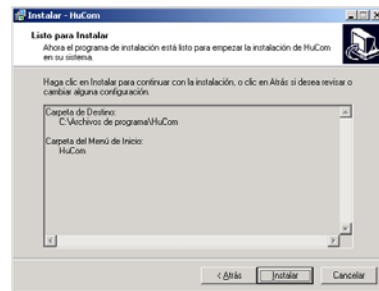
(a) Pantalla de bienvenida.



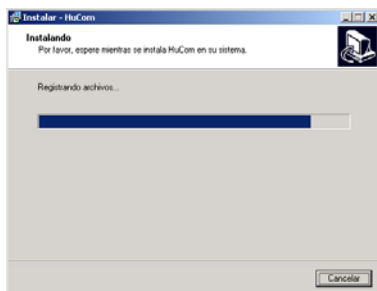
(b) Pantalla de selección de directorio de instalación.



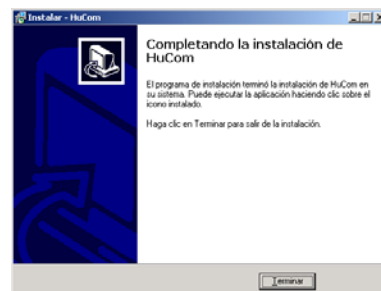
(c) Pantalla de selección de accesos en menú inicio.



(d) Pantalla del listado de componentes a instalar.



(e) Pantalla de progreso de instalación.



(f) Ventana de información de instalación completada.

Fuente: Autor

2. PROCESO DE DESINSTALACIÓN DEL SOFTWARE HUCOM (SW)

Para desinstalar el Hucom SW se debe ir al panel de control y en él seleccionar Agregar o quitar programas y luego en la ventana de panel de control, (Ver figura 2).

Figura F2. (a), (b), Ayudas para la desinstalación de la interfase gráfica



(a)

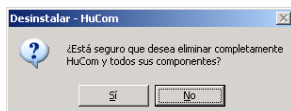


(b)

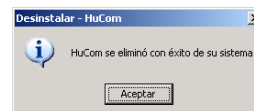
Fuente: Panel de control de Windows XP.

En la lista de programas para desinstalar se debe seleccionar Hucom 1.7 y se debe dar clic sobre el botón Quitar. Una vez presionado este botón se hace una pregunta para confirmar si se desea o no realmente desinstalar. Se debe responder “sí” para continuar con la desinstalación, luego se muestra una ventana en la que se muestra el progreso de la desinstalación y al final se muestra otra ventana confirmando que la desinstalación ya se ha concluido.

Tabla F1. Mensajes de confirmación de la Desinstalación de la interfase gráfica



Confirmación antes de iniciar desinstalación

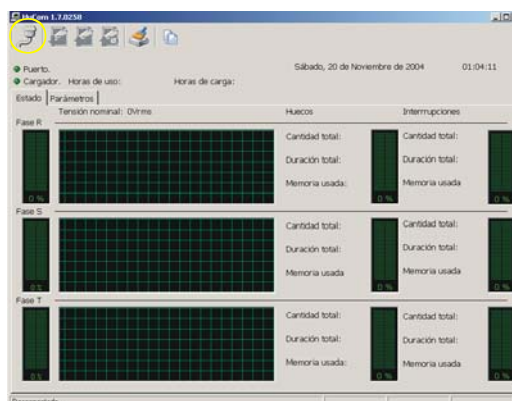


Notificación de desinstalación completada.

3. ESTRUCTURA DE LA INTERFAZ GRÁFICA DEL HUCOM SW DEL EQUIPO DE MEDICIÓN

La estructura del programa de la interfaz gráfica del HUCOM SW, permite la realización de tareas previamente definidas en donde su primer objetivo es establecer la comunicación con el equipo de monitorización en forma serial o vía MODEM, bajo un protocolo "Xmodem1K" que utiliza internamente un código de redundancia cíclica (CRC) en un formato de 16 bits. Las condiciones del puerto con el cual se va a comunicar el equipo debe tener las siguientes especificaciones: elegir el "COM" por el cual se realizará la transmisión de datos, ajustar la velocidad de transferencia a 19200 bps y desactivar el bit de paridad en la comunicación.

Figura F3. Ambiente gráfico del programa HUCOM (SW)

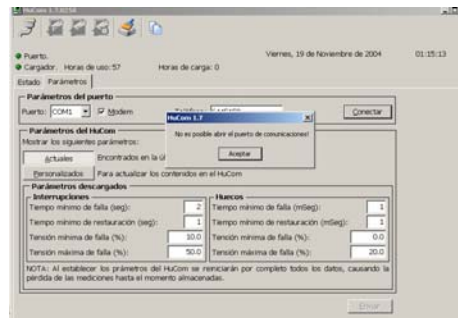


Fuente: Autor

Para ejecutar el programa de la interfaz gráfica se debe dar clic en el icono del archivo Hucom.exe, desde el lugar en donde se guardó en el momento de la instalación, e inmediatamente saldrá un ambiente gráfico tal como se muestra en la figura 3. Para establecer una comunicación directa entre el programa HUCOM

(SW) y el HUCOM V1.3, se debe hacer clic en , y éste ajustará automáticamente la tasa de transferencia a 19200 bps, tal como se muestra en la figura 3. En caso de generarse un fin de comunicación inesperado (por corte en el bus de datos o inexistencia de portadora en el MODEM) o incluso uno normal, espera un minuto antes de intentar nuevamente establecer una comunicación, porque puede que el HW no haya detectado aún el fin de una comunicación. Siempre que se solicita un paquete de datos o se envía uno al Hucom HW se reintenta 5 veces con un intervalo de 2 segundos entre intentos para garantizar la comunicación. Si esta comunicación no se establece, saldrá un mensaje haciendo referencia que no se pudo establecer la comunicación "No se puede abrir el puerto de comunicaciones", tal como se muestra en la figura 4.

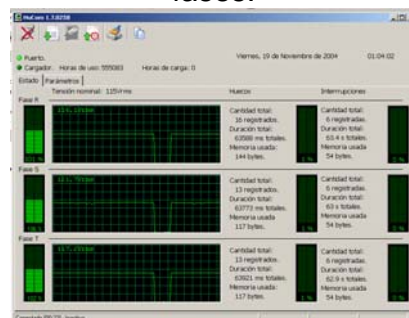
Figura F4. Mensaje de no establecimiento de la comunicación.



Fuente: Autor

Una vez establecida la comunicación del PC con el equipo de medición, y dependiendo de lo que el usuario requiera, el programa deberá realizar tareas específicas, algunas de las cuales son: descargar los datos almacenados en el equipo, configurar los parámetros de medición, sincronizar o actualizar la hora, calibrar los canales de mediciones, mostrar gráficamente las mediciones actuales, esta última se muestra en la figura 5.

Figura F5. Seguimiento del valor eficaz en forma gráfica para cada una de las fases.

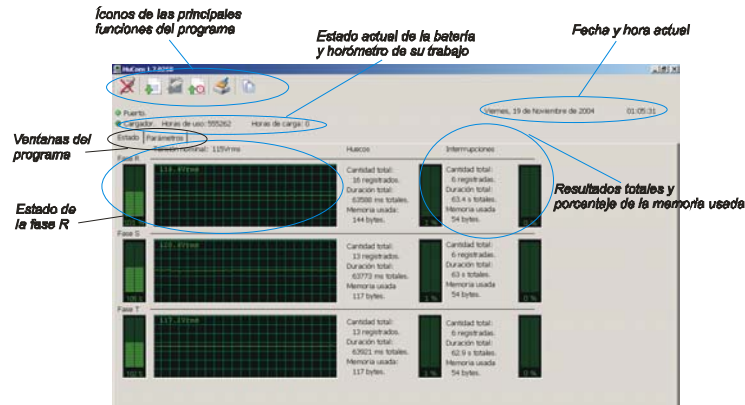


Fuente: Autor

3.1 VENTANA DE ESTADO

En la ventana de “Estado”, el usuario tiene la posibilidad de monitorizar en forma gráfica el valor eficaz de cada una de las fases, el porcentaje del valor eficaz actual con respecto al valor nominal previamente establecido, se muestra la fecha y hora actual del equipo, que esta determinada por el reloj en tiempo real DS1307, las horas de carga y de trabajo de la batería de respaldo con el objeto de determinar su vida útil y en esta misma ventana se muestran las interrupciones y las caídas de tensión registradas en cada uno de los bancos de memoria así como la duración total de los mismos, mostrando el nivel de ocupación en porcentaje.

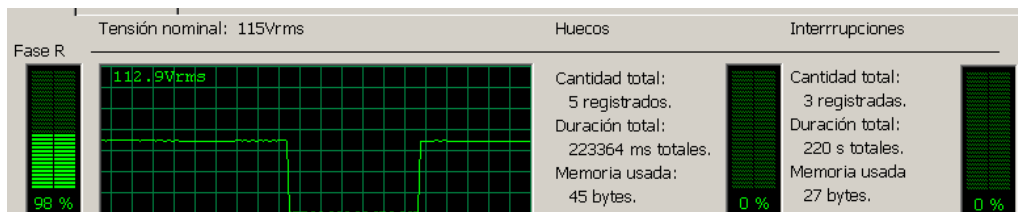
Figura F6. Ventana principal del programa HUCOM SW



Fuente: Autor

En la figura 7, se muestra el detalle de la forma de onda que describe el valor eficaz de la fase R con respecto al tiempo, así como, los totales de las perturbaciones registradas en la memoria y su grado de ocupación.

Figura F7. Indicadores del nivel de tensión para cada fase (fase R)



Fuente: Autor

En la siguiente tabla, se especifican las acciones que realizan cada uno de los íconos ubicados en la ventana de Estado o principal.

Tabla F2. Listado de símbolos utilizados en la interfaz gráfica del prototipo.

	Conectarse al HUCOM V1.3, por medio del puerto serial o por vía telefónica utilizando los parámetros etiquetados como parámetros del puerto en la ficha parámetros.
	Desconectar la comunicación con el HUCOM V1.3.
	Descargar los datos almacenados en memoria del Hucom.
	Subir los parámetros de medición y reiniciar la memoria.

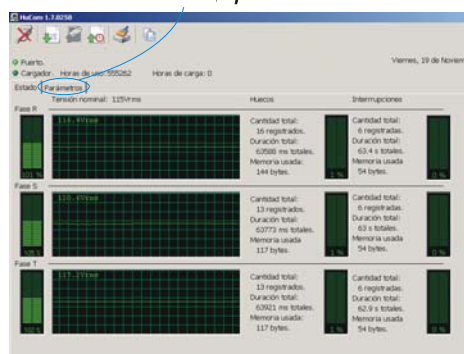
	Actualizar fecha y hora con la fecha y hora del computador. Al realizar esta acción se reinicia la memoria del equipo.
	Limpiar gráficas y valores estadísticos.

Al conectarse el computador con el HUCOM V1.3, el usuario puede acceder a realizar cualquiera de las funciones anteriormente mencionadas.

3.2 VENTANA DE PARÁMETROS

Para acceder a esta ventana, el usuario debe hacer “clic” en la ficha de parámetros dentro de la ventan principal. En esta ficha se pueden especificar los parámetros del puerto de comunicaciones (**Parámetros del puerto**) y los parámetros generales para la detección de la fallas en el Hucom (**Parámetros del Hucom**).

Figura F8. Activación de la ventana de parámetros
Ventana de parámetros

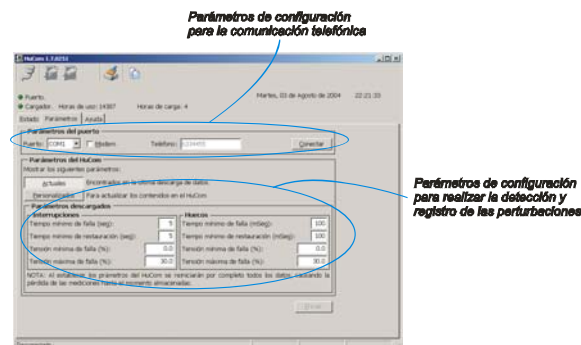


Fuente: Autor

En los parámetros del puerto se define el tipo de comunicación que se va a utilizar, si se velocidad de una comunicación serial simplemente se dará clic en el icono de comunicación serial directa al PC , para establecer este tipo de comunicación previamente en el PC, se debe configurar el puerto a utilizar y la velocidad de transferencia a 19200 bps; para realizar una comunicación alámbrica por teléfono, se debe seleccionar la opción de MODEM y definir el número telefónico al cual se debe comunicar; al otro lado de la línea debe estar el equipo medición conectado a través de un MODEM externo a una línea telefónica. A diferencia de

la comunicación anterior la velocidad de transferencia se ajusta automáticamente en el momento que se establece la comunicación. La ventana de parámetros se muestra en la Figura 9.

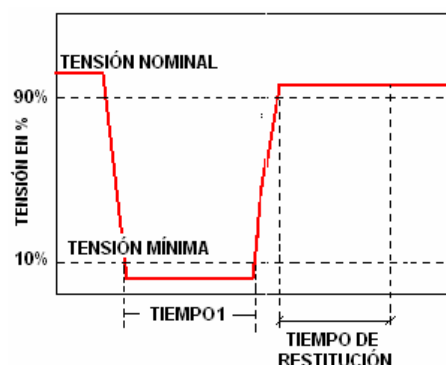
Figura F9. Ventana de ajuste de los parámetros de la medición y de comunicación telefónica a través de un “MODEM” externo



Fuente: Autor

Los parámetros para identificar y determinar el tipo de fallas a registrar pueden ser modificados o ajustados por el usuario del equipo. Basados en el modelo de fallas de la figura 10, que se ajusta tanto para interrupciones, como para caídas de tensión. De acuerdo a la definición de la interrupciones de tensión, estas ocurren cuando el valor eficaz de la tensión de alimentación cae a un valor por debajo de 0,1 p.u y para las caídas de tensión, de acuerdo el estándar [IEEE Std 1159, 95] y la norma colombiana [NTC 5000, 02], la caída de tensión es la reducción del valor eficaz de la tensión entre el 0,1 y 0,9 p.u. de su valor nominal, durante medio ciclo a 1 minuto; caracterizada a frecuencia industrial (60Hz en Colombia

Figura F10. Modelo de registro de una Interrupción del servicio tipo rectangular



Fuente: Autor

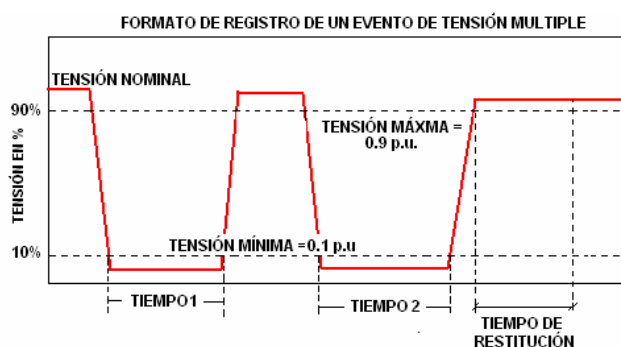
Para la identificación, selección y registro de las perturbaciones, los parámetros de medición que se pueden configurar por los usuarios son: el tiempo mínimo de falla, el tiempo mínimo de restauración, la tensión mínima de falla, la tensión máxima de falla; tanto para caídas de tensión como para interrupciones de tensión. En el

ejemplo de la figura 10, cabe destacar que una interrupción se registrará en la memoria del equipo si la tensión medida es menor que el valor establecido como tensión mínima (por normativa es del 10% del valor nominal) y si el tiempo1 es mayor que el tiempo establecido como mínimo para las interrupciones de tensión (por normativa 1 minuto); ahora, si el tiempo de las crestas de bajada o de subida duran más que el tiempo establecido como mínimo para caídas de tensión, se registrarán dos caídas de tensión en memoria.

Por tanto el modelo que se plantea se describe en forma gráfica en la figura 10, en donde se establece un tiempo de falla y un tiempo de restitución, esto con el objeto de filtrar perturbaciones y ruidos. El tiempo de restitución sirve para determinar que la tensión nominal del servicio se recupero completamente dando fin a una falla o estar en una condición de post-falla, dado que los tiempos de reacción de los recierres están entre 10 y 15 milisegundos, se recomienda configurar los tiempos de restitución del equipo en este rango.

Al crear el tiempo de restitución como parámetro de detección de la falla, además de cerciorarse de que la perturbación ya ocurrió, se pretende minimizar los efectos que pueden tener los “ruidos electromagnéticos” dentro del registro de cada uno de los eventos, ya que al estar en una condición de falla se pueden presentar ruidos y éstos podrían hacer registrar varias interrupciones dentro de una misma condición de falla. Para explicar el objetivo del tiempo de restitución como parámetro, se tomará como ejemplo una falla que pueda tener varios eventos consecutivos, como el presentado en la figura 11, al hacer este filtro con el tiempo de restitución, se registrará una sola interrupción y un solo tiempo de falla, y el tiempo total de la interrupción será la sumatoria del TIEMPO1 y del TIEMPO2, si el tiempo de recuperación entre falla y falla duró menos tiempo que el establecido como tiempo de restitución en el equipo; de lo contrario se registrarán dos interrupciones independientes. Cabe resaltar que paralelo al registro de esta interrupción, también se registrarán cuatro huecos de tensión, si las crestas de bajada o de subida duran un tiempo mayor que el establecido como mínimo para las caídas de tensión.

Figura F11. Modelo utilizado para identificar y registrar una falla de Tensión



Fuente: Autor

- **Tiempo límite de falla**

Número de segundos o milisegundos necesarios para que se considere se ha iniciado una falla, y sirve como filtro para optimizar el espacio en memoria

disponible, recordando que se posee espacio para registrar 1800 interrupciones y 1800 caídas de tensión, por cada una de las fases.

- **Tiempo límite de restauración**

Número de segundos o milisegundos necesarios para que se considere restaurada una falla, también es el tiempo que el usuario considere que se está en una condición de postfalla; en sistemas de recierre automático se recomienda un tiempo mayor que la respuesta de un recierre (se recomienda un tiempo entre 20 y 50 ms).

- **Tensión mínima de falla**

Valor en porcentaje de la tensión nominal, utilizado como límite inferior en la medición de una falla, de acuerdo al modelo planteado. Cuando el valor eficaz de la tensión de alimentación cae a un valor por debajo de 0,1 p.u o 10 %, se considera como interrupción; pero en otras normativas cambia al 1%. Este valor puede ser ajustado a consideración del usuario del programa.

- **Tensión máxima de falla**

Valor en porcentaje de la tensión nominal utilizado como límite superior en la medición de una falla, sirve para determinar si la tensión esta en una condición de falla o para saber si se recupero de una condición de falla y así considerar que la falla se despejo. De acuerdo a las normativas actuales el valor recomendado es del 90%, pero el usuario del programa puede ajustarlo al valor que él crea conveniente.

NOTA: Los valores de tensión mínima de falla y Tensión máxima de falla son relativos al valor considerado como 100% o valor nominal que se establece en la calibración del equipo Hucom V1.3.

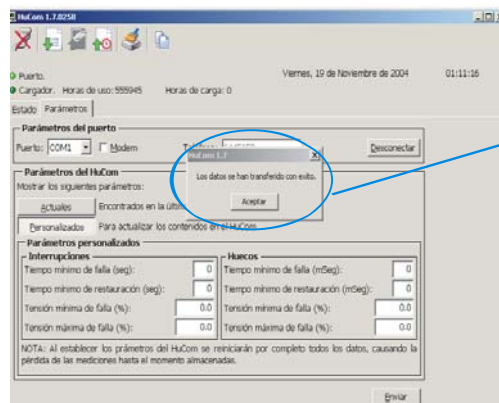
Ya establecido el tipo de perturbaciones que se desea registrar en la memoria del equipo de medición, los datos deben ser cargados al equipo de medición,

haciendo “clic” en la casilla de enviar o en el icono , que esta destinado para ello. Después de esta acción se debe esperar un tiempo para cerciorarse que se realizó la transferencia, tal como se muestra en la figura 12.



Cabe destacar que en el momento de realizar cambios en los parámetros de medición, previamente se debe realizar la descarga de datos y luego hacer el cambio de parámetros, dado que al subir los parámetros se borrarán los registros de memoria almacenados, de esta manera se garantiza que todos los datos registrados en los bancos de memoria se obtuvieron bajo las mismas condiciones de detección.

Figura F12. Mensaje de confirmación para la transferencia de parámetros



**Mensaje de confirmación
de la transferencia de los
parámetros**

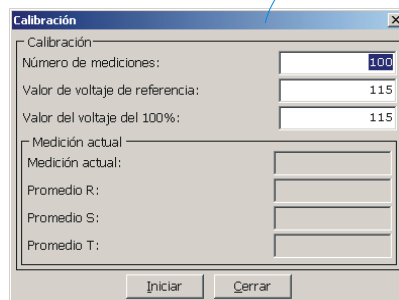
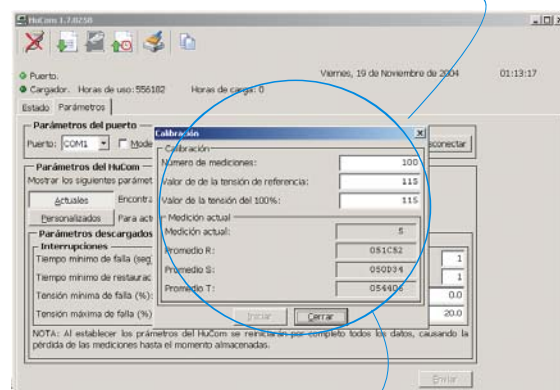
Fuente: Autor

3.3 CALIBRACIÓN DE LA MEDICIÓN DEL HUCOM V1.3

Debido a que los dispositivos de acondicionamiento de la señal de tensión (transformadores de aislamiento, diodos (Ge) de rectificación y resistencias de precisión), no posee exactamente el mismo valor, es necesario calibrar el equipo de medición para las tres fases de manera simultánea. Para lograr lo anterior se estableció un menú oculto activado con los comandos “**Ctrl Alt F8**” dentro de la ventana de parámetros, tal como se muestra en la figura 13. En esta ventana el usuario podrá realizar la calibración del equipo con el objeto de obtener mediciones más estables y para que las tres fases compensen los errores generados por los acondicionadores de señal, teniendo en cuenta que este equipo estima el valor eficaz de las ondas de tensión de un sistema trifásico, con el fin de detectar y registrar las interrupciones y las caídas de tensión, con una exactitud del 3%.

Figura F13. Ventana de la calibración de la medición del valor Eficaz

Ctrl+Alt+F8, Activa la ventana de calibración de los canales de medición de cada una de las fases.



Fuente: Autor

Para realizar el proceso de calibración, se empieza conectando las tres fases a una fuente de tensión de AC de valor similar a la nominal, lo más estable posible en magnitud y en frecuencia. Una vez conectadas las fases al mismo punto de medición, se realiza un promedio de N de lecturas del conversor analógico-digital fijado por el usuario (se recomiendan más de 20 lecturas, se ajustan en la casilla de número de mediciones); previamente haciendo referencia a la medición eficaz de la tensión con un equipo de medición de la mayor precisión posible y fijando la tensión nominal del sistema de acuerdo al tipo de servicio suministrado por los distribuidores de energía eléctrica, se establecen las tensiones nominales a las cuales se deben suministrar al usuario de acuerdo al tipo de servicio (industrial, comercial o residencial) 120,127 VAC.

NOTA: los límites para identificar las fallas se obtendrán con respecto al valor nominal y no con respecto al valor de referencia para calibrar.

4. PROCESAMIENTO DE LOS DATOS ADQUIRIDOS CON EL EQUIPO DE MONITORIZACIÓN HUCOM V1.3

Una vez dentro de la interfaz y establecida la comunicación con el equipo de medición, a solicitud del usuario se puede descargar la información almacenada en el equipo de medición, haciendo “clic” en botón de  (Descargar datos al PC), la interfaz descargará los datos en dos archivos uno de respaldo en un formato de texto (.txt) que estará ubicado en la misma carpeta donde se instaló el HUCOM.EXE y otro en una hoja de EXCEL ¹¹, en donde empezará a realizar un procesamiento de los datos obtenidos y el usuario tendrá la posibilidad de filtrar la información de las interrupciones y las caídas de tensión por tiempo, así como obtener información del costo de las compensaciones en ese periodo de tiempo. Se realiza el cálculo del valor de las compensaciones que se deben hacer a los usuarios por los índices DES o FES en el caso Colombiano. En el caso que el circuito monitorizado tenga interrupciones del servicio programadas o de fuerza mayor, éstas se pueden eliminar del listado de fallas y volver a realizar los cálculos. Para mayor seguridad de los datos obtenidos, esta hoja de Excel ha sido protegida con un código de acceso de 6 dígitos para que solo pueda tener acceso a la información personal autorizado.

Al ser desprotegido la plantilla de EXCEL, el personal autorizado podrá descontar o eliminar las interrupciones programadas o de fuerza mayor, estos datos y gráficas estadísticas podrán ser guardadas en una carpeta que se debe destinar para tal efecto.

En la hoja principal mostrada en la figura 14, se muestra el periodo de monitorización, el total de los índices DES y FES registrados en el periodo de monitorización, así como, la cantidad total de interrupciones y caídas de tensión registradas, estos valores variarán una vez se descuenten las interrupciones y caídas de tensión programadas o de fuerza mayor. Después de este pequeño resumen se mostrará el detalle de cada uno de los eventos registrados en cada una de las fases, mostrando información del momento de inicio de la interrupción y de su duración.

Figura F14. Hoja principal en EXCEL, en donde se descargan los datos de la memoria

¹¹ La plataforma de EXCEL compatible con la interfaz, debe pertenecer a Office 2000 u Office XP de Microsoft.

	A	B	C	D	E	F	G
1	TABLA DE RESULTADOS						
2	PERIODO DE MEDICIÓN		FECHA INICIAL	16/10/2004 11:29:13			
3			FECHA FINAL	16/10/2004 11:45:40			
4	INTERROCCIONES DE TENSION	FASE R	FASE S	FASE T			
5	FES	5	5	5			
6	DES (Seg)	442.30	442.30	442.30			
7	CAIDAS DE TENSION	FASE R	FASE S	FASE T			
8	CANTIDAD	0	0	0			
9	DURACION (mSeg)	0	0	0			
10	INTERROCCIONES DE TENSION MAYORES DE 10 SEG.						
11		FASE R	FASE S	FASE T			
12	FechaHora	Duración (Seg)	FechaHora	Duración (Seg)	FechaHora	Duración (Seg)	
13	16/10/2004 11:34:07	10.7	16/10/2004 11:34:07	10.7	16/10/2004 11:34:07	10.7	
14	16/10/2004 11:34:23	18.3	16/10/2004 11:34:23	18.3	16/10/2004 11:34:23	18.3	
15	16/10/2004 11:36:00	13.5	16/10/2004 11:36:00	13.5	16/10/2004 11:36:00	13.5	
16	16/10/2004 11:36:30	29.3	16/10/2004 11:36:30	29.3	16/10/2004 11:36:30	29.3	
17	16/10/2004 11:38:48	372.5	16/10/2004 11:38:48	372.5	16/10/2004 11:38:48	372.5	
18							
19							
20							
21	CAIDAS DE TENSION MAYORES DE 50 mSEG.						
22		FASE R	FASE S	FASE T			
23	FechaHora	Duración (mSeg)	FechaHora	Duración (mSeg)	FechaHora	Duración (mSeg)	
24							
25							
26							
27							

Fuente: Autor

En la parte inferior de la hoja principal (Ver figura 15), se muestra un formulario necesario para clasificar las interrupciones y las caídas de tensión por su duración, y poder ajustar los valores de las penalizaciones necesarias ara realizar el cálculo de las compensaciones que se deben realizar a los usuarios.

Figura F15. Formulario de EXCEL para la clasificación de las interrupciones o caídas de tensión por su duración.

Límite de las interrupciones de tensión:		10		
	Fase R	Fase S	Fase T	
Inferiores a 10 Seg.	4	4	4	
Superiores a 10 Seg.	1	1	1	
Totales	5	5	5	

Límite de las caídas de tensión:		60		
	Fase R	Fase S	Fase T	
Inferiores a 60 mSeg.	2	0	2	
Superiores a 60 mSeg.	2	5	1	
Totales	4	5	3	

Fuente: Autor

En el formulario de la figura 16, que esta ubicado en la parte inferior de la hoja principal, se transformará la duración total de las interrupciones a horas, se establecerá el límite de tiempo de suspensión del servicio en ese periodo de tiempo y el calculará la diferencia (Delta), entre el valor registrado y el valor límite, así como el valor de la compensación por cada una de las fases monitorizadas. Proyectando al futuro y de acuerdo a ciertas similitudes entre las interrupciones y las caídas de tensión, se plantea el mismo formato de cálculo de las compensaciones para las caídas de tensión¹², tal como se muestra en la figura 16.

Figura F16. Hoja en EXCEL, en donde se realiza el cálculo de las compensaciones por DES y FES

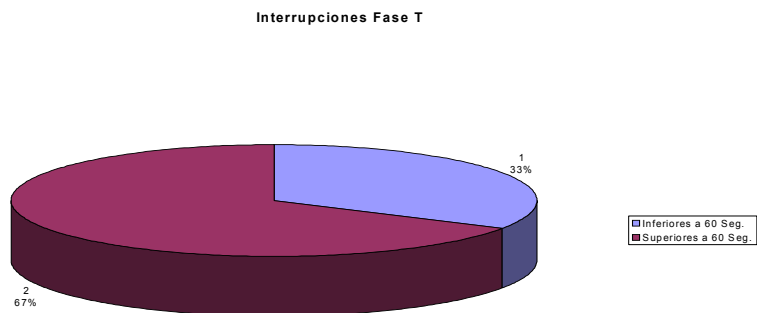
¹² En la normatividad actual no existen reglamentaciones concernientes a las compensaciones referentes a las caídas de tensión.

Penalización por interrupciones (DES)				
Limite DES	Fase R	Fase S	Fase T	Promedio
Valor (Horas)	0.06	0.06	0.05	0.06
Delta	-99.94	-99.94	-99.95	-99.94
Penalización	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Valor límite:	100			
Valor de penalización:	\$1,000.00			
Penalización por interrupciones (FES)				
Limite FES	Fase R	Fase S	Fase T	Promedio
Valor (Unidades)	3.00	3.00	3.00	3.00
Delta	-7.00	-7.00	-7.00	-7.00
Penalización	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Valor límite:	10			
Valor de penalización:	\$1,000.00			
Penalización por huecos (DES)				
Limite DES	Fase R	Fase S	Fase T	Promedio
Valor (Horas)	0.06	0.06	0.05	0.06
Delta	-99.94	-99.94	-99.95	-99.94
Penalización	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Valor límite:	100			
Valor de penalización:	\$1,000.00			
Penalización por huecos (FES)				
Limite FES	Fase R	Fase S	Fase T	Promedio
Valor (Unidades)	5.00	3.00	4.00	4.00
Delta	-5.00	-7.00	-6.00	-6.00
Penalización	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Valor límite:	10			
Valor de penalización:	\$1,000.00			

Fuente: Autor

En hojas adicionales se muestran los valores totales de las fallas registradas en el equipo de medición y su clasificación por su duración; el tiempo límite será configurado por el usuario en la hoja principal de EXCEL. En la figura 17 se muestra la grafica porcentual de la clasificación de las interrupciones. (El mismo análisis se realiza para las caídas de tensión).

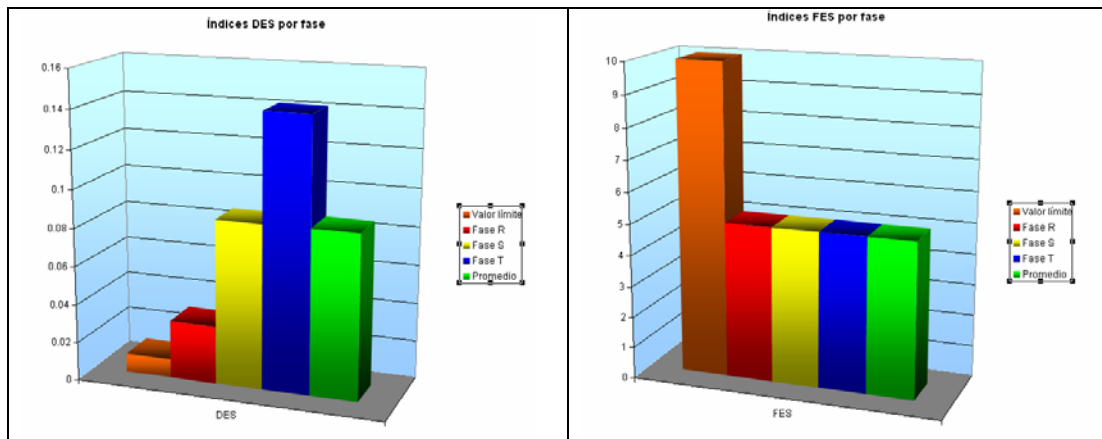
Figura F17. Gráfica estadística del resultado del filtro de clasificación de las interrupciones por tiempo



Fuente: Autor

Paralelamente en una hoja adicional dentro de esta misma plantilla, se mostrará los índices DES y FES en un Barograma, mostrando su estado actual con respecto al valor fijado como límite para cada una de las fases en el periodo de muestreo tal como se observa en la figura 18.

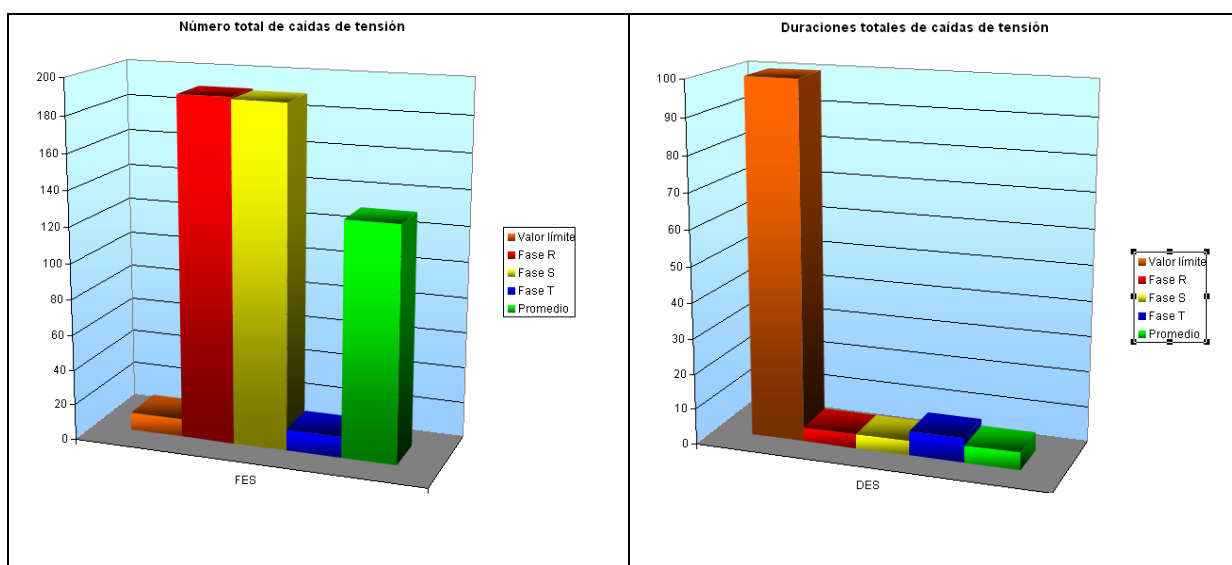
Figura F18. Formato estadístico en una hoja en EXCEL, en donde se realiza las comparaciones de los Índices DES o FES con respecto a los límites previamente fijados en el periodo de muestreo



Fuente: Autor

Estas comparaciones realizadas para las interrupciones de tensión, también se realizan en el mismo formato para las caídas de tensión, tal como se muestra en la figura 19.

Figura F19. Formato estadístico en una hoja en EXCEL, en donde se realiza las comparaciones del número y duración de las caídas de tensión, con respecto a los límites previamente fijados en el periodo de muestreo



Fuente: Autor

